



(spółka akcyjna z siedzibą w Katowicach w Polsce i adresem przy ul. Lwowskiej 23, zarejestrowana w rejestrze przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem 0000271562)

Oferta publiczna sprzedaży do 7.389.300.798 akcji o wartości nominalnej 1 zł każda
Oferta publiczna 318.665.300 akcji zwykłych na okaziciela o wartości nominalnej 1 zł każda wydawanych wspólnikom spółek Energomix Servis Sp. z o.o. oraz Enion Zarządzenie Aktywami Sp. z o.o. w związku z połączeniem ze Spółką

Niniejszy prospekt emisyjny (**Prospekt**) został sporządzony w związku z: (i) pierwszą ofertą publiczną (**Oferta**) na terytorium Polski do 7.389.300.798 akcji zwykłych na okaziciela serii B i serii C o wartości nominalnej 1 zł, które będą stanowiły do 821.033.422 akcji Serii AA o wartości nominalnej 9 zł przy założeniu przeprowadzenia Scalenia Akcji opisanego w Rozdziale 18 (**Akcje, Kapitał Zakładowy i Walne Zgromadzenie**), (**Akcje Sprzedawane**) spółki TAURON Polska Energia S.A. (**Spółka, TAURON**), spółki akcyjnej utworzonej i działającej zgodnie z prawem polskim, z siedzibą w Katowicach, przeprowadzaną przez Skarb Państwa Rzeczypospolitej Polskiej reprezentowany przez Ministra Skarbu Państwa będący akcjonariuszem większościowym TAURON (**Akcjonariusz Sprzedający**); (ii) w związku z ofertą publiczną (**Oferta Akcji Połączeniowych**) na terytorium Polski 318.665.300 akcji zwykłych na okaziciela Spółki o wartości nominalnej 1 zł każda, w tym 124.814.986 akcji serii J oraz 193.850.314 akcji serii K (**Akcje Połączeniowe**) przeprowadzaną przez Spółkę w związku z połączeniem Spółki z jej spółkami zależnymi: Energomix Servis Sp. z o.o. oraz Enion Zarządzenie Aktywami Sp. z o.o. (**Spółki Przejmowane**) poprzez wydanie akcji serii J wspólnikom Energomix Servis Sp. z o.o., natomiast akcji serii K wspólnikom Enion Zarządzenie Aktywami Sp. z o.o. oraz (iii) w celu ubiegania się o dopuszczenie i wprowadzenie 14.304.948.858 akcji serii A, B, C, D, E, F, G, H, I, J i K (1.589.438.762 akcji serii AA o wartości nominalnej 9 zł po przeprowadzeniu Scalenia Akcji) do obrotu na rynku podstawowym Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. (**GPW**).

TAURON nie pozyska żadnych wpływów ze sprzedaży Akcji Sprzedawanych. Natomiast w zamian za Akcje Połączeniowe TAURON uzyska: (i) przeniesienie na TAURON całego majątku Spółek Przejmowanych (zgodnie z art. 492 § 1 pkt 1 KSH) oraz (ii) środki pieniężne wnoszone przez wspólników Spółek Przejmowanych tytułem dopłat.

Inwestorzy Indywidualni mogą składać zapisy na Akcje Sprzedawane w okresie od dnia 9 czerwca 2010 r. do dnia 18 czerwca 2010 r. Inwestorzy Instytucjonalni mogą składać zapisy w okresie od dnia 22 czerwca 2010 r. do dnia 24 czerwca 2010 r.

Akcjonariusz Sprzedający w porozumieniu z Globalnymi Współprzewodzącymi Księgę Popytu ustali maksymalną cenę Akcji Sprzedawanych na potrzeby składania zapisów przez Inwestorów Indywidualnych (**Cena Maksymalna**), która, zgodnie z przewidywanym harmonogramem Oferty, zostanie przekazana do publicznej wiadomości w dniu 2 czerwca 2010 r. w formie aneksu do Prospektu w trybie art. 51a ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych (**Ustawa o Ofercie**).

Cena sprzedaży Akcji Sprzedawanych (**Cena Sprzedaży**) dla Inwestorów Indywidualnych oraz Cena Sprzedaży dla Inwestorów Instytucjonalnych zostanie ustalona przez Akcjonariusza Sprzedającego, w porozumieniu z Globalnymi Współprzewodzącymi Księgę Popytu, po zakończeniu procesu budowania księgi popytu wśród Inwestorów Instytucjonalnych. Cena Sprzedaży dla Inwestorów Instytucjonalnych może zostać ustalona na poziomie wyższym niż Cena Maksymalna. Cena Sprzedaży dla Inwestorów Indywidualnych nie będzie wyższa niż Cena Maksymalna. Jeżeli Cena Sprzedaży dla Inwestorów Instytucjonalnych zostanie ustalona na poziomie niższym niż Cena Maksymalna, Inwestorzy Indywidualni nabywają Akcje Sprzedawane po Cenie Sprzedaży ustalonej dla Inwestorów Instytucjonalnych.

Najpóźniej w dniu ustalenia Ceny Sprzedaży, Akcjonariusz Sprzedający w porozumieniu z Globalnymi Współprzewodzącymi Księgę Popytu, podejmie decyzję o ostatecznej liczbie Akcji Sprzedawanych oferowanych w ramach Oferty. W dniu ustalenia Ceny Sprzedaży zostanie ustalona liczba Akcji Sprzedawanych oferowanych Inwestorom Instytucjonalnym oraz Inwestorom Indywidualnym. Patrz szerzej punkt 22.6 (**Ostateczna liczba Akcji Sprzedawanych oferowanych w ramach Oferty**).

Informacja o ostatecznej liczbie Akcji Sprzedawanych oferowanych w ramach Oferty, ostatecznej liczbie Akcji Sprzedawanych oferowanych Inwestorom Indywidualnym i Inwestorom Instytucjonalnym oraz Cenie Sprzedaży dla Inwestorów Indywidualnych i Cenie Sprzedaży dla Inwestorów Instytucjonalnych zostanie podana do publicznej wiadomości w trybie przewidzianym w art. 54 ust. 3 Ustawy o Ofercie.

Akcje Spółki, w tym Akcje Sprzedawane, nie były i nie są dopuszczone do obrotu na żadnym rynku regulowanym. Niezwłocznie po zatwierdzeniu Prospektu Spółka zamierza ubiegać się o dopuszczenie i wprowadzenie 14.304.948.858 akcji zwykłych na okaziciela serii A, B, C, D, E, F, G, H, I, J i K Spółki (1.589.438.762 akcji zwykłych na okaziciela serii AA Spółki po przeprowadzeniu Scalenia Akcji – zob. Rozdział 18 (**Akcje, Kapitał Zakładowy i Walne Zgromadzenie**)), w tym wszystkich Akcji Sprzedawanych, do obrotu na rynku podstawowym GPW. Intencją Spółki jest, aby pierwszy dzień notowań Akcji Sprzedawanych na GPW nastąpił około 30 czerwca 2010 r.

Parytet wymiany (**Parytet Wymiany**), według którego została ustalona liczba Akcji Połączeniowych i wysokość dopłat oraz pozostałe warunki, zgodnie z którymi nastąpi wydanie Akcji Połączeniowych, zostały ustalone w „Planie połączenia TAURON Polska Energia S.A. z siedzibą w Katowicach (Spółka Przejmująca) z Enion Zarządzenie Aktywami Sp. z o.o. z siedzibą w Katowicach (Spółka Przejmowana) oraz Energomix Servis Sp. z o.o. z siedzibą w Katowicach (Spółka Przejmowana)” uzgodnionym przez zarządy łączących się spółek w dniu 16 grudnia 2009 r., zbadanym przez biegłego Teresę Chorozyńską i ogłoszonym w Monitorze Sądowym i Gospodarczym nr 15, poz. 862 z dnia 22 stycznia 2010 r. (**Plan Połączenia**). W Ofercie Połączeniowej nie przewiduje się składania zapisów na Akcje Połączeniowe ani innych oświadczeń związanych w zakresie objęcia tych akcji.

Inwestowanie w papiery wartościowe objęte Prospektem łączy się z wysokim ryzykiem właściwym dla instrumentów rynku kapitałowego o charakterze udziałowym oraz ryzykiem związanym z działalnością Grupy TAURON oraz z otoczeniem, w jakim Grupa TAURON prowadzi działalność. Szczegółowy opis czynników ryzyka znajduje się w Rozdziale 2 (Czynniki Ryzyka**).**

Prospekt stanowi prospekt w formie jednolitego dokumentu w rozumieniu art. 5 ust. 3 Dyrektywy 2003/71/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (**Dyrektywa Prospektowa**) i Ustawy o Ofercie oraz został przygotowany zgodnie z Ustawą o Ofercie i Rozporządzeniem Komisji WE nr 809/2004 z dnia 29 kwietnia 2004 r. wdrażającym Dyrektywę 2003/71/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie informacji zawartych w prospektach emisyjnych oraz formy, włączenia przez odniesienie i publikacji takich prospektów emisyjnych oraz rozpowszechniania reklam (**Rozporządzenie Prospektowe**).

W związku z Ofertą przeprowadzaną na terytorium Polski mogą zostać podjęte działania mające na celu przekazanie informacji o Ofercie kwalifikowanym nabywcom instytucjonalnym (**Qualified Institutional Buyers, QIB, Kwalifikowani Nabywcy Instytucjonalni**) w Stanach Zjednoczonych Ameryki w rozumieniu i zgodnie z Przepisem 144A (**Rule 144A**) wydanym na podstawie amerykańskiej ustawy o papierach wartościowych z 1933, ze zm. (**U.S. Securities Act of 1933, as amended, Amerykańska Ustawa o Papierach Wartościowych**) oraz innym inwestorom instytucjonalnym poza Stanami Zjednoczonymi Ameryki (z wyłączeniem Polski) zgodnie z Regulacją S (**Regulation S**) wydaną na podstawie Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych oraz zgodnie z właściwymi przepisami prawa jurysdykcji, gdzie taka promocja Oferty będzie prowadzona. Ograniczone działania marketingowe będą prowadzone w oparciu o oddzielnie przekazany wybranym inwestorom instytucjonalnym dokument marketingowy w formacie międzynarodowego dokumentu ofertowego (**International Offering Circular**) (**Dokument Marketingowy**). Dokument Marketingowy zostanie sporządzony w języku angielskim i nie będzie podlegał zatwierdzeniu przez Komisję Nadzoru Finansowego (**KNF**), ani żaden inny organ administracji publicznej, w szczególności organ właściwy w jurysdykcji, gdzie taka promocja Oferty będzie prowadzona. Inwestorzy powinni uwzględnić, że Oferta opisana w Prospekcie jest przeprowadzana wyłącznie na terytorium Polski, a jedynym prawnie wiążącym dokumentem ofertowym sporządzonym na potrzeby tej Oferty, zawierającym informacje na temat Grupy TAURON oraz Akcji Sprzedawanych jest Prospekt.

Prospekt nie stanowi oferty sprzedaży ani nabycia Akcji Sprzedawanych ani Akcji Połączeniowych przez, ani nie dąży do pozyskania ofert sprzedaży ani nabycia Akcji Sprzedawanych od, osób znajdujących się w jakichkolwiek jurysdykcjach, w których składanie tego rodzaju ofert takim osobom jest niezgodne z prawem. Oferta publiczna Akcji Sprzedawanych jest dokonywana wyłącznie na terytorium Polski. Ani Prospekt, ani Akcje Sprzedawane, ani Akcje Połączeniowe nie zostały zarejestrowane ani zatwierdzone, ani nie są przedmiotem zawiadomienia złożonego jakiegokolwiek organowi regulacyjnemu w jakiegokolwiek jurysdykcji poza terytorium Polski.

AKCJE SPRZEDAWANE ANI AKCJE POŁĄCZENIOWE NIE ZOSTAŁY, ANI NIE ZOSTANĄ ZAREJESTROWANE ZGODNIE Z AMERYKAŃSKĄ USTAWĄ O PAPIERACH WARTOŚCIOWYCH, ANI PRZEZ ŻADEN ORGAN REGULUJĄCY OBRÓT PAPIERAMI WARTOŚCIOWYMI JAKIEGOKOLWIEK STANU LUB PODLEGAJĄCY JURYSDYKCJI STANÓW ZJEDNOCZONYCH AMERYKI, I NIE MOGĄ BYĆ OFEROWANE, SPRZEDAWANE, ZASTAWIANE ANI W INNY SPOSÓB ZBYWANE NA TERYTORIUM STANÓW ZJEDNOCZONYCH AMERYKI, CHYBA ŻE W RAMACH WYJĄTKU OD WYMAGU REJESTRACYJNEGO PRZEWIDZIANEGO W AMERYKAŃSKIEJ USTAWIE O PAPIERACH WARTOŚCIOWYCH LUB W RAMACH TRANSAKCJI WYŁĄCZĄCYCH SPOD TEGO WYMAGU, POD WARUNKIEM ZACHOWANIA ZGODNOŚCI Z WŁAŚCIWYMI PRZEPISAMI PRAWA REGULUJĄCYMI OBRÓT PAPIERAMI WARTOŚCIOWYMI W KTÓRYMKOLWIEK STANIE LUB JURYSDYKCJI W STANACH ZJEDNOCZONYCH AMERYKI. W STANACH ZJEDNOCZONYCH AMERYKI AKCJE SPRZEDAWANE SĄ OFEROWANE WYŁĄCZNIE QIB W RZUMIENIU PRZEPISU 144A AMERYKAŃSKIEJ USTAWY O PAPIERACH WARTOŚCIOWYCH, W RAMACH OFERTY PRYWATNEJ KORZYSTAJĄCEJ Z WYŁĄCZENIA Z OBOWIĄZKU REJESTRACJI NA PODSTAWIE AMERYKAŃSKIEJ USTAWY O PAPIERACH WARTOŚCIOWYCH. POZA STANAMI ZJEDNOCZONYMI AMERYKI AKCJE SPRZEDAWANE SĄ OFEROWANE W OPARCIU O REGULACJĘ S AMERYKAŃSKIEJ USTAWY O PAPIERACH WARTOŚCIOWYCH. AKCJE PODLEGAJĄ OKREŚLONEMU OGRANICZENIOM W ZAKRESIE SPRZEDAŻY, MOŻLIWOŚCI OFEROWANIA, SKŁADANIA ZAPISÓW I ROZPORZĄDZANIA. SZCZEGÓŁOWE INFORMACJE ZAMIESZCZONE SĄ W ROZDZIALE 24 (OGRANICZENIA SPRZEDAŻY AKCJI SPRZEDAWANYCH**).**

Akcjonariusz Sprzedający przewiduje, że w związku z Ofertą Menedżer Stabilizujący będzie mógł nabywać na GPW akcje Spółki w liczbie stanowiącej do 10% ostatecznej liczby Akcji Sprzedawanych w celu stabilizacji ich kursu giełdowego na poziomie wyższym niż poziom, który ustaliby się w innych okolicznościach, gdyby działania takie nie były podejmowane. Nabywanie akcji Spółki w ramach transakcji stabilizacyjnych będzie dokonywane na zasadach określonych w Rozporządzeniu w sprawie Stabilizacji. Transakcje nabycia akcji Spółki będą mogły być dokonywane w okresie nie dłuższym niż 30 dni od dnia rozpoczęcia notowań akcji Spółki na GPW (**Okres Stabilizacji**) po cenie nie wyższej niż Cena Sprzedaży dla Inwestorów Instytucjonalnych. Menedżer Stabilizujący nie będzie jednak zobowiązany do podjęcia jakichkolwiek działań stabilizacyjnych. Jeśli działania takie zostaną podjęte przez Menedżera Stabilizującego, mogą one zostać przerwane w każdym czasie, jednak nie później niż z upływem Okresu Stabilizacji. Nie ma pewności, że jeśli działania stabilizacyjne zostaną podjęte, to przyniosą one przewidywane skutki.

W związku z transakcjami stabilizacyjnymi, które Menedżer Stabilizujący może przeprowadzać na GPW, Akcjonariusz Sprzedający dokona warunkowej sprzedaży Menedżerowi Stabilizującemu do 10% ostatecznej liczby Akcji Sprzedawanych (**Opcja Stabilizacyjna**). Nabycie przez Menedżera Stabilizującego do 10% Akcji Sprzedawanych na GPW w transakcjach stabilizujących będzie skutkowało zwrotnym przeniesieniem ich własności na Akcjonariusza Sprzedającego po zakończeniu Okresu Stabilizacji.

UniCredit CAIB Poland S.A. pełni rolę oferującego Akcje Sprzedawane, natomiast TRIGON Dom Maklerski S.A. pełni rolę oferującego Akcje Połączeniowe.

Globalni Koordynatorzy i Globalni Współprzewodzący Księgę Popytu				
UBS Investment Bank	UniCredit CAIB			
Globalni Współprzewodzący Księgę Popytu				
BofA Merrill Lynch	ING			
Krajowi Współprzewodzący Księgę Popytu				
DI BRE Banku	DM PKO BP			
Krajowi Menedżerowie Oferty				
CDM Pekao	DM BOŚ	DM Pekao	ING Securities	TRIGON Dom Maklerski

Prospekt został zatwierdzony przez Komisję Nadzoru Finansowego w dniu 27 maja 2010 r.

SPIS TREŚCI

Rozdział	Strona
1. Podsumowanie	7
1.1 Wprowadzenie	7
1.2 Rynek energii elektrycznej w Polsce	7
1.3 Przewagi konkurencyjne	8
1.4 Strategia	10
1.5 Historia Grupy TAURON	10
1.6 Struktura Grupy TAURON	11
1.7 Istotne zdarzenia po 31 marca 2010 r.	11
1.8 Znaczący Akcjonariusz	12
1.9 Zarząd i Rada Nadzorcza	12
1.10 Podsumowanie czynników ryzyka	12
1.11 Podsumowanie i harmonogram Oferty	16
1.12 Podsumowanie i harmonogram Oferty Akcji Połączeniowych	21
1.13 Podsumowanie wybranych danych finansowych i operacyjnych	21
2. Czynniki Ryzyka	29
2.1 Ryzyka dotyczące Grupy TAURON oraz sektorów gospodarki, w których prowadzi działalność	29
2.2 Ryzyka dotyczące prowadzenia działalności gospodarczej w Polsce	44
2.3 Ryzyka związane z Ofertą i notowaniem Akcji Sprzedawanych oraz Akcji Połączeniowych	45
2.4 Ryzyka związane z Ofertą Akcji Połączeniowych	51
3. Ważne Informacje	55
3.1 Ważne informacje na temat Prospektu	55
3.2 Zmiany do Prospektu	55
3.3 Prezentacja informacji finansowych i innych danych	56
3.4 Dane makroekonomiczne, branżowe i statystyczne	57
3.5 Sprawozdawczość dotycząca złóż kopalin	58
3.6 Stabilizacja	60
3.7 Stwierdzenia dotyczące przyszłości	60
4. Wykorzystanie Wpływów z Oferty i Oferty Akcji Połączeniowych	62
4.1 Wykorzystanie Wpływów z Oferty	62
4.2 Wykorzystanie Wpływów z Oferty Akcji Połączeniowych	62
5. Dywidenda i Polityka w Zakresie Dywidendy	63
5.1 Zasady wypłaty dywidendy	63
5.2 Polityka w zakresie dywidendy	63
5.3 Historyczne dane na temat wypłaty dywidendy	63
5.4 Obowiązkowe wpłaty z zysku na rzecz Skarbu Państwa	64
6. Kapitalizacja i Zadłużenie	65
6.1 Oświadczenie o kapitale obrotowym	65
6.2 Kapitalizacja i zadłużenie	65
6.3 Zobowiązania warunkowe	66
7. Rozwodnienie	67
8. Kursy Wymiany Walut	68
8.1 EUR/złoty	68
8.2 USD/złoty	69

9. Wybrane Historyczne Informacje Finansowe i Dane Operacyjne	70
9.1 Dane ze skonsolidowanego sprawozdania z całkowitych dochodów i ze skonsolidowanego rachunku przepływów pieniężnych za lata zakończone w dniu 31 grudnia 2009, 2008 i 2007 r.	70
9.2 Dane ze skonsolidowanego sprawozdania z całkowitych dochodów i ze skonsolidowanego rachunku przepływów pieniężnych za kwartały zakończone w dniu 31 marca 2010 i 2009 r.	71
9.3 Dane ze skonsolidowanego sprawozdania z sytuacji finansowej za lata zakończone w dniu 31 grudnia 2009, 2008 i 2007 r.	72
9.4 Dane ze skonsolidowanego sprawozdania z sytuacji finansowej na dzień 31 marca 2010 r. i 31 grudnia 2009 r.	74
9.5 Inne dane operacyjne, w tym EBITDA i podstawowe wskaźniki	76
10. Przegląd Sytuacji Operacyjnej i Finansowej	77
10.1 Informacje ogólne	77
10.2 Istotne czynniki wpływające na wyniki działalności Grupy TAURON	77
10.3 Istotne zdarzenia po 31 marca 2010 r.	84
10.4 Bieżąca działalność i perspektywy	85
10.5 Omówienie EBITDA oraz wybranych pozycji skonsolidowanego sprawozdania z całkowitych dochodów Grupy TAURON	85
10.6 Płynność i zasoby kapitałowe	99
10.7 Omówienie wybranych pozycji skonsolidowanego rachunku przepływów pieniężnych Grupy TAURON	99
10.8 Zadłużenie	102
10.9 Nakłady inwestycyjne	104
10.10 Opis ryzyka	106
10.11 Istotne zasady rachunkowości	107
11. Otoczenie Rynkowe	110
11.1 Uwarunkowania makroekonomiczne	110
11.2 Historia	110
11.3 Informacje ogólne	111
11.4 Rynek energii elektrycznej	113
11.5 Segment rynku bilansującego i rynku technicznego	118
11.6 Wymiana międzysystemowa	118
11.7 Konkurencja	120
11.8 Rozwój odnawialnych źródeł energii	121
11.9 Rozwój energetyki jądrowej	122
11.10 Dostarczanie paliw	122
12. Otoczenie Regulacyjne	126
12.1 Wprowadzenie	126
12.2 Przepisy dotyczące energetyki – model rynku energii elektrycznej wynikający z Prawa Europejskiego	127
12.3 Regulator polskiego sektora energetycznego	127
12.4 Koncesje	127
12.5 Taryfy	128
12.6 Niezależność operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych – unbundling	135
12.7 Zasady wyznaczania OSP i OSD	136
12.8 Obowiązek opracowywania przez operatorów instrukcji ruchu i eksploatacji sieci	137
12.9 Uprawnienia operatorów systemów elektroenergetycznych w zakresie dysponowania jednostkami wytwórczymi	137
12.10 Uprawnienia OSP w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego	138
12.11 Prawo swobodnego wyboru sprzedawcy i zasada third party access (TPA)	139
12.12 Sprzedawca z urzędu	139
12.13 Przyłączanie do sieci	139
12.14 Obowiązek utrzymywania zapasów paliw	140
12.15 Rozwiązanie Kontraktów Długoterminowych (KDT)	141
12.16 Obowiązek publicznej sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców	143
12.17 Nadzór właścicielski Ministra Gospodarki	144

12.18	Trzeci pakiet legislacyjny	144
12.19	Energia ze źródeł odnawialnych	144
12.20	Energia wytwarzana w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (kogeneracja)	146
12.21	Regulacje dotyczące ochrony klimatu, związane z emisjami CO ₂ i innych substancji do atmosfery	148
12.22	Ograniczenia emisji SO ₂ , NO _x oraz pyłów	151
12.23	Efektywność energetyczna	152
12.24	Własność urządzeń służących do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub ciepła	152
12.25	Służebność przesyłu	152
12.26	Ochrona środowiska	153
12.27	Przepisy dotyczące sektora górnictwa	155
12.28	Inne przepisy	157
13.	Opis Działalności	163
13.1	Wprowadzenie	163
13.2	Przewagi konkurencyjne	166
13.3	Strategia Grupy TAURON	168
13.4	Program inwestycyjny	171
13.5	Historia Spółki	174
13.6	Struktura Grupy TAURON	176
13.7	Obszar Wydobycie	179
13.8	Obszar Wytwarzanie	183
13.9	Obszar OZE	187
13.10	Obszar Dystrybucji	189
13.11	Obszar Obrotu	193
13.12	Obszar Pozostałe	197
13.13	Koncesje	198
13.14	Kluczowi dostawcy	199
13.15	Badania i rozwój	199
13.16	Własność Intelektualna	200
13.17	Technologie informatyczne	200
13.18	Pracownicy	201
13.19	Ochrona środowiska	206
13.20	Ubezpieczenia	209
13.21	Istotne Postępowania	209
13.22	Nieruchomości i inne składniki majątkowe	212
14.	Istotne Umowy	216
14.1	Umowy dostawy węgla	216
14.2	Umowy dotyczące energii elektrycznej	217
14.3	Umowy finansowe	220
14.4	Umowa dotycząca nabycia KWK Bolesław Śmiały i akcji w PKW	226
14.5	Umowa dotycząca realizacji inwestycji przez PKE w Elektrociepłowni Bielsko-Biała	226
15.	Zarząd i Rada Nadzorcza	228
15.1	Zarząd	228
15.2	Rada Nadzorcza	232
15.3	Osoby zarządzające wyższego szczebla	239
15.4	Konflikt interesów w Zarządzie i Radzie Nadzorczej	239
15.5	Wynagrodzenia i inne świadczenia na rzecz członków Zarządu i Rady Nadzorczej	239
15.6	Akcje Spółki posiadane przez członków Zarządu i Rady Nadzorczej i umowy z członkami tych organów	241
15.7	Ład korporacyjny i komitety wewnątrz organów Spółki	242

16. Znaczący Akcjonariusz i Akcjonariusz Sprzedający	243
17. Transakcje z Podmiotami Powiązanymi	244
18. Akcje, Kapitał Zakładowy i Walne Zgromadzenie	254
18.1 Kapitał zakładowy	254
18.2 Dane historyczne na temat kapitału zakładowego w okresie objętym Zbadanym Skonsolidowanym Sprawozdaniem Finansowym	256
18.3 Prawa i obowiązki związane z Akcjami	257
18.4 Zmiana praw akcjonariuszy	263
18.5 Walne Zgromadzenie	264
18.6 Publiczne oferty przejęcia	266
18.7 Podstawa prawna ubiegania się o dopuszczenie i wprowadzenie Akcji do obrotu na Giełdzie	266
18.8 Miejsce rejestracji Akcji	266
19. Ogólne Informacje o Spółce	267
19.1 Podstawowe informacje o Spółce	267
19.2 Przedmiot działalności Spółki	267
19.3 Opis Grupy TAURON	267
19.4 Spółki Zależne	270
20. Rynek Kapitałowy w Polsce	274
20.1 Giełda Papierów Wartościowych w Warszawie S.A.	274
20.2 Regulacje rynku kapitałowego	274
20.3 Obowiązki informacyjne spółek publicznych	274
20.4 Ograniczenia nabywania lub zbywania akcji w trakcie tzw. okresów zamkniętych przez osoby mające dostęp do informacji poufnych	274
20.5 Zakaz manipulacji instrumentem finansowym	275
20.6 Obrót instrumentami finansowymi oraz rozliczanie transakcji	275
20.7 Dobre Praktyki Spółek Notowanych na GPW	276
21. Opodatkowanie	278
21.1 Informacje na temat potrącanych u źródła podatków od dochodu uzyskiwanego z Akcji oraz na temat opodatkowania w Polsce dochodów z posiadania i obrotu Akcjami	278
21.2 Opodatkowanie dochodów z posiadania Akcji – osoby fizyczne	278
21.3 Opodatkowanie dochodów z posiadania Akcji – osoby prawne	278
21.4 Dochody z obrotu Akcjami – osoby fizyczne	280
21.5 Dochody z obrotu Akcjami – osoby prawne	280
21.6 Podatek od czynności cywilnoprawnych	280
21.7 Podatek od spadków i darowizn (tylko osoby fizyczne)	281
22. Warunki Oferty	282
22.1 Oferta	282
22.2 Przewidywany harmonogram Oferty	282
22.3 Warunki odstąpienia od przeprowadzenia Oferty lub jej zawieszenia	283
22.4 Cena Maksymalna	284
22.5 Ustalenie Ceny Sprzedaży	284
22.6 Ostateczna liczba Akcji Sprzedawanych oferowanych w ramach Oferty	285
22.7 Zasady składania zapisów	285
22.8 Zasady płatności za Akcje Sprzedawane	287
22.9 Przydział Akcji Sprzedawanych	288
22.10 Rozliczenie	289
22.11 Notowanie Akcji	290
22.12 Zamiany Spółki dotyczące wprowadzenia programu lojalnościowego	290

23. Subemisja, Stabilizacja i Umowne Ograniczenia Zbywalności Akcji	291
23.1 Umowa o Gwarantowanie Oferty	291
23.2 Prowizje na rzecz Menedżerów Oferty	292
23.3 Działania stabilizacyjne	292
23.4 Umowne ograniczenia zbywalności i emisji Akcji	292
23.5 Powiązania w ramach innych transakcji	293
24. Ograniczenia Sprzedaży Akcji Sprzedawanych	294
24.1 Oferta publiczna Akcji Sprzedawanych w Polsce	294
24.2 Stany Zjednoczone Ameryki	294
24.3 Europejski Obszar Gospodarczy	294
24.4 Wielka Brytania	295
24.5 Kanada	295
24.6 Japonia	296
24.7 Australia	296
24.8 Szwajcaria	296
24.9 Międzynarodowe Centrum Finansowe w Dubaju	296
25. Warunki Oferty Akcji Połączeniowych	297
25.1 Informacje ogólne	297
25.2 Oferta Akcji Połączeniowych	298
25.3 Przewidywany harmonogram Oferty Akcji Połączeniowych i czynności w zakresie dopuszczenia i wprowadzenia Akcji Połączeniowych, do obrotu na rynku regulowanym	298
25.4 Warunki odstąpienia od przeprowadzenia Oferty Akcji Połączeniowych lub jej zawieszenia	299
25.5 Świadczenia wnoszone w zamian za Akcje Połączeniowe	299
25.6 Dopłaty	299
25.7 Przydział Akcji Połączeniowych	300
25.8 Rozliczenie	302
25.9 Dopuszczenie i wprowadzenie Akcji Połączeniowych do obrotu na rynku regulowanym	302
25.10 Wynagrodzenie Oferującego Akcje Połączeniowe	302
25.11 Powiązania w ramach innych transakcji	302
26. Informacje Dodatkowe	303
26.1 Biegli rewidenci	303
26.2 Podmioty Zaangażowane w Ofertę	304
26.3 Dokumenty udostępnione do wglądu	304
27. Oświadczenia Osób Odpowiedzialnych	306
27.1 Oświadczenie Spółki	306
27.2 Oświadczenie Akcjonariusza Sprzedającego	307
27.3 Oświadczenie Doradcy Prawnego Spółki	308
27.4 Oświadczenie Globalnego Koordynatora i Globalnego Współprowadzącego Księgę Popytu oraz Oferującego	309
27.5 Oświadczenie Globalnego Koordynatora i Globalnego Współprowadzącego Księgę Popytu	310
27.6 Oświadczenie Globalnego Współprowadzącego Księgę Popytu	311
27.7 Oświadczenie Globalnego Współprowadzącego Księgę Popytu	312
27.8 Oświadczenie Oferującego Akcje Połączeniowe	313
27.9 Oświadczenie Doradcy Prawnego Zarządu Spółki	314
28. Definicje	315
29. Terminy Branżowe	327

30. Sprawozdania Finansowe	F-1
30.1 Raport z przeglądu Śródrocznego Skróconego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego za pierwszy kwartał 2010 r.	F-2
30.2 Śródroczne Skrócone Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za pierwszy kwartał 2010 r.	F-4
30.3 Opinia z badania Zbadanego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego za lata obrotowe zakończone w dniach 31 grudnia 2007 r., 2008 r. i 2009 r.	F-38
30.4 Zbadane Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za lata obrotowe zakończone w dniach 31 grudnia 2007 r., 2008 r. i 2009 r.	F-40
31. Załączniki	Z-1
Załącznik nr 1. Statut Spółki	Z-1
Załącznik nr 2. Odpis aktualny z Rejestru Przedsiębiorców dla Spółki	Z-15
Załącznik nr 3. Uchwała Połączeniowa	Z-26
Załącznik nr 4. Uchwała w sprawie Dopuszczenia do Obrotu	Z-28
Załącznik nr 5. Uchwała w sprawie Scalenia Akcji	Z-29
Załącznik nr 6. Raport Eksperta ds. Złóż	Z-31

1. Podsumowanie

Niniejsze podsumowanie powinno być traktowane jako wprowadzenie do Prospektu. Każda decyzja inwestycyjna dotycząca Akcji Sprzedawanych i Akcji Połączeniowych powinna być podejmowana na podstawie wszelkich informacji zawartych w Prospekcie. W związku z powyższym przed podjęciem decyzji inwestycyjnej dotyczącej Akcji Sprzedawanych i Akcji Połączeniowych, odpowiednio inwestor lub Wspólnicy Spółek Przejmowanych powinni zapoznać się z całym Prospektem, a w szczególności z informacjami zawartymi w Rozdziale 2 (*Czynniki Ryzyka*) Prospektu.

W przypadku wniesienia przez inwestora powództwa związanego z informacjami zawartymi w niniejszym Prospekcie wnoszący powództwo może być zobowiązany do przetłumaczenia na własny koszt niniejszego Prospektu przed rozpoczęciem postępowania.

Osoby, które sporządziły niniejsze podsumowanie, oraz osoby, które sporządziły tłumaczenie niniejszego podsumowania, ponoszą odpowiedzialność za szkodę wyrządzoną w przypadku, gdy niniejsze podsumowanie (lub jego tłumaczenie) wprowadza w błąd, jest niedokładne lub sprzeczne z pozostałymi informacjami zawartymi w Prospekcie.

1.1 Wprowadzenie

Grupa TAURON jest zintegrowanym pionowo przedsiębiorstwem energetycznym, które zajmuje wiodącą pozycję w dziedzinie wytwarzania, dystrybucji oraz sprzedaży energii elektrycznej w Polsce. Jest ona największym dystrybutorem i jednym z dwóch największych sprzedawców energii elektrycznej w Polsce, jak również jednym z największych dystrybutorów i sprzedawców energii elektrycznej w Europie Środkowo-Wschodniej. Grupa TAURON jest również drugim co do wielkości przedsiębiorstwem energetycznym w Polsce pod względem zainstalowanych mocy wytwórczych i wielkości produkcji energii netto.

Grupa TAURON prowadzi działalność w następujących obszarach (segmentach):

- Obszar Wydobycie obejmujący głównie wydobycie, wzbogacanie i sprzedaż węgla kamiennego w Polsce. Grupa TAURON pozyskuje węgiel kamienny w dwóch zakładach górniczych obejmujących swoim obszarem około 20% krajowych bilansowych zasobów węgla kamiennego.
- Obszar Wytwarzanie obejmujący głównie wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła ze źródeł konwencjonalnych, jak również wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła przy współspalaniu biomasy. Łączna osiągalna moc wytwórcza energii elektrycznej Grupy TAURON z wyłączeniem mocy osiągalnych Obszaru OZE na koniec 2009 r. wynosiła około 5.448 MW, co stanowiło około 15,3% udziału w krajowych mocach osiągalnych. W 2009 r. spółki z Obszaru Wytwarzanie wygenerowały łącznie około 18,2 TWh energii elektrycznej netto.
- Obszar OZE obejmujący wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (z wyłączeniem wytwarzania energii elektrycznej przy współspalaniu biomasy przypisanej do Obszaru Wytwarzanie). Obecnie wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w Grupie TAURON odbywa się w 35 elektrowniach wodnych, których łączna osiągalna moc wytwórcza energii elektrycznej na koniec 2009 r. wynosiła około 131,2 MW. W 2009 r. podmioty z Obszaru OZE wytworzyły łącznie około 0,4 TWh energii elektrycznej netto ze źródeł odnawialnych.
- Obszar Dystrybucji obejmujący dystrybucję energii elektrycznej z wykorzystaniem sieci dystrybucyjnych położonych w południowej Polsce. W 2009 r. Grupa TAURON zajmowała pierwsze miejsce w Polsce pod względem ilości dostarczanej energii elektrycznej i przychodów z jej dystrybucji. W 2009 r. Grupa TAURON dostarczyła 30,9 TWh energii elektrycznej do ponad 4 mln klientów końcowych. Na dzień 31 grudnia 2009 r. sieć dystrybucyjna należąca do Grupy TAURON obejmowała swoim zasięgiem obszar blisko 53 tys. km², co stanowiło około 17% powierzchni kraju. Udział spółek Obszaru Dystrybucji w krajowym rynku dystrybucji energii elektrycznej do klientów końcowych na podstawie dostępnych Spółce danych, to jest danych ARE za 2008 r., wyniósł 27,1% pod względem ilości dostarczanej energii elektrycznej. Spółka szacuje, iż jej udział w krajowym rynku dystrybucji energii elektrycznej w 2009 r. nie uległ istotnej zmianie.
- Obszar Obrotu obejmujący (i) sprzedaż energii elektrycznej do klientów detalicznych, oraz (ii) handel hurtowy energią elektryczną, jak również obrót uprawnieniami do emisji CO₂ oraz prawami majątkowymi ze świadectw pochodzenia. W 2009 r. Grupa TAURON sprzedała łącznie około 30,4 TWh energii elektrycznej do ponad 4 mln klientów detalicznych. Udział Grupy TAURON w łącznej sprzedaży energii elektrycznej w Polsce na podstawie dostępnych Spółce danych, to jest danych za ARE 2008 r., wyniósł 29,4%. Spółka szacuje, iż jej udział w krajowym rynku sprzedaży energii elektrycznej w 2009 r. nie uległ istotnej zmianie.
- Obszar Pozostałe obejmujący głównie dystrybucję i sprzedaż ciepła, jak również inną działalność.

1.2 Rynek energii elektrycznej w Polsce

Polski sektor elektroenergetyczny należy do jednego z największych w Europie. W 2008 r. był klasyfikowany jako szósty co do wielkości sektor w Unii Europejskiej pod względem całkowitej mocy wytwórczej. Na koniec 2009 r. krajowa łączna moc osiągalna do produkcji energii elektrycznej w Polsce wynosiła 35,6 GW.

Z uwagi na wysoki poziom wykorzystania zdolności produkcyjnych, prognozowany wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną oraz nieuniknione odłączenia przestarzałych bloków energetycznych najważniejszym wyzwaniem stojącym przed polskim sektorem energetycznym jest zapewnienie nowych mocy wytwórczych oraz rozbudowa systemu przesyłowego i dystrybucyjnego.

Aktualna struktura polskiego rynku energetycznego wynika przede wszystkim ze zmian strukturalnych, legislacyjnych oraz regulacyjnych dokonanych w ciągu ostatnich dwudziestu lat. Do najważniejszych wydarzeń tego okresu zaliczyć należy proces reorganizacji państwowych przedsiębiorstw energetycznych prowadzący do powstania czterech zintegrowanych pionowo grup energetycznych, w tym Grupy TAURON, częściową prywatyzację sektora energetycznego, jak również proces stopniowej liberalizacji rynku powiązany z wydzieleniem prawnym operatora systemu przesyłowego oraz operatorów systemów dystrybucyjnych (unbundling), rozwiązaniem długoterminowych umów sprzedaży mocy i energii elektrycznej i jednoczesnym wprowadzeniem systemu rekompensat na pokrycie kosztów osieroconych, a także uwolnieniem cen energii we wszystkich grupach taryfowych, z wyjątkiem grupy taryfowej G obejmującej głównie gospodarstwa domowe.

Kierunek rozwoju sektora energetycznego w Polsce jest w dużym stopniu uzależniony od konieczności spełnienia licznych wymagań w zakresie ochrony środowiska, w szczególności odnoszących się do ustalonego poziomu emisji CO₂, NO_x, SO₂ oraz minimalnego udziału energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych i kogeneracji w koszyku energii sprzedawanej odbiorcom końcowym.

1.3 Przewagi konkurencyjne

W opinii Zarządu Grupa TAURON posiada następujące przewagi konkurencyjne:

Grupa TAURON działa na polskim rynku charakteryzującym się wysokim potencjałem wzrostu

Polska jest największą gospodarką w Europie Środkowo-Wschodniej pod względem wielkości produktu krajowego brutto, charakteryzującą się w okresie ostatnich 15 lat nieprzerwanym wzrostem gospodarczym, jak również jednym z największych krajów w regionie pod względem powierzchni i liczby ludności. Przewiduje się, iż wzrost gospodarczy Polski i relatywnie niskie zużycie energii elektrycznej na głowę jednego mieszkańca w porównaniu do UE-15 tworzą podstawy do dalszego wzrostu poziomu zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce, pomimo rosnącej efektywności energetycznej. Polityka Energetyczna Polski do 2030 r. zakłada średni roczny wzrost zużycia energii elektrycznej w kraju o przeciętnie 2,3% do 2030 r.

Zarząd uważa, iż ceny energii elektrycznej w Polsce w perspektywie średnio- i długookresowej będą rosły na skutek przewidywanego kurczenia się marginesu rezerw mocy polskiego systemu energetycznego (to jest różnicy między podażą a popytem na energię elektryczną), spowodowanego oczekiwanym wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną przy ograniczonej podaży nowych mocy wytwórczych oraz planowanymi wyłączeniami przestarzałych aktywów wytwórczych.

Dodatkowo Grupa TAURON oczekuje, iż, w odróżnieniu od wytwórców z większości krajów Unii Europejskiej, będzie mogła skorzystać z częściowo nieodpłatnych uprawnień do emisji CO₂ w okresie od 2013 do 2020 r., dla aktywów wytwórczych istniejących już w 2008 r. lub dla których proces inwestycyjny fizycznie rozpoczął się nie później niż w 2008 r.

Grupa TAURON jest największym dystrybutorem i jednym z największych sprzedawców energii elektrycznej w Polsce

Według danych za lata 2007–2009, Grupa TAURON zajmuje pierwszą pozycję pod względem ilości dostarczonej energii elektrycznej i pod względem przychodów osiągniętych z działalności dystrybucyjnej. W oparciu o te same dane Grupa TAURON była jednym z dwóch największych sprzedawców energii elektrycznej do Klientów końcowych w Polsce pod względem wolumenu sprzedanej energii elektrycznej w latach 2007–2009.

Działalność dystrybucyjna Grupy TAURON, ze względu na naturalny monopol Grupy TAURON na wyznaczonym obszarze, jest źródłem stabilnych i przewidywalnych przychodów, stanowiących istotną część skonsolidowanych przychodów całej Grupy TAURON. Grupa TAURON przewiduje również, iż jej przychody z tytułu świadczonych usług dystrybucyjnych będą systematycznie rosły ze względu na zmiany w metodologii ustalania taryf OSD wprowadzone przez Prezesa URE od 2010 r., mające na celu sukcesywne zbliżanie w perspektywie kilku najbliższych lat Wartości Regulacyjnej Aktywów (WRA) do rzeczywistej wartości rynkowej aktywów dystrybucyjnych operatorów systemów dystrybucyjnych.

Obszar geograficzny dystrybucji energii elektrycznej, na którym historycznie działają spółki z Obszaru Dystrybucji i Obszaru Obrotu, to obszar charakteryzujący się dużym uprzemysłowieniem i gęstym zaludnieniem, a co za tym idzie, dużym popytem na energię elektryczną zarówno wśród gospodarstw domowych, jak i przedsiębiorców. Koncentracja działalności Grupy TAURON w południowej Polsce daje również Grupie TAURON możliwość rozwoju i poszerzenia działalności na kraje sąsiadujące, a w szczególności Republikę Czeską, Republikę Słowacką i Republikę Federalną Niemiec.

Grupa TAURON jest drugim co do wielkości producentem energii elektrycznej w Polsce, posiadającym aktywa wytwórcze położone w atrakcyjnym regionie Polski, co umożliwi jej aktywne uczestnictwo w budowie nowych mocy wytwórczych

Udział Grupy TAURON w krajowym rynku wytwarzania energii elektrycznej, mierzony produkcją energii elektrycznej netto, na podstawie danych za 2008 r. udostępnionych Spółce przez ARE, wyniósł około 13,6%, co daje Grupie TAURON miejsce drugiego największego

wytwórcy energii elektrycznej w Polsce. Spółka szacuje, iż jej udział w krajowym rynku wytwarzania energii elektrycznej w 2009 r. nie uległ istotnej zmianie.

Zgodnie z Polityką Energetyczną Polski do 2030 r., w konsekwencji przewidywanego zwiększenia zapotrzebowania na energię elektryczną, oczekuje się, iż moce wytwórcze energii elektrycznej brutto zwiększą się z około 36 GW w 2010 r. do ponad 51 GW do 2030 r. Grupa TAURON posiada mocną pozycję, aby aktywnie uczestniczyć w procesie budowania nowych mocy wytwórczych w Polsce ze względu na realizowany program inwestycyjny oraz dostęp do licznych atrakcyjnych lokalizacji pod budowę nowych aktywów wytwórczych z dostępem do dobrze rozwiniętej sieci przesyłowej oraz zasobnych złóż węgla.

Program inwestycyjny realizowany przez Grupę TAURON w Obszarze Wytwarzanie zakłada, iż do 2012 r. Grupa TAURON rozpocznie budowę nowych mocy wytwórczych na poziomie 3 GW, a do 2020 r. zainstalowane moce wytwórcze Grupy TAURON zwiększą się z 5,6 GW do około 8,5 GW (uwzględniając planowane wyłączenie bloków energetycznych o łącznej mocy 1,7 GW). Podana powyżej docelowa wielkość mocy uwzględni także moc w projektach realizowanych poprzez spółki celowe z udziałem partnerów strategicznych, którzy to partnerzy będą mieli w ramach tych projektów do swojej dyspozycji około 0,7 GW mocy oraz 0,9 GW mocy z kolejnego bloku energetycznego, którego realizacja będzie uzależniona od warunków rynkowych.

Aktywa wytwórcze Grupy TAURON skoncentrowane są w południowej Polsce. W tym regionie znajdują się złoża węgla kamiennego, którym opalane są elektrownie i elektrociepłownie Grupy TAURON. Położenie aktywów wytwórczych Grupy TAURON w pobliżu złóż węgla kamiennego pozwala na utrzymanie niskich kosztów transportu węgla kamiennego. Aktywa wytwórcze Grupy TAURON, z racji położenia w południowej Polsce, posiadają również dostęp do najbardziej rozwiniętej w Polsce części systemu przesyłowego, co jest czynnikiem wpływającym korzystnie po pierwsze na zwiększenie niezawodności prowadzenia działalności przez spółki z Obszaru Wytwarzanie, a po drugie na koszty i czas realizacji planowanych inwestycji w zakresie budowy nowych mocy wytwórczych.

Grupa TAURON jest zintegrowanym pionowo przedsiębiorstwem energetycznym, które wykorzystuje synergie płynące z rozmiaru i zakresu prowadzonej działalności

Grupa TAURON jest pionowo zintegrowanym przedsiębiorstwem energetycznym kontrolującym pełny łańcuch wartości od wydobycia węgla kamiennego do dostarczenia energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Grupa TAURON prowadzi zatem działalność we wszystkich kluczowych segmentach rynku energetycznego (z wyłączeniem przesyłu energii elektrycznej leżącego wyłącznie w gestii OSP), tj. w obszarze wydobycia węgla kamiennego, wytwarzania, dystrybucji oraz obrotu energią elektryczną i ciepłem. Pionowa integracja Grupy TAURON pozwala na zmniejszenie zależności Grupy od zewnętrznych dostawców węgla kamiennego oraz na zabezpieczenie zbytu energii elektrycznej wytwarzanej przez spółki Grupy TAURON. Dostęp do własnych zasobów węgla kamiennego oraz kontrola własnych aktywów wytwórczych częściowo uniezależniają Grupę TAURON od wahań rynkowych cen paliwa i cen energii elektrycznej, zwiększając stabilność przychodów i marż uzyskiwanych przez Grupę. W 2009 r. około 30% obecnego zapotrzebowania Grupy TAURON na paliwo do produkcji energii elektrycznej i ciepła zostało zaspokojone węglem kamiennym z własnych zakładów górniczych Grupy TAURON. Do 2012 r. Grupa TAURON zamierza zwiększyć ilość węgla kamiennego produkowanego przez zakłady górnicze kontrolowane przez Grupę TAURON i przeznaczonego na potrzeby spółek z Obszaru Wytwarzania do poziomu około 50%. Osiągnięcie powyższego celu jest możliwe w drodze inwestycji w istniejące Zakłady Górnicze Janina i Sobieski oraz poprzez nabycie kopalni KWK Bolesław Śmiały od Kompanii Węglowej. Inwestycje w istniejące Zakłady Górnicze Janina i Sobieski będą ukierunkowane głównie na zapewnienie utrzymania ciągłości prac górniczych, takich jak rozbudowa dołowej infrastruktury technicznej, wykonawstwo wyrobisk udostępniających, modernizację zakładów przeróbki mechanicznej.

Grupa TAURON prowadzi skoordynowaną politykę zakupu paliw i innych surowców oraz scentralizowane zarządzanie obrotem hurtowym energią elektryczną, co przy znaczących rozmiarach działalności Grupy TAURON przyczynia się do występowania korzyści z efektu skali. W najbliższej przyszłości Grupa TAURON zamierza też wdrożyć centralne zarządzanie wytwarzaniem energii elektrycznej w Grupie, co pozwoli na optymalizację podejmowania decyzji w zakresie poziomu produkcji energii elektrycznej przez jednostki Grupy TAURON oraz poziomu zakupu energii elektrycznej na rynku.

Znaczący potencjał finansowy zapewniający możliwość rozwoju

W latach 2007–2009 EBITDA Grupy TAURON wyniosła odpowiednio 1.410,6 mln zł, 1.642,7 mln zł i 2.580,0 mln zł. Jednocześnie, łączny poziom zadłużenia finansowego netto (definiowanego jako wartość oprocentowanych kredytów lub pożyczek, obligacji i podobnych papierów wartościowych (dlugo- i krótkoterminowych) oraz zobowiązań z tytułu leasingu finansowego i umów dzierżawy z opcją zakupu na koniec roku, pomniejszona o stan środków pieniężnych i ich ekwiwalentów) w Grupie TAURON na koniec tych lat wynosił odpowiednio 1.203,7 mln zł, 1.281,2 mln zł i 867,3 mln zł. Na koniec 2009 r. wskaźnik zadłużenia finansowego netto do EBITDA kształtował się na poziomie 33,6%.

Ponadto, w kwietniu 2010 r. Spółka otrzymała od międzynarodowej agencji ratingowej Fitch Ratings długoterminową ocenę inwestycyjną (*credit rating*) na poziomie BBB. Zarząd oczekuje, iż niski stopień zadłużenia Grupy TAURON, w połączeniu ze stabilnym i znaczącym przychodem z prowadzonej przez Grupę TAURON działalności, w szczególności regulowanym przychodem z działalności w Obszarze Dystrybucji, dużą wartością bilansową majątku Grupy TAURON i kapitałów własnych, umożliwią Grupie TAURON finansowanie działalności i planowanych inwestycji zarówno z własnych środków, jak również ułatwią dostęp do różnorodnych źródeł finansowania zewnętrznego. Zarząd przewiduje, iż Grupa TAURON będzie mogła zrealizować założony program inwestycyjny w oparciu o przychody z działalności

gospodarczej oraz finansowanie dłużne, nie przekraczając jednocześnie poziomu wskaźników zadłużenia powszechnie akceptowanego na rynku finansowym.

Grupa TAURON posiada doświadczoną kadrę zarządzającą

Kadra zarządzająca w Grupie TAURON posiada rozległą wiedzę i doświadczenie wielu lat pracy na rynku energetycznym, zarówno w zakresie wszystkich podstawowych segmentów działalności Grupy TAURON, jak i w zakresie modernizacji i budowy nowych mocy wydobywczych i wytwórczych. Członkowie Zarządu, przed ich powołaniem do Zarządu, zajmowali kierownicze stanowiska w spółkach Grupy TAURON i posiadają głęboką wiedzę i doświadczenie nie tylko na rynku energetycznym, lecz również w odniesieniu do samej Grupy TAURON, jej aktywów, struktury organizacyjnej i prowadzonej przez nią działalności. Członkowie Zarządu posiadają doświadczenie w realizacji złożonych przedsięwzięć energetycznych, jak również w obszarze restrukturyzacji tak złożonego przedsiębiorstwa, jak Grupa TAURON, co pozwoli na sprawne i efektywne wdrożenie założonego programu restrukturyzacyjnego i inwestycyjnego.

1.4 Strategia

Zgodnie ze Strategią, nadrzędnym celem Grupy TAURON jest zapewnienie ciągłego wzrostu oraz maksymalizacji wartości Grupy dla akcjonariuszy, przy jednoczesnym umacnianiu swojej pozycji wśród wiodących przedsiębiorstw energetycznych w Polsce oraz w Europie Środkowo-Wschodniej.

Strategia Grupy TAURON przewiduje następujące główne kierunki działań:

- zyskowy wzrost w obszarach działalności podstawowej, który to cel Grupa TAURON zamierza osiągnąć głównie poprzez: (i) zwiększanie poziomu posiadania przez Grupę własnych zasobów paliw energetycznych, (ii) inwestycje w nowe moce wytwórcze, (iii) przejęcia innych podmiotów działających w obszarach łańcucha wartości Grupy TAURON, (iv) promowanie i rozwój strategicznych technologii energetycznych, oraz (v) ewentualny udział w programie budowy elektrowni jądrowych w Polsce;
- poprawę efektywności funkcjonowania, który to cel Grupa TAURON zamierza osiągnąć przede wszystkim w następstwie redukcji kosztów operacyjnych poprzez: (i) poprawę wykorzystania aktywów Grupy TAURON, (ii) doskonalenie procesów biznesowych, (iii) optymalizację kierunków i nakładów inwestycyjnych, (iv) optymalizację kosztów finansowania działalności, (v) optymalizację zakupów i logistyki oraz (vi) optymalizację kosztów pracy;
- dalszą integrację zarządzania wszystkimi elementami łańcucha wartości, który to cel Grupa TAURON zamierza osiągnąć głównie poprzez: (i) kontynuację wdrażania zintegrowanego pionowo modelu działalności, zakładającego docelowe funkcjonowanie jednej spółki zależnej w każdym z pięciu głównych obszarów biznesowych, z wyjątkiem projektów realizowanych we współpracy z partnerami strategicznymi oraz projektów innowacyjnych, które będą wdrażane poprzez spółki celowe należące do spółek odpowiedzialnych za dany obszar działalności Grupy TAURON, (ii) połączenie obsługi klientów Obszaru Dystrybucji i Obszaru Obrotu w jednej spółce utworzonej na bazie aktywów EnergiiPro Gigawat i koncentracją całej działalności związanej ze sprzedażą energii elektrycznej do klientów końcowych w Enion Energia, oraz (iii) ograniczenie lub likwidację działalności w obszarach innych niż podstawowe obszary działalności Grupy TAURON, w zależności od oceny przydatności takiej działalności dla jej działalności podstawowej;
- rozwój działalności w zakresie związanym z wytwarzaniem i sprzedażą energii elektrycznej i ciepła na obszarze całego kraju i na wybranych rynkach zagranicznych, który to cel Grupa TAURON zamierza osiągnąć poprzez: (i) rozwój sprzedaży w pozostałych rejonach Polski, (ii) wykorzystanie możliwości wzrostu oferowanych Grupie TAURON przez rynek energetyczny w krajach sąsiednich oraz w innych wybranych regionach Europy Środkowo-Wschodniej.

Integralną częścią Strategii jest wdrożenie nowego modelu biznesowego Grupy TAURON, zakładającego funkcjonowanie pięciu głównych obszarów biznesowych oraz ewentualnie nowego obszaru biznesowego, który zajmowałby się przede wszystkim dystrybucją i sprzedażą ciepła w oparciu o aktywa PEC Katowice i PEC Dąbrowa Górnicza. Oczekuje się, iż wdrożenie nowego modelu biznesowego przez Grupę TAURON pozwoli na realizację synergii kosztowych i przychodowych pomiędzy poszczególnymi podmiotami Grupy TAURON.

1.5 Historia Grupy TAURON

Poprzednikami prawnymi spółek Grupy TAURON zaangażowanych w podstawową działalność w zakresie energetyki było ponad 20 przedsiębiorstw państwowych zajmujących się wydobywaniem węgla kamiennego, wytwarzaniem, dystrybucją i sprzedażą energii. Spółka powstała w wyniku realizacji rządowego programu zakładającego dalszą konsolidację polskiego sektora energetycznego, którego celem było między innymi powołanie podmiotu gospodarczego mogącego skutecznie konkurować z innymi europejskimi przedsiębiorstwami na wolnym rynku energii. W konsekwencji, w grudniu 2006 r. Skarb Państwa oraz spółki Enion, EnergiaPro i ESW utworzyły Spółkę, do której w latach 2007–2009 Skarb Państwa wniósł 85% akcji PKE, Enion, EnergiaPro, ESW, Elektrociepłowni Tychy oraz PEC Katowice, większościowy pakiet akcji w spółce PEC Dąbrowa Górnicza oraz pakiet udziałów w spółce Elektrociepłownia EC Nowa. Dodatkowo, w wyniku nabycia powyższych akcji przez Spółkę, Spółka nabyła pośrednio większościowy pakiet akcji lub udziałów w spółkach PKW i Tauron Ekoenergia.

Od października 2008 r. Spółka prowadzi również działalność w zakresie obrotu hurtowego energią elektryczną oraz sprzedaży energii elektrycznej na rzecz kluczowych klientów Grupy TAURON.

1.6 Struktura Grupy TAURON

Spółka jest jednostką dominującą Grupy TAURON. Do Istotnych Spółek Zależnych należy PKW, spółka zajmująca się wydobywaniem węgla kamiennego, PKE i ESW zajmujące się wytwarzaniem energii ze źródeł konwencjonalnych i ze współspalania biomasy, Tauron Ekenergia zajmująca się wytwarzaniem energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, Enion i EnergiaPro, zajmujące się świadczeniem usług dystrybucji energii elektrycznej, Enion Energia i EnergiaPro Gigawat zajmujące się sprzedażą energii elektrycznej do klientów detalicznych.

Ponadto w skład Grupy TAURON wchodzi 9 innych Spółek Zależnych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła, obrotem energią elektryczną i ciepłem, dystrybucją ciepła, wydobywaniem i rozdrabnianiem skał wapiennych oraz wydobywaniem kamienia dla potrzeb budownictwa, jak również działalnością holdingów finansowych.

1.7 Istotne zdarzenia po 31 marca 2010 r.

Połączenie Spółki z Enion Zarządzanie Aktywami i Energomix Servis

W 2009 r. Grupa TAURON rozpoczęła proces łączenia Spółki z dwiema spółkami wchodzącymi w skład Grupy TAURON – Enion Zarządzanie Aktywami i Energomix Servis. Zgodnie z planem połączenia z dnia 16 grudnia 2009 r. (**Plan Połączenia**), całość majątku spółek Enion Zarządzanie Aktywami i Energomix Servis zostanie przeniesiona na rzecz Spółki w zamian za akcje Spółki w podwyższonym kapitale zakładowym, które otrzymają wspólnicy przejmowanych spółek Enion Zarządzanie Aktywami i Energomix Servis (**Wspólnicy Spółek Przejmowanych**).

Zgodnie z przepisami, Plan Połączenia został uzgodniony między zarządami łączących się spółek, pozytywnie zaopiniowany przez biegłego wyznaczonego przez sąd, a następnie zatwierdzony przez (i) Walne Zgromadzenie Spółki w dniu 8 kwietnia 2010 r.; (ii) nadzwyczajne zgromadzenie wspólników Enion Zarządzanie Aktywami w dniu 26 marca 2010 r. oraz (iii) nadzwyczajne zgromadzenie wspólników Energomix Servis w dniu 26 marca 2010 r.

Spółka planuje, że Połączenie zostanie zarejestrowane do dnia ustalenia Ceny Sprzedaży. Opis Połączenia jest przedstawiony w punkcie 13.5.1 (*Restrukturyzacja Grupy TAURON*), w punkcie 18.1.3 (*Emisja akcji związana z Połączeniem Spółki z Enion Zarządzanie Aktywami i Energomix Servis*) oraz w Rozdziale 25 (*Warunki Oferty Akcji Połączeniowych*).

Scalenie Akcji

Spółka zamierza przeprowadzić proces Scalenia Akcji, który obejmie Akcje Sprzedawane, Akcje Połączeniowe oraz pozostałe Akcje Spółki. Scalenie Akcji zostanie dokonane na podstawie uchwały Walnego Zgromadzenia z dnia 26 kwietnia 2010 r. Scalenie Akcji ma zostać przeprowadzone po zakończeniu przyjmowania zapisów na Akcje Sprzedawane od Inwestorów Indywidualnych i od Inwestorów Instytucjonalnych, lecz przed przydziałem Akcji Sprzedawanych w Ofercie.

Scalenie Akcji ma nastąpić poprzez zwiększenie wartości nominalnej jednej Akcji Spółki z dotychczasowej kwoty 1 zł do kwoty 9 zł i proporcjonalne zmniejszenie ogólnej liczby Akcji. W wyniku Scalenia Akcji wszystkie dotychczasowe Akcje serii A, B, C, D, E, F, G, H, I, J i K zostaną oznaczone nową serią AA.

Szczegółowe informacje na temat Scalenia Akcji są przedstawione w punkcie 18.1.2 (*Scalenie Akcji*). Ryzyko związane z ewentualnym niedośćciem procesu Scalenia Akcji do skutku zostało opisane w punkcie 2.3.1 (*Proces Scalenia Akcji może nie dojść do skutku lub w toku procesu mogą zaistnieć błędy, co w konsekwencji może niekorzystnie wpłynąć na obrót Akcjami i kurs Akcji w przyszłości*).

Podwyższenie kapitału zakładowego Spółki w zamian za akcje niektórych Spółek Zależnych, które wniesie Skarb Państwa

Na podstawie uchwały Walnego Zgromadzenia z dnia 26 kwietnia 2010 r., Spółka zamierza podwyższyć kapitał zakładowy Spółki w drodze emisji nie więcej niż 268.000.000 akcji zwykłych na okaziciela serii BB (**Akcje Aportowe**), które zostaną objęte przez Skarb Państwa w zamian za wkłady niepieniężne, którymi są należące do Skarbu Państwa akcje w PKE, Enion, EnergiaPro i ESW. Emisja Akcji Aportowych nastąpi po dniu 13 sierpnia 2010 r., gdy zgodnie z harmonogramem ustalonym przez Spółkę zakończy się proces konwersji Akcji Pracowniczych na podstawie Ustawy o Wymianie Akcji Pracowniczych oraz pod warunkiem zarejestrowania przez sąd rejestrowy zmiany Statutu w związku ze Scaleniem Akcji.

Spółka uzgodniła ze Skarbem Państwa, że liczba faktycznie wyemitowanych Akcji Aportowych nie przekroczy 170.372.391 Akcji Serii BB, a podwyższenie kapitału zakładowego zostanie dokonane o kwotę nie wyższą niż 1.533.351.521 zł.

Powyższe ustalenia uwzględniają: (i) przeprowadzoną przez niezależnego biegłego wycenę wkładów niepieniężnych, które będą wnoszone przez Skarb Państwa na pokrycie Akcji Aportowych, (ii) uchwaloną przez Walne Zgromadzenie cenę emisyjną Akcji Aportowych, (iii) uzgodniony pomiędzy Spółką a Akcjonariuszem Sprzedającym parytet wymiany wnoszonych przez Akcjonariusza Sprzedającego wkładów niepieniężnych na Akcje Aportowe oraz (iv) maksymalną liczbę akcji w Spółkach Zależnych, które mogłyby stanowić przedmiot wkładów niepieniężnych, przy założeniu osiągnięcia przez Skarb Państwa 15% udziału w kapitale zakładowym każdej z powyższych Spółek Zależnych.

Szczegółowe informacje na temat emisji Akcji Aportowych są przedstawione w punkcie 18.1.4 (*Emisja Akcji Aportowych*).

1.8 Znacny Akcjonariusz

Na dzień 30 kwietnia 2010 r. Skarb Państwa był większościowym akcjonariuszem Spółki posiadającym 12.242.058.023 akcje Spółki spośród 13.986.283.558 akcji Spółki serii A – I, stanowiących 87,5% kapitału zakładowego Spółki, które uprawniają do wykonywania 87,5% głosów na Walnym Zgromadzeniu. Pozostałe akcje stanowiły akcje objęte przez pracowników spółek Grupy TAURON na podstawie Ustawy o Wymianie Akcji Pracowniczych oraz ich następców prawnych.

Akcje posiadane przez Skarb Państwa nie są akcjami uprzywilejowanymi, nie przyznają również Skarbowi Państwa żadnych dodatkowych praw ani nie wiążą się z dodatkowymi obowiązkami. Przepisy prawa oraz Statut przyznają jednak Skarbowi Państwa szczególne uprawnienia w Spółce (patrz szerzej Rozdział 16 (*Znacny Akcjonariusz i Akcjonariusz Sprzedający*)).

1.9 Zarząd i Rada Nadzorcza

Na dzień Prospektu, w skład Zarządu wchodzi następujące osoby:

- Dariusz Lubera – Prezes Zarządu, Dyrektor Generalny;
- Dariusz Stolarczyk – Wiceprezes Zarządu, Dyrektor ds. Zarządzania i Komunikacji;
- Stanisław Tokarski – Wiceprezes Zarządu, Dyrektor ds. Strategii i Rozwoju;
- Krzysztof Zamasz – Wiceprezes Zarządu, Dyrektor ds. Handlowych;
- Krzysztof Zawadzki – Wiceprezes Zarządu, Dyrektor ds. Ekonomiczno-Finansowych.

Na dzień Prospektu, w skład Rady Nadzorczej wchodzi następujące osoby:

- Antoni Tajduś, Przewodniczący Rady Nadzorczej;
- Agnieszka Trzaskalska, Wiceprzewodnicząca Rady Nadzorczej;
- Witold Kurowski, Sekretarz Rady Nadzorczej;
- Włodzimierz Luty, Członek Rady Nadzorczej;
- Tadeusz Stanisław Skrzypek, Członek Rady Nadzorczej;
- Marek Ściążko, Członek Rady Nadzorczej;
- Michał Michalewski, Członek Rady Nadzorczej.

1.10 Podsumowanie czynników ryzyka

Przed podjęciem decyzji o nabyciu Akcji Sprzedawanych inwestorzy, a w związku z inwestowaniem w Akcje Połączeniowe Wspólnicy Spółek Przejmowanych, powinni dokładnie przeanalizować poniższe czynniki ryzyka, jak również inne informacje zawarte w całym Prospekcie. Poniżej przedstawione zostało podsumowanie istotnych ryzyk, które w opinii Grupy TAURON mają znaczenie z punktu widzenia dokonania inwestycji w Akcje Sprzedawane oraz Akcje Połączeniowe. Wystąpienie jednego lub kilku z poniższych ryzyk, zarówno osobno, jak i w połączeniu z innymi okolicznościami, może mieć znaczący negatywny wpływ na działalność Grupy TAURON, jej sytuację finansową oraz wyniki jej działalności.

Inwestowanie w Akcje Sprzedawane oraz Akcje Połączeniowe objęte Prospektem łączy się z wysokim ryzykiem właściwym dla instrumentów rynku kapitałowego o charakterze udziałowym oraz ryzykiem związanym z działalnością Grupy TAURON oraz z otoczeniem, w jakim Grupa TAURON prowadzi działalność. Szczegółowy opis czynników ryzyka znajduje się w Rozdziale 2 (*Czynniki Ryzyka*).

Ryzyka dotyczące Grupy TAURON oraz sektorów gospodarki, w których prowadzi ona działalność

- Polski sektor energetyczny podlega ścisłej regulacji, a przepisy prawa oraz decyzje organów regulacyjnych mogą mieć istotny wpływ na działalność Grupy TAURON;
- Cofnięcie lub nieprzedłużenie okresów ważności koncesji lub innych zezwoleń administracyjnych lub odmowa udzielenia nowych koncesji lub innych zezwoleń administracyjnych może prowadzić do ograniczenia zakresu działalności Grupy TAURON i możliwości realizacji jej Strategii;
- Prezes URE może opóźnić lub odmówić zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej lub ciepła, a zatwierdzone taryfy mogą nie pokryć kosztów działalności spółek z Grupy TAURON lub nie zapewnić im oczekiwanego zwrotu z kapitału;
- Zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia przez Prezesa URE może zostać cofnięte lub ograniczone, a tryb udzielenia zwolnienia może być kwestionowany, w rezultacie czego regulacja cen przez Prezesa URE może być rozszerzona na obszary działalności aktualnie nią nie objęte;
- Grupa TAURON może zostać zobowiązana do zwrotu znacznej części rekompensat na pokrycie kosztów osieroconych za 2008 r., co może mieć także wpływ na wysokość rekompensat na pokrycie kosztów osieroconych za lata następne;

- Grupa TAURON może nie dotrzymać obowiązków w zakresie utrzymywania zapasów paliw, co może skutkować nałożeniem na nią kar pieniężnych;
- Urządzenia, instalacje i sieci należące do Grupy TAURON mogą w wyniku awarii przestać działać lub spowodować szkody u osób trzecich;
- Warunki atmosferyczne mogą mieć niekorzystny wpływ na zapotrzebowanie na energię i wysokość przychodów Grupy TAURON;
- Działania Operatora Systemu Przesyłowego mogą prowadzić do nieefektywnego wykorzystania niektórych należących do Grupy TAURON jednostek wytwarzających energię elektryczną, poniesienia przez spółki z Grupy TAURON niemożliwych do odzyskania kosztów oraz do ograniczeń w modernizacji i rozbudowie sieci dystrybucyjnych Grupy TAURON;
- W przypadku wprowadzenia bardziej restrykcyjnych regulacji dotyczących niezależności OSD Grupa TAURON może zostać zobowiązana do dalszego zmniejszania swojego wpływu na OSD z Grupy TAURON lub nawet do całkowitego wycofania się z działalności w zakresie dystrybucji energii elektrycznej;
- Nieprecyzyjne przepisy dotyczące obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców mogą prowadzić do sporów wytwórców z Grupy TAURON z Prezesem URE dotyczących realizacji tego obowiązku, a także do podważania zawieranych przez wytwórców z Grupy TAURON umów sprzedaży energii elektrycznej;
- Grupa TAURON jest narażona na ryzyko zmienności cen na rynku hurtowym energii elektrycznej i ma ograniczone możliwości zarządzania średnio- i długoterminowym ryzykiem cen energii elektrycznej na rynku polskim;
- Dostawy paliwa do jednostek wytwórczych Grupy TAURON mogą zostać zakłócone, a wzrost cen paliwa może niekorzystnie wpłynąć na działalność Grupy TAURON;
- Dokonywane przez Grupę TAURON oszacowania wielkości, dostępności oraz jakości złóż węgla kamiennego mogą okazać się nieprecyzyjne;
- Zmiana lub wycofanie systemu wsparcia dla kogeneracji mogą niekorzystnie wpłynąć na przychody Grupy TAURON z produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem;
- Strajki lub inne akcje protestacyjne, a także negocjacje z organizacjami związkowymi mogą powodować zakłócenia w działalności Grupy TAURON lub podwyższać jej koszty działalności;
- Grupa TAURON może nie zdołać w pełni wdrożyć swojej Strategii, jeżeli nie uzyska finansowania dłużnego lub w inny sposób nie pozyska kapitału na korzystnych warunkach albo nie pozyska go w ogóle, co może mieć niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON; ewentualne podwyższenia kapitału zakładowego mogą być procesem długotrwałym i prowadzić do rozwodnienia Akcji Sprzedawanych;
- Realizacja Strategii Grupy TAURON zależy od zaciągnięcia dodatkowego zadłużenia, co może istotnie i niekorzystnie wpłynąć na jej sytuację finansową, zwiększyć koszty finansowe i zmniejszyć zdolność pozyskiwania dodatkowego finansowania;
- Zdolność Grupy TAURON do poprawy wydajności i obniżenia kosztów poprzez restrukturyzację zatrudnienia jest ograniczona poprzez umowy społeczne;
- Działalność Grupy TAURON i realizacja jej Strategii może być zagrożona, jeżeli Grupa TAURON nie będzie w stanie zatrzymać obecnej lub pozyskać nowej wykwalifikowanej kadry;
- Działalność Grupy TAURON jest w znacznym stopniu uzależniona od dostaw niektórych usług i produktów od osób trzecich;
- Zdolność Spółki do wypłaty dywidendy zależy od wielu czynników i nie ma pewności czy Spółka będzie wypłacała dywidendę zgodnie z przyjętą polityką dywidendy lub czy w ogóle będzie wypłacała dywidendę w danym roku;
- Skarb Państwa, który po przeprowadzeniu Oferty pozostanie największym akcjonariuszem Spółki, może podejmować decyzje, które mogą nie być zgodne z najlepszym interesem Spółki lub innych akcjonariuszy Spółki;
- Skarb Państwa może podejmować w stosunku do spółek z Grupy TAURON decyzje o charakterze uznaniowym na podstawie Ustawy o Sprzeciwie MSP;
- Skuteczność lub ważność niektórych czynności prawnych dokonanych przez spółki z Grupy TAURON może być kwestionowana;
- Posiadane przez Grupę TAURON ubezpieczenia mogą nie być wystarczające do pokrycia szkód doznanych przez Grupę TAURON lub do zaspokojenia roszczeń zgłaszanych przeciwko Grupie TAURON;
- Działalność niektórych spółek z Grupy TAURON może być uznana za nadużywanie pozycji dominującej na lokalnym rynku sprzedaży i dystrybucji energii elektrycznej lub ciepła lub na lokalnym rynku wytwarzania ciepła;
- Wypadki w obiektach należących do Grupy TAURON mogą skutkować obrażeniami wśród ludzi, szkodą na mieniu lub w środowisku, a także przerwami w prowadzeniu działalności przez Grupę TAURON;
- Grupa TAURON może w przyszłości działać w warunkach zwiększonej konkurencji;
- Mogą zostać wznowione spory zbiorowe dotyczące praw pracowników do nieodpłatnego nabycia akcji Spółki;

- W postępowaniach administracyjnych lub sądowych, w których uczestniczy Grupa TAURON, mogą zapaść niekorzystne dla Grupy TAURON rozstrzygnięcia;
- Grupa TAURON podlega licznym regulacjom z zakresu ochrony środowiska oraz bezpieczeństwa i ochrony zdrowia, a także potencjalnym zobowiązaniom środowiskowym, co może wiązać się z koniecznością poniesienia znacznych kosztów lub podjęcia działań mających na celu usunięcie szkody lub innych czynności;
- Dotychczasowe oraz przyszłe regulacje z zakresu ochrony środowiska mające zastosowanie do Grupy TAURON mogą ograniczać lub mieć niekorzystny wpływ na zakres zaplanowanych przedsięwzięć inwestycyjnych Grupy TAURON lub znacząco zwiększać ich koszt;
- Nowe regulacje dotyczące emisji CO₂ do atmosfery mogą prowadzić do poniesienia przez Grupę TAURON istotnych dodatkowych nakładów lub kosztów lub do ograniczenia działalności Grupy TAURON w zakresie produkcji energii elektrycznej i ciepła;
- Działalność Grupy TAURON obejmuje emisję zanieczyszczeń, takich jak SO₂, NO_x i pyłów, co ma istotny wpływ na środowisko. W związku z tym Grupa TAURON podlega wielu regulacjom ochrony środowiska wynikającym z prawa polskiego oraz Prawa Europejskiego, które ulega częstym zmianom i które w przyszłości prawdopodobnie ulegnie zaostrzeniu;
- Grupa TAURON może być w przyszłości zmuszona przeznaczyć dodatkowe środki, przekraczające utworzone rezerwy, na pokrycie kosztów likwidacji zakładów górniczych;
- Grupa TAURON narażona jest na ryzyko walutowe, w tym także w związku ze zmianami wartości złotego, EUR i USD, oraz ryzyko związane z ograniczeniami dotyczącymi transakcji walutowych i ze zmianami przepisów dewizowych;
- Prawo do korzystania z nazwy Grupy TAURON może zostać zakwestionowane;
- Grupie TAURON może nie udać się realizacja przyjętej Strategii;
- Transakcja nabycia przez Spółkę KWK Bolesław Śmiały oraz nabycie akcji w PKW może nie zostać zrealizowana lub jej realizacja może być opóźniona;
- Spółki z Grupy TAURON nie posiadają odpowiedniego tytułu prawnego do części nieruchomości, które wykorzystują do prowadzenia swojej działalności, a ponadto tytuł prawny spółek z Grupy TAURON do innych nieruchomości może być podważany;
- Grupa TAURON nie może wykluczyć sporów związanych z interpretacją nowych przepisów dotyczących podatku akcyzowego;
- Grupa TAURON może nie być w stanie odzyskać od organów podatkowych nadpłaconego podatku akcyzowego, a dodatkowo przeciwko Grupie TAURON mogą być zgłaszane przez odbiorców energii rozszczenia o zwrot części ceny za sprzedaną energię elektryczną;
- Grupa TAURON nie może wykluczyć kwestionowania przez organy podatkowe rozliczeń między spółkami Grupy TAURON na podstawie regulacji dotyczących cen transferowych;
- Grupa TAURON nie może wykluczyć sporów z organami podatkowymi w związku z działaniami restrukturyzacyjnymi w ramach Grupy TAURON;
- Grupa TAURON nie może wykluczyć sporów z organami podatkowymi w związku z nieodpłatnym korzystaniem z niektórych nieruchomości;
- Grupa TAURON nie może wykluczyć sporów z organami podatkowymi dotyczących stosowania i wysokości podatku od nieruchomości.

Ryzyka dotyczące prowadzenia działalności gospodarczej w Polsce

- Sytuacja makroekonomiczna, szczególnie w Polsce, znacząco wpływa na działalność i sytuację Grupy TAURON;
- Spadek zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło może mieć niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON;
- Otoczenie polityczne, szczególnie w Polsce oraz na poziomie Unii Europejskiej, wpływa na działalność i sytuację Grupy TAURON;
- Polski system prawny ulega częstym i istotnym zmianom, co może niekorzystnie wpływać na działalność i sytuację Grupy TAURON.

Ryzyka związane z Ofertą i notowaniem Akcji Sprzedawanych oraz Akcji Połączeniowych

- Proces Scalenia Akcji może nie dojść do skutku lub w toku procesu mogą zaistnieć błędy, co w konsekwencji może niekorzystnie wpłynąć na obrót Akcjami i kurs Akcji w przyszłości;
- Akcjonariusz Sprzedający może odstąpić od przeprowadzenia Oferty lub zawiesić jej przeprowadzenie;
- Harmonogram Oferty może ulec zmianie, mogą również wystąpić nieprzewidziane opóźnienia w jego realizacji;
- Inwestorom Indywidualnym może zostać przydzielona mniejsza liczba Akcji Sprzedawanych niż liczba Akcji Sprzedawanych, na którą złożyli zapisy;

- W przypadku naruszenia lub podejrzenia naruszenia przez Spółkę przepisów prawa dotyczących Oferty lub ubiegania się o dopuszczenie Akcji do obrotu na Giełdzie, KNF może zakazać lub wstrzymać przeprowadzenie Oferty czy dopuszczenie Akcji do obrotu na Giełdzie;
- W przypadku naruszenia zasad prowadzenia akcji promocyjnej w związku z Ofertą na Spółkę mogą zostać nałożone sankcje;
- Jeżeli Spółka nie spełni wymagań przewidzianych w Regulaminie Giełdy, Szczegółowych Zasadach Obrotu Giełdowego i Ustawie o Ofercie, Akcje Sprzedawane mogą nie zostać dopuszczone i wprowadzone do obrotu na Giełdzie albo ich dopuszczenie lub wprowadzenie może zostać opóźnione lub wstrzymane;
- Jeżeli aneks do Prospektu sporządzony przez Spółkę lub Akcjonariusza Sprzedającego nie będzie spełniał wymagań przewidzianych w Ustawie o Ofercie, aneks do Prospektu może nie zostać zatwierdzony;
- Akcje Sprzedawane i Akcje Połączeniowe mogą mieć ograniczoną płynność w obrocie wtórnym na Giełdzie;
- Inwestorzy mogą ponieść istotne straty na skutek zmiany kursu notowań Akcji Sprzedawanych i Akcji Połączeniowych;
- Obrót Akcjami Sprzedawanymi i Akcjami Połączeniowymi na Giełdzie może zostać zawieszony;
- Jeżeli Spółka nie spełni wymagań przewidzianych w Regulaminie Giełdy, Ustawie o Ofercie lub Rozporządzeniu Prospektowym, Akcje Sprzedawane i Akcje Połączeniowe mogą zostać wykluczone z obrotu na Giełdzie;
- W przypadku naruszenia przez Spółkę obowiązków wynikających z przepisów prawa na Spółkę mogą zostać nałożone sankcje administracyjne;
- Wartość Akcji Sprzedawanych może dla inwestorów zagranicznych ulec negatywnej zmianie wobec zmienności kursów walutowych;
- Emisja nowych akcji przez Spółkę lub przyszłe transakcje sprzedaży znaczącej liczby Akcji na rynku przez akcjonariuszy, w tym przez Skarb Państwa po przeprowadzeniu Oferty lub przekonanie, że takie emisje lub sprzedaż będą miały miejsce, mogą istotnie wpłynąć na cenę rynkową Akcji Sprzedawanych i Akcji Połączeniowych lub na możliwość pozyskania przez Spółkę kapitału w przyszłości;
- Dotychczasowy obrót Akcjami Pracowniczymi może powodować spory co do legitymacji akcjonariuszy.

Ryzyka związane z Ofertą Akcji Połączeniowych

- Proces Połączenia może się wydłużyć lub nie dojść do skutku;
- Uchwała Połączeniowa i uchwały zgromadzeń wspólników Spółek Przejmowanych o Połączeniu mogą zostać uchylone lub unieważnione, wskutek czego nie dojdzie do Połączenia;
- Spółka będzie przejściowo zobowiązana do odrębnego zarządzania majątkami łączących się spółek, co przejściowo ograniczy możliwość zarządzania mieniem Spółki;
- Istnieją różnice w prawach wynikających z Akcji Połączeniowych w stosunku do udziałów w Spółkach Przejmowanych, co może powodować utrudnienia w ich wykonywaniu przez akcjonariuszy otrzymujących Akcje Połączeniowe;
- Wydanie Akcji Połączeniowych może nastąpić na rzecz osób nieuprawnionych. Z wykonywaniem praw z Akcji Połączeniowych mogą wiązać się dodatkowe koszty dla akcjonariuszy;
- Parytet Wymiany może stać się źródłem roszczeń majątkowych opartych o Parytet Wymiany;
- Dopuszczenie i wprowadzenie Akcji Połączeniowych na Giełdę może nie zostać zrealizowane lub zostać zrealizowane z opóźnieniem (z uwagi na powiązanie z Ofertą);
- Obrót Akcjami Połączeniowymi może przebiegać w warunkach ograniczonej płynności i przy braku bieżących wycen Akcji;
- Spółka może przerwać, odstąpić od przeprowadzenia lub zawiesić Ofertę Akcji Połączeniowych, co może opóźnić lub uniemożliwić wydanie Akcji Połączeniowych;
- W przypadku odstąpienia od przeprowadzenia Oferty lub zawieszenia jej przeprowadzenia może mieć to negatywny wpływ na Ofertę Akcji Połączeniowych;
- Harmonogram Oferty Akcji Połączeniowych może ulec zmianie lub opóźnieniu;
- Może nastąpić zakaz lub wstrzymanie przeprowadzenia Oferty Akcji Połączeniowych, co może powodować niemożliwość lub opóźnienie wydania Akcji Połączeniowych;
- Dopuszczenie i wprowadzenie Akcji Połączeniowych na Giełdę może nie zostać zrealizowane lub doznać opóźnienia (ryzyka samoistne).

1.11 Podsumowanie i harmonogram Oferty

Poniższe podsumowanie warunków Oferty przedstawia wybrane informacje dotyczące Oferty oraz Akcji Sprzedawanych. Informacje zawarte w niniejszym podsumowaniu nie są wyczerpujące i należy je analizować wyłącznie w kontekście bardziej szczegółowych informacji zamieszczonych w innych Rozdziałach Prospektu, w szczególności w Rozdziale 22 (*Warunki Oferty*) oraz w Rozdziale 23 (*Subemisja, Stabilizacja i Umowne Ograniczenia Zbywalności Akcji*).

Spółka	TAURON Polska Energia S.A. z siedzibą w Katowicach
Akcjonariusz Sprzedający	Skarb Państwa Rzeczypospolitej Polskiej reprezentowany przez Ministra Skarbu Państwa
Akcje Sprzedawane	<p>Akcjonariusz Sprzedający oferuje do 7.389.300.798 akcji Spółki o wartości nominalnej 1 zł każda, które będą stanowiły do 821.033.422 akcji zwykłych na okaziciela serii AA o wartości nominalnej 9 zł każda Spółki, przy założeniu zakończenia trwającego procesu Scalenia Akcji, który szerzej został opisany w Rozdziale 18 (<i>Akcje, Kapitał Zakładowy i Walne Zgromadzenie – Kapitał Zakładowy</i>).</p> <p>Najpóźniej w dniu ustalenia Ceny Sprzedaży, Akcjonariusz Sprzedający, w porozumieniu z Globalnymi Współprowadzającymi Księgę Popytu ustali ostateczną liczbę Akcji Sprzedawanych oferowanych w ramach Oferty oraz ostateczną liczbę Akcji Sprzedawanych oferowanych poszczególnym kategoriom inwestorów.</p>
Oferta	<p>Oferta publiczna Akcji Sprzedawanych przeprowadzana na podstawie Prospektu na terytorium Polski.</p> <p>W związku z Ofertą mogą zostać podjęte ograniczone działania marketingowe mające na celu przekazanie informacji o Ofercie Kwalifikowanym Nabywcom Instytucjonalnym w Stanach Zjednoczonych Ameryki zgodnie z Przepisem 144A wydanym na podstawie Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych oraz innym Inwestorom Instytucjonalnym poza Stanami Zjednoczonymi Ameryki (z wyłączeniem Polski) zgodnie z Regulacją S wydaną na podstawie Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych. W celu prowadzenia ograniczonych działań marketingowych, zgodnie z właściwymi przepisami prawa jurysdykcji, w których takie działania będą prowadzone, został sporządzony międzynarodowy dokument marketingowy w języku angielskim (<i>International Offering Circular</i>), który nie będzie przedmiotem zatwierdzenia przez KNF ani inny organ nadzoru. Prospekt nie będzie przedmiotem zatwierdzenia przez organ nadzoru inny niż KNF ani notyfikacji do organu nadzoru w żadnym innym państwie niż Polska.</p> <p>Oferta jest skierowana do Inwestorów Indywidualnych oraz Inwestorów Instytucjonalnych.</p>
Przewidywany harmonogram Oferty	<p>1 czerwca 2010 r. – zawarcie Umowy o Gwarantowanie Oferty. Złożenie wniosku o zatwierdzenie aneksu do Prospektu zawierającego informację na temat Ceny Maksymalnej.</p> <p>2 czerwca 2010 r. – publikacja Ceny Maksymalnej.</p> <p>4 czerwca 2010 r. – rozpoczęcie budowania księgi popytu wśród Inwestorów Instytucjonalnych.</p> <p>9 czerwca 2010 r. – rozpoczęcie przyjmowania zapisów od Inwestorów Indywidualnych.</p> <p>18 czerwca 2010 r. – zakończenie przyjmowania zapisów od Inwestorów Indywidualnych (do godziny 24:00).</p> <p>21 czerwca 2010 r. – zakończenie budowania księgi popytu wśród Inwestorów Instytucjonalnych (do godziny 17:00), ustalenie ostatecznej liczby Akcji Sprzedawanych, oferowanych w ramach Oferty, oraz ostatecznej liczby Akcji Sprzedawanych oferowanych poszczególnym kategoriom inwestorów; ustalenie Ceny Sprzedaży dla Inwestorów Indywidualnych i Ceny Sprzedaży dla Inwestorów Instytucjonalnych; podpisanie aneksu do Umowy o Gwarantowanie Oferty określającego Cenę Sprzedaży oraz ostateczną liczbę Akcji Sprzedawanych oferowanych w Ofercie.</p>

22 czerwca 2010 r. – opublikowanie Ceny Sprzedaży, ostatecznej liczby Akcji Sprzedawanych oferowanych w ramach Oferty oraz ostatecznej liczby Akcji Sprzedawanych oferowanych Inwestorom Indywidualnym oraz Inwestorom Instytucjonalnym.

22–24 czerwca 2010 r. – przyjmowanie zapisów od Inwestorów Instytucjonalnych (do godziny 17:00).

do 25 czerwca 2010 r. – zakończenie procesu Scalenia Akcji (tj. zapisanie Akcji o wartości nominalnej 9 zł w depozycie papierów wartościowych prowadzonym przez KDPW).

25 czerwca 2010 r. – ewentualne zapisy składane przez Gwarantów Oferty w wykonaniu zobowiązań wynikających z Umowy o Gwarantowanie Oferty.

Przydział Akcji Sprzedawanych w Ofercie.

do 28 czerwca 2010 r. – złożenie zlecenia sprzedaży Akcji Sprzedawanych na rzecz Inwestorów Indywidualnych za pośrednictwem systemu GPW.

do 29 czerwca 2010 r. – zapisanie Akcji Sprzedawanych na rachunkach papierów wartościowych Inwestorów Indywidualnych oraz Inwestorów Instytucjonalnych (pod warunkiem, że dane przekazane przez inwestorów na potrzeby zapisania Akcji Sprzedawanych na ich rachunkach papierów wartościowych będą kompletne i prawdziwe).

około 30 czerwca 2010 r. – pierwszy dzień notowania Akcji Sprzedawanych na Giełdzie.

Powyższy harmonogram może ulec zmianie. Niektóre zdarzenia, które zostały w nim przewidziane, są niezależne od Spółki lub Akcjonariusza Sprzedającego, w szczególności dokonanie Scalenia Akcji. Akcjonariusz Sprzedający, w porozumieniu z Globalnymi Współprowadzającymi Księgę Popytu, zastrzega sobie prawo do zmiany powyższego harmonogramu Oferty, w tym terminów przyjmowania zapisów na Akcje Sprzedawane (co nie uwzględnia jednakże możliwości zamiany kolejności przyjmowania zapisów przez Inwestorów Indywidualnych oraz Inwestorów Instytucjonalnych).

Informacja o zmianie poszczególnych terminów Oferty zostanie przekazana w trybie przewidzianym w art. 52 Ustawy o Ofercie, tj. w formie komunikatu aktualizującego w sposób, w jaki zostanie opublikowany Prospekt.

Informacja na temat zakończenia procesu Scalenia Akcji zostanie przekazana do publicznej wiadomości w trybie przewidzianym w art. 52 Ustawy o Ofercie, tj. w formie komunikatu aktualizującego w sposób, w jaki zostanie opublikowany Prospekt. Jeżeli proces Scalenia Akcji nie zakończy się do przydziału Akcji Sprzedawanych, informacja o tym zostanie przekazana do publicznej wiadomości w formie aneksu do Prospektu, po jego zatwierdzeniu przez KNF, w sposób, w jaki został opublikowany Prospekt. W takim przypadku inwestorom, którzy złożą zapisy na Akcje Sprzedawane przed przekazaniem do publicznej wiadomości aneksu do Prospektu zawierającego informacje na temat niezakończenia procesu Scalenia Akcji przysługiwać będzie uprawnienie do uchylenia się od skutków prawnych złożonego zapisu, w terminie dwóch dni roboczych od dnia przekazania do publicznej wiadomości takiej informacji, stosownie do art. 51a Ustawy o Ofercie, natomiast Akcjonariusz Sprzedający dokona przydziału Akcji Sprzedawanych nie wcześniej niż po upływie terminu do uchylenia się przez inwestorów od skutków prawnych złożonych zapisów.

Cena Maksymalna

Maksymalna cena sprzedaży Akcji Sprzedawanych na potrzeby składania zapisów przez Inwestorów Indywidualnych zostanie ustalona przez Akcjonariusza Sprzedającego, w porozumieniu z Globalnymi Współprowadzającymi Księgę Popytu zgodnie z przewidywanym harmonogramem Oferty zostanie przekazana do publicznej wiadomości w dniu 2 czerwca 2010 r. w formie aneksu do Prospektu.

Cena Maksymalna zostanie ustalona w stosunku do Akcji Sprzedawanych o wartości nominalnej 1 zł. Natomiast jedynie dla celów informacyjnych zostanie podana do publicznej wiadomości informacja o jej wysokości również w stosunku do Akcji Sprzedawanych o wartości nominalnej 9 zł każda przy założeniu zakończenia trwającego procesu Scalenia Akcji, jako dziewięciokrotność Ceny Maksymalnej dla Akcji Sprzedawanych o wartości nominalnej 1 zł każda.

Cena Sprzedaży	<p>Cena sprzedaży dla Inwestorów Indywidualnych oraz Inwestorów Instytucjonalnych zostanie ustalona przez Akcjonariusza Sprzedającego, w porozumieniu z Globalnymi Współprowadzającymi Księgę Popytu, po zakończeniu procesu budowania księgi popytu wśród Inwestorów Instytucjonalnych. Informacja na temat Ceny Sprzedaży zostanie przekazana przez Spółkę do publicznej wiadomości w trybie określonym w art. 54 ust. 3 Ustawy o Ofercie. Cena sprzedaży dla Inwestorów Instytucjonalnych może zostać ustalona na poziomie wyższym niż Cena Maksymalna.</p> <p>Cena Sprzedaży dla Inwestorów Indywidualnych oraz Cena Sprzedaży dla Inwestorów Instytucjonalnych zostanie ustalona dla Akcji Sprzedawanych o wartości nominalnej 1 zł. Natomiast jedynie dla celów informacyjnych zostanie podana do publicznej wiadomości informacja o jej wysokości również w stosunku do Akcji Sprzedawanych o wartości nominalnej 9 zł każda przy założeniu zakończenia procesu Scalenia Akcji, jako dziewięciokrotność odpowiednio Ceny Sprzedaży dla Inwestorów Indywidualnych oraz Ceny Sprzedaży dla Inwestorów Instytucjonalnych.</p>
Prawa głosu	<p>Każda Akcja Sprzedawana uprawnia do jednego głosu na Walnym Zgromadzeniu. Statut Spółki zawiera w powyższym względzie pewne ograniczenie polegające na tym, że akcjonariusz dysponujący więcej niż 10% głosów w ogólnej liczbie głosów nie może wykonywać głosów z nadwyżki głosów ponad 10%. Zobacz Rozdział 18 (<i>Akcje, Kapitał Zakładowy i Walne Zgromadzenie</i>).</p>
Prawo do dywidendy	<p>Każda Akcja Sprzedawana uprawnia do dywidendy począwszy od dywidendy za 2010 r. Akcje Spółki nie są uprzywilejowane pod względem prawa do dywidendy.</p>
Członkowie konsorcjum	<p><i>Globalni Koordynatorzy i Współprowadzący Księgę Popytu</i> UniCredit CAIB Poland S.A. oraz UBS Limited</p> <p><i>Globalni Współprowadzący Księgę Popytu</i> Merrill Lynch International oraz ING Bank N.V., Oddział w Londynie</p> <p><i>Krajowy Współprowadzący Księgę Popytu</i> Dom Inwestycyjny BRE Banku S.A. oraz PKO Bank Polski S.A. Oddział Dom Maklerski PKO BP w Warszawie</p> <p><i>Krajowi Menedżerowie Oferty</i> Dom Maklerski Banku Ochrony Środowiska S.A., Centralny Dom Maklerski Pekao S.A., Bank Pekao S.A. – Dom Maklerski Pekao, ING Securities S.A. oraz TRIGON Dom Maklerski S.A.</p>
Gwarantowanie Oferty	<p>Zamiarem Akcjonariusza Sprzedającego jest zawarcie ze Spółką oraz Współprowadzającymi Księgę Popytu lub ich podmiotami powiązanymi, którzy będą działać jako gwaranci Oferty (Gwaranci Oferty), warunkowej umowy o gwarantowanie zapisów Inwestorów Instytucjonalnych, którym zostaną wstępnie przydzielone Akcje Sprzedawane w Ofercie na zasadzie subemisji inwestycyjnej (Umowa o Gwarantowanie Oferty). Zawarcie Umowy o Gwarantowanie Oferty jest planowane na dzień 1 czerwca 2010 r.</p> <p>Po zakończeniu procesu budowy księgi popytu, w dniu ustalenia Ceny Sprzedaży jest planowane podpisanie aneksu do Umowy o Gwarantowanie Oferty określającego w szczególności Cenę Sprzedaży oraz ostateczną liczbę Akcji Sprzedawanych oferowanych w ramach Oferty.</p> <p>W ramach Umowy o Gwarantowanie Oferty, Współprowadzący Księgę Popytu zobowiążą się, z zastrzeżeniem ziszczenia się określonych warunków (w szczególności podpisania aneksu cenowego), do dołożenia należytej staranności w celu zapewnienia nabycia i opłacenia Akcji Sprzedawanych przez Inwestorów Instytucjonalnych, którzy zostaną wskazani przez Współprowadzących Księgę Popytu, natomiast Gwaranci Oferty zobowiążą się do nabycia, lub spowodowania nabycia przez ich podmioty powiązane, tych Akcji Sprzedawanych, które nie zostały nabyte przez takich Inwestorów Instytucjonalnych.</p>

Umowa o Gwarantowanie Oferty będzie umową warunkową, która będzie przewidywać, że zobowiązania Gwarantów Oferty będą zależne od spełnienia pewnych warunków, w szczególności warunkiem wykonania zobowiązań Gwarantów Oferty będzie zawarcie aneksu cenowego. W pewnych sytuacjach Gwarantci Oferty będą również uprawnieni do rozwiązania Umowy o Gwarantowanie Oferty. Umowa o Gwarantowanie Oferty będzie zawierała zwyczajowe w międzynarodowych ofertach podobnych do Oferty oświadczenia i zapewnienia Spółki oraz Akcjonariuszy Sprzedających. Zgodnie z Umową o Gwarantowanie Oferty Akcjonariusz Sprzedający, Spółka i zobowiążą się do zwolnienia Gwarantów Oferty oraz innych określonych osób z odpowiedzialności i obowiązku świadczenia w związku z określonymi zobowiązaniami (tzw. klauzula indemnifikacyjna).

Stabilizacja

Akcjonariusz Sprzedający przewiduje, że w związku z Ofertą Menedżer Stabilizujący będzie mógł nabywać na Giełdzie akcje Spółki w liczbie stanowiącej do 10% ostatecznej liczby Akcji Sprzedawanych w celu stabilizacji ich kursu giełdowego na poziomie wyższym niż poziom, który ustaliby się w innych okolicznościach, gdyby działania takie nie były podejmowane. Nabywanie akcji Spółki w ramach transakcji stabilizacyjnych będzie dokonywane na zasadach określonych w Rozporządzeniu w sprawie Stabilizacji. Transakcje nabycia akcji Spółki będą mogły być dokonywane w okresie nie dłuższym niż 30 dni od dnia rozpoczęcia notowań akcji Spółki na Giełdzie (**Okres Stabilizacji**) po cenie nie wyższej niż Cena Sprzedaży dla Inwestorów Instytucjonalnych. Menedżer Stabilizujący nie będzie jednak zobowiązany do podjęcia jakichkolwiek działań stabilizacyjnych. Jeśli działania takie zostaną podjęte przez Menedżera Stabilizującego, mogą one zostać przerwane w każdym czasie, jednak nie później niż z upływem Okresu Stabilizacji. Nie ma pewności, że jeśli działania stabilizacyjne zostaną podjęte, to przyniosą one przewidywane skutki.

W związku z transakcjami stabilizacyjnymi, które Menedżer Stabilizujący może przeprowadzać na Giełdzie, Akcjonariusz Sprzedający dokona warunkowej sprzedaży Menedżerowi Stabilizującemu do 10% ostatecznej liczby Akcji Sprzedawanych (**Opcja Stabilizacyjna**). Nabycie przez Menedżera Stabilizującego Akcji w liczbie do 10% Akcji Sprzedawanych w transakcjach stabilizujących będzie skutkowało zwrotnym przeniesieniem ich własności na Akcjonariusza Sprzedającego po zakończeniu Okresu Stabilizacji.

Informacje na temat stabilizacji będą przekazywane na zasadach przewidzianych w Rozporządzeniu w sprawie Stabilizacji.

Umowne ograniczenia zbywalności Akcji

Spółka

W Umowie o Gwarantowanie Oferty Spółka zobowiąże się wobec Współprowadzących Księgę Popytu oraz Gwarantów Oferty, iż w okresie od dnia zawarcia tej umowy do upływu 360 dni od dnia pierwszego notowania Akcji na Giełdzie, Spółka nie będzie, bez pisemnej zgody Globalnych Współprowadzących Księgę Popytu, oferować, sprzedawać, obciążać ani w inny sposób rozporządzać, ani publicznie ogłaszać emisji, oferty, sprzedaży ani zbycia lub zamiaru podjęcia takich działań lub podejmować działań zmierzających do lub mogących skutkować emisją, Akcji lub papierów wartościowych wymiennych bądź zamiennych na Akcje lub umożliwiających ich uzyskanie w drodze realizacji praw związanych z takimi papierami wartościowymi, innych praw umożliwiających nabycie Akcji, ani innych papierów wartościowych lub instrumentów finansowych, których wartość jest ustalana bezpośrednio lub pośrednio przez odniesienie do ceny powyższych papierów wartościowych stanowiących ich instrument bazowy, włącznie ze swapami na akcje, kontraktami terminowymi i opcjami, z wyjątkiem (i) emisji Akcji Aportowych na rzecz Akcjonariusza Sprzedającego w zamian za udziały mniejszościowe i akcje posiadane przez Akcjonariusza Sprzedającego w spółkach zależnych Spółki, (ii) emisji akcji na rzecz Kompanii Węglowej w zamian za udziały w spółce celowej, do której Kompania Węglowa wniesie przedsiębiorstwo KWK Bolesław Śmiały oraz w zamian za akcje w PKW oraz (iii) emisji Akcji Połączeniowych.

Akcjonariusz Sprzedający

W Umowie o Gwarantowanie Oferty Akcjonariusz Sprzedający zobowiąże się wobec Współprowadzących Księgę Popytu oraz Gwarantów Oferty, że w okresie od dnia zawarcia tej umowy do upływu 180 dni od dnia pierwszego notowania Akcji na Giełdzie Akcjonariusz Sprzedający nie będzie, bez pisemnej zgody Globalnych Współprowadzących Księgę Popytu, oferować, sprzedawać, obciążać ani w inny sposób rozporządzać ani publicznie ogłaszać emisji, oferty, sprzedaży ani zbycia lub zamiaru podjęcia takich działań lub podejmować działań zmierzających do lub mogących skutkować emisją, akcją Spółki lub papierów wartościowych wymiennych bądź zamiennych na akcje Spółki lub umożliwiających ich uzyskanie w drodze realizacji praw związanych z takimi papierami wartościowymi, innych praw umożliwiających nabycie akcji Spółki, ani innych papierów wartościowych lub instrumentów finansowych, których wartość jest ustalana bezpośrednio lub pośrednio przez odniesienie do ceny powyższych papierów wartościowych stanowiących ich instrument bazowy, włącznie ze swapami na akcje, kontraktami terminowymi i opcjami, za wyjątkiem: (i) emisji Akcji Aportowych na rzecz Akcjonariusza Sprzedającego w zamian za udziały mniejszościowe i akcje posiadane przez Akcjonariusza Sprzedającego w spółkach zależnych Spółki oraz (ii) emisji akcji na rzecz Kompanii Węglowej w zamian za udziały w spółce celowej, do której Kompania Węglowa wniesie przedsiębiorstwo KWK Bolesław Śmiały oraz w zamian za akcje w PKW oraz (iii) wydawania akcji przez Skarb Państwa w ramach procesu konwersji Akcji Pracowniczych na mocy przepisów Ustawy o Wymianie Akcji Pracowniczych.

Rozwodnienie

Oferta nie wpłynie na rozwodnienie udziałów dotychczasowych akcjonariuszy.

Notowanie Akcji

Niezwłocznie po zatwierdzeniu Prospektu Spółka zamierza złożyć wnioski o dematerializację i rejestrację w KDPW oraz ubiegać się o dopuszczenie i wprowadzenie 14.304.948.858 akcji zwykłych na okaziciela serii A, B, C, D, E, F, G, H, I, J i K Spółki (1.589.438.762 akcji zwykłych na okaziciela serii AA Spółki po przeprowadzeniu Scalenia Akcji), w tym wszystkich Akcji Sprzedawanych, do obrotu na rynku podstawowym Giełdy.

Program lojalnościowy

Inwestorzy Indywidualni, którzy nabędą Akcje Sprzedawane w wyniku Oferty oraz nie dokonają ich zbycia ani obciążenia prawem użytkownika lub zastawu przez okres 1 (jednego) roku, licząc od pierwszego dnia notowania akcji Spółki na rynku podstawowym Giełdy Papierów Wartościowych S.A. w Warszawie będą uprawnieni do skorzystania z oferty „Gwarancja niższej ceny” zapewniającej rabat w przedziale od 5% do 15% od obowiązujących cen w taryfach dla klientów indywidualnych, w okresie od lipca 2011 r. do czerwca 2012 r. Ostateczna wysokość rabatu z przedziału od 5% do 15% oraz szczegółowe warunki oferty „Gwarancja niższej ceny” zostaną przedstawione przez oferenta w czerwcu 2011 r.

Celem skorzystania z uprawnienia do oferty „Gwarancja niższej ceny” Inwestor Indywidualny winien po upływie roku od pierwszego dnia notowania złożyć pisemne oświadczenie o zamiarze skorzystania z tego uprawnienia wraz ze stosownym oświadczeniem o niezawarcie umowy użytkownika akcji lub umowy ustanowienia zastawu na akcjach oraz zaświadczeniem z biura maklerskiego prowadzącego jego rachunek inwestycyjny o nabyciu Akcji Sprzedawanych w wyniku Oferty oraz o niezbywaniu ich w trakcie ostatniego roku.

1.12 Podsumowanie i harmonogram Oferty Akcji Połączeniowych

Na podstawie Prospektu w ramach Oferty Akcji Połączeniowych Spółka wydaje wspólnikom Enion Zarządzanie Aktywami 193.850.314 akcji zwykłych na okaziciela serii K Spółki, a wspólnikom Energomix Servis 124.814.986 akcji zwykłych na okaziciela serii J Spółki, o wartości nominalnej 1 zł każda, to jest łącznie 318.665.300 Akcji Połączeniowych stanowiących łącznie po rejestracji podwyższenia kapitału zakładowego Spółki w związku z Połączeniem 2,23% kapitału zakładowego Spółki oraz uprawniających do wykonywania 2,23% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu.

W ramach procesu Scalenia Akcji 318.665.300 Akcji Połączeniowych będzie podlegać scaleniu wraz z pozostałymi Akcjami, w stosunku 9:1 – za dziewięć dotychczas wyemitowanych Akcji serii A, B, C, D, E, F, G, H, I, J lub K o wartości nominalnej 1 zł wydana zostanie akcjonariuszom 1 Akcja serii AA o wartości nominalnej 9 zł. Dokonanie Scalenia Akcji planowane jest po wydaniu Akcji Połączeniowych wspólnikom Spółek Przejmowanych. Przy uwzględnieniu ww. stosunku Scalenia Akcji 318.665.300 Akcjom Połączeniowym po Scaleniu Akcji odpowiadać będzie 35.407.255,56 Akcjom serii AA.

Po rejestracji podwyższenia kapitału zakładowego w związku z emisją Akcji Aportowych i przy założeniu, że Spółka wyemituje faktycznie do 170.372.391 Akcji Aportowych (zgodnie z informacjami przedstawionymi w pkt 18.1.4 (*Emisja Akcji Aportowych*)), Akcje Połączeniowe będą stanowić 2,01% kapitału zakładowego Spółki oraz będą uprawniać do wykonywania 2,01% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu. Liczba Akcji Połączeniowych, jaką każdy uprawniony wspólnik Spółki Przejmowanej otrzyma w zamian za posiadaną przez siebie liczbę udziałów w Spółce Przejmowanej, wynika z Parytetu Wymiany ustalonego w Planie Połączenia i wynosi:

- za jeden udział w Enion Zarządzanie Aktywami 427 Akcji serii K,
- za jeden udział w Energomix Servis 799 Akcji serii J.

Poniżej przedstawiono informacje na temat przewidywanego harmonogramu Oferty Akcji Połączeniowych i czynności w zakresie dopuszczenia i wprowadzenia Akcji, w tym Akcji Połączeniowych, do obrotu na rynku regulowanym.

<u>do 11 czerwca 2010 r.</u>	Dzień Połączenia (wpis Połączenia do Rejestru Przedsiębiorców)
<u>do 25 czerwca 2010 r.</u>	Zakończenie procesu Scalenia Akcji (tj. zapisanie Akcji o wartości nominalnej 9 zł w depozycie papierów wartościowych prowadzonym przez KDPW)
<u>około 30 czerwca 2010 r.</u>	Pierwszy dzień notowania Akcji Połączeniowych na Gieldzie.

Powyższy harmonogram ma charakter orientacyjny, a niektóre zdarzenia, które zostały w nim przewidziane, są niezależne od Spółki, w szczególności Dzień Połączenia. Spółka zastrzega sobie prawo do zmiany powyższego harmonogramu Oferty, w tym terminów wydawania Akcji Połączeniowych. Informacja o zmianie poszczególnych terminów Oferty Akcji Połączeniowych zostanie przekazana w formie komunikatu aktualizującego do Prospektu w trybie art. 52 ust. 2 Ustawy o Ofercie.

Oferującym Akcje Połączeniowe jest TRIGON Dom Maklerski.

1.13 Podsumowanie wybranych danych finansowych i operacyjnych

Poniższe tabele przedstawiają wybrane dane finansowe zaczerpnięte ze Zbadanego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego oraz Śródrocznego Skróconego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego, a także niezbadane dane operacyjne Grupy TAURON za lata obrotowe zakończone w dniach 31 grudnia 2009 r., 2008 r. i 2007 r. oraz za kwartał zakończony w dniu 31 marca 2010 r. (wraz z danymi porównawczymi). Zamieszczone poniżej dane finansowe należy czytać łącznie z Rozdziałem 10 (*Przegląd Sytuacji Operacyjnej i Finansowej*), jak również Zbadanym Skonsolidowanym Sprawozdaniem Finansowym oraz Śródrocznym Skróconym Skonsolidowanym Sprawozdaniem Finansowym zamieszczonymi w Rozdziale 30 (*Sprawozdania Finansowe*).

Dane ze skonsolidowanego sprawozdania z całkowitych dochodów i ze skonsolidowanego rachunku przepływów pieniężnych za lata zakończone w dniu 31 grudnia 2009, 2008 i 2007 r.

	Rok zakończony dnia 31 grudnia		
	2009	2008	2007
	(tys. zł)		
Dane ze skonsolidowanego sprawozdania z całkowitych dochodów			
Przychody ze sprzedaży towarów, produktów i materiałów bez wyłączenia akcyzy . . .	9.855.179	8.541.605	8.577.567
Podatek akcyzowy	(412.755)	(384.961)	(440.193)
Przychody ze sprzedaży towarów, produktów i materiałów	9.442.424	8.156.644	8.137.374
Przychody ze sprzedaży usług	4.166.489	4.268.797	4.107.509
Pozostałe przychody	24.660	23.225	19.114
Przychody ze sprzedaży	13.633.573	12.448.666	12.263.997
Koszt własny sprzedaży	(11.521.540)	(11.266.254)	(11.480.508)
Zysk brutto ze sprzedaży	2.112.033	1.182.412	783.489
Pozostałe przychody operacyjne	112.106	68.872	114.298
Koszty sprzedaży	(188.182)	(211.807)	(118.536)
Koszty ogólnego zarządu	(621.537)	(591.079)	(493.344)
Pozostałe koszty operacyjne	(154.686)	(101.350)	(99.008)
Zysk operacyjny	1.259.734	347.048	186.899
Przychody finansowe	113.456	113.443	148.860
Koszty finansowe	(208.170)	(210.232)	(186.143)
Zysk brutto	1.165.020	250.259	149.616
Podatek dochodowy	(266.306)	(67.978)	163
Zysk netto za rok obrotowy	898.714	182.281	149.779
Przynależny akcjonariuszom jednostki dominującej	732.394	130.848	153.509
Przynależny akcjonariuszom mniejszościowym	166.320	51.433	(3.730)
Dane ze skonsolidowanego rachunku przepływów pieniężnych			
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	1.963.199	1.615.482	1.471.269
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(1.354.024)	(1.514.187)	(1.755.617)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	(543.464)	(95.729)	118.387

Dane ze skonsolidowanego sprawozdania z całkowitych dochodów i ze skonsolidowanego rachunku przepływów pieniężnych za kwartały zakończone w dniu 31 marca 2010 i 2009 r.

	Kwartał zakończony dnia 31 marca	
	2010	2009
	niezbadane (tys. zł)	
Dane ze skonsolidowanego sprawozdania z całkowitych dochodów		
Przychody ze sprzedaży towarów, produktów i materiałów bez wyłączenia akcyzy	2.711.503	2.580.805
Podatek akcyzowy	(105.549)	(97.881)
Przychody ze sprzedaży towarów, produktów i materiałów	2.605.954	2.482.924
Przychody ze sprzedaży usług	1.181.008	1.060.394
Pozostałe przychody	7.371	6.187
Przychody ze sprzedaży	3.794.333	3.549.505
Koszt własny sprzedaży	(3.106.970)	(3.031.275)
Zysk brutto ze sprzedaży	687.363	518.230
Pozostałe przychody operacyjne	31.761	11.035
Koszty sprzedaży	(52.512)	(44.707)
Koszty ogólnego zarządu	(144.596)	(140.264)
Pozostałe koszty operacyjne	(45.970)	(9.628)
Zysk operacyjny	476.046	334.666
Przychody finansowe	26.239	33.989
Koszty finansowe	(52.556)	(62.796)
Zysk brutto	449.729	305.859
Podatek dochodowy	(90.142)	(84.820)
Zysk netto	359.587	221.039
Przynależny akcjonariuszom jednostki dominującej	291.813	186.024
Przynależny udziałom niekontrolującym	67.774	35.015
Dane ze skonsolidowanego rachunku przepływów pieniężnych		
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	210.575	14.139
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(398.173)	(328.655)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	(72.728)	(65.314)

Dane ze skonsolidowanego sprawozdania z sytuacji finansowej za lata zakończone w dniu 31 grudnia 2009, 2008 i 2007 r.

	Na dzień 31 grudnia		
	2009	2008	2007
	(tys. zł)		
Dane ze skonsolidowanego sprawozdania z sytuacji finansowej			
AKTYWA			
Aktywa trwałe:			
Rzeczowe aktywa trwałe	17.260.573	17.098.842	16.469.748
Wartości niematerialne	824.751	533.305	285.180
Pozostałe długoterminowe aktywa finansowe	179.746	176.904	537.062
Pozostałe długoterminowe aktywa niefinansowe	58.547	61.522	84.600
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	156.897	113.583	10.395
Suma aktywów trwałych	18.480.514	17.984.156	17.386.985
Aktywa obrotowe:			
Zapasy	536.201	395.163	267.332
Należności z tytułu podatku dochodowego	52.926	40.351	48.218
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	1.874.996	1.275.331	1.229.989
Pozostałe krótkoterminowe aktywa niefinansowe	158.725	113.350	157.685
Pozostałe krótkoterminowe aktywa finansowe	18.753	63.401	181.597
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	1.032.103	949.710	974.221
Suma aktywów obrotowych	3.673.704	2.837.306	2.859.042
Aktywa trwałe zaklasyfikowane jako przeznaczone do sprzedaży	5.951	1.671	1.671
AKTYWA	22.160.169	20.823.133	20.247.698

	Na dzień 31 grudnia		
	2009	2008	2007
	(tys. zł)		
PASYWA			
Kapitał własny przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej:			
Kapitał podstawowy	13.986.284	13.698.646	13.698.646
Kapitał spółek zależnych na podniesienie kapitału TAURON	–	287.883	287.883
Akcje własne	–	(245)	(245)
Kapitał zapasowy	64.050	59.601	–
Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów zabezpieczających	(766)	(17.765)	517
Kapitał z tytułu świadczeń w formie akcji	–	21.411	851.866
Zyski zatrzymane/Niepokryte straty	(2.233.034)	(2.923.621)	(3.811.885)
Kapitały akcjonariuszy mniejszościowych	2.367.683	2.219.533	2.179.270
KAPITAŁ WŁASNY OGÓŁEM	14.184.217	13.345.443	13.206.052
Zobowiązania długoterminowe:			
Kredyty, pożyczki i dłużne papiery wartościowe	1.179.406	1.426.185	1.535.120
Zobowiązania z tytułu leasingu oraz umów dzierżawy z opcją zakupu	88.291	120.630	148.516
Rezerwy długoterminowe i świadczenia pracownicze	978.807	944.358	862.133
Długoterminowe rozliczenia międzyokresowe i dotacje rządowe	682.790	584.129	433.426
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług i pozostałe finansowe zobowiązania długoterminowe	5.683	34.891	19.326
Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	1.143.771	988.143	1.044.156
Suma zobowiązań długoterminowych	4.078.748	4.098.336	4.042.677
Zobowiązania krótkoterminowe:			
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług i pozostałe zobowiązania	1.490.726	1.240.063	1.373.409
Bieżąca część kredytów, pożyczek i dłużnych papierów wartościowych	596.315	649.744	460.947
Bieżąca część zobowiązań z tytułu leasingu oraz umów dzierżawy z opcją zakupu	35.377	34.306	33.324
Pozostałe zobowiązania krótkoterminowe	556.669	460.019	452.430
Rozliczenia międzyokresowe i dotacje rządowe	213.093	197.878	170.608
Zobowiązania z tytułu podatku dochodowego	67.034	6.716	31.091
Rezerwy krótkoterminowe i świadczenia pracownicze	937.990	790.628	477.160
Suma zobowiązań krótkoterminowych	3.897.204	3.379.354	2.998.969
ZOBOWIĄZANIA RAZEM	7.975.952	7.477.690	7.041.646
PASYWA	22.160.169	20.823.133	20.247.698

Dane ze skonsolidowanego sprawozdania z sytuacji finansowej na dzień 31 marca 2010 r. i 31 grudnia 2009 r.

	Na dzień	
	31 marca 2010	31 grudnia 2009 ⁽¹⁾
	niezbadane	
	(tys. zł)	
Dane ze skonsolidowanego sprawozdania z sytuacji finansowej		
AKTYWA		
Aktywa trwałe:		
Rzeczowe aktywa trwałe	17.108.018	17.260.573
Wartości niematerialne	550.581	824.751
Pozostałe długoterminowe aktywa finansowe	176.028	179.746
Pozostałe długoterminowe aktywa niefinansowe	85.939	58.547
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	113.834	152.221
Suma aktywów trwałych	18.034.400	18.475.838
Aktywa obrotowe:		
Zapasy	445.805	536.201
Należności z tytułu podatku dochodowego	44.780	52.926
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	2.162.303	1.874.996
Pozostałe krótkoterminowe aktywa finansowe	100.201	18.753
Pozostałe krótkoterminowe aktywa niefinansowe	256.526	158.725
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	758.148	1.032.103
Suma aktywów obrotowych	3.767.763	3.673.704
Aktywa trwałe zaklasyfikowane jako przeznaczone do sprzedaży	5.820	5.951
AKTYWA	21.807.983	22.155.493

⁽¹⁾ Dane zaprezentowane w powyższej tabeli według stanu na 31 grudnia 2009 r. zostały zaczerpnięte ze Śródrocznego Skróconego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego i różnią się nieznacznie od danych według stanu na 31 grudnia 2009 r. zaprezentowanych w Zbadanym Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym. Rozbieżność ta wynika ze stosowania od 1 stycznia 2010 r. (z efektem od 1 lipca 2009 r.) interpretacji KIMSF 18, która została szerzej opisana w Nocie 3 Śródrocznego Skróconego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego.

	Na dzień	
	31 marca 2010	31 grudnia 2009 ⁽²⁾
	niezbadane	
	(tys. zł)	
PASYWA		
Kapitał własny przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej:		
Kapitał podstawowy	13.986.284	13.986.284
Kapitał zapasowy	240.209	64.050
Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów zabezpieczających	(6.238)	(766)
Zyski zatrzymane/Niepokryte straty	(2.075.344)	(2.191.002)
Udziały niekontrolujące	2.441.911	2.375.100
KAPITAŁ WŁASNY OGÓŁEM	14.586.822	14.233.666
Zobowiązania długoterminowe:		
Kredyty, pożyczki i dłużne papiery wartościowe	1.146.545	1.179.406
Zobowiązania z tytułu leasingu oraz umów dzierżawy z opcją zakupu	78.608	88.291
Rezerwy długoterminowe i świadczenia pracownicze	990.819	978.807
Długoterminowe rozliczenia międzyokresowe i dotacje rządowe	618.675	624.567
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług i pozostałe finansowe zobowiązania długoterminowe	8.579	5.683
Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	1.175.970	1.150.695
Suma zobowiązań długoterminowych	4.019.196	4.027.449
Zobowiązania krótkoterminowe:		
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług i pozostałe zobowiązania	1.114.809	1.490.726
Bieżąca część kredytów, pożyczek i dłużnych papierów wartościowych	583.460	596.315
Bieżąca część zobowiązań z tytułu leasingu oraz umów dzierżawy z opcją zakupu	34.854	35.377
Pozostałe zobowiązania krótkoterminowe	779.395	556.669
Rozliczenia międzyokresowe i dotacje rządowe	177.932	210.267
Zobowiązania z tytułu podatku dochodowego	35.048	67.034
Rezerwy krótkoterminowe i świadczenia pracownicze	476.467	937.990
Suma zobowiązań krótkoterminowych	3.201.965	3.894.378
ZOBOWIĄZANIA RAZEM	7.221.161	7.921.827
PASYWA	21.807.983	22.155.493

⁽²⁾ Dane zaprezentowane w powyższej tabeli według stanu na 31 grudnia 2009 r. zostały zaczerpnięte ze Śródrocznego Skróconego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego i różnią się nieznacznie od danych według stanu na 31 grudnia 2009 r. zaprezentowanych w Zbadanym Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym. Rozbieżność ta wynika ze stosowania od 1 stycznia 2010 r. (z efektem od 1 lipca 2009 r.) interpretacji KIMSF 18, która została szerzej opisana w Nocie 3 Śródrocznego Skróconego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego.

Inne dane operacyjne, w tym EBITDA i podstawowe wskaźniki

Podstawowe dane operacyjne	Rok zakończony dnia 31 grudnia			Kwartał zakończony dnia 31 marca	
	2009	2008	2007	2010	2009
Moc osiągalna (energia elektryczna)	5,6 GW	5,4 GW	5,5 GW	5,5 GW	5,1 GW
Produkcja energii elektrycznej netto	18,6 TWh	19,5 TWh	22,6 TWh	5,3 TWh	4,7 TWh
Produkcja energii elektrycznej brutto	20,9 TWh	21,9 TWh	25,2 TWh	6,0 TWh	5,3 TWh
Sprzedaż energii elektrycznej (detaliczna)	30,4 TWh	34,7 TWh	33,9 TWh	8,6 TWh	8,4 TWh
Odbiorcy energii elektrycznej	4,1 mln	4,1 mln	4,0 mln	4,1 mln	4,1 mln
Dystrybucja energii elektrycznej do klientów końcowych	30,9 TWh	32,3 TWh	32,2 TWh	8,4 TWh	7,9 TWh
Moc osiągalna (ciepło)	3,2 GW	3,2 GW	3,2 GW	3,2 GW	3,3 GW
Produkcja ciepła brutto ⁽¹⁾	15,7 PJ	15,5 PJ	16,4 PJ	7,6 PJ	6,5 PJ
Produkcja węgla handlowego	4,9 mln ton	5,6 mln ton	4,6 mln ton	1,4 mln ton	1,1 mln ton
Sieci dystrybucyjne (tys. km)	192,4	189,9	188,0	_(2)	_(2)
Średnie zatrudnienie	28.824	28.941	28.593	28.750	28.885
Przychody ze sprzedaży (mln zł)	13.633,6	12.448,7	12.264,0	3.794,3	3.549,5
EBITDA (mln zł) ⁽³⁾	2.580,0	1.642,7	1.410,6	821,5	660,8
Zadłużenie finansowe netto (mln zł) ⁽⁴⁾	867,3	1.281,2	1.203,7	1.085,3	1.642,8
Marża EBITDA ⁽⁵⁾	18,9%	13,2%	11,5%	21,7%	18,6%
Zadłużenie finansowe netto/EBITDA	33,6%	78,0%	85,3%	nie dotyczy ⁽⁶⁾	nie dotyczy ⁽⁶⁾

⁽¹⁾ Z wyłączeniem lokalnych wytwórców ciepła.

⁽²⁾ Spółka nie gromadzi informacji na temat długości sieci dystrybucyjnej w ujęciu kwartalnym.

⁽³⁾ Dane niezbadane. Grupa TAURON definiuje EBITDA jako zysk operacyjny powiększony o amortyzację i odpisy na aktywa niefinansowe. EBITDA nie jest miarą zysku operacyjnego, wyniku działalności ani płynności zgodnie z MSSF. Bardziej szczegółowy opis EBITDA przedstawiono w Rozdziale 10 (*Przebieg Sytuacji Operacyjnej i Finansowej*).

⁽⁴⁾ Sposób wyliczenia „zadłużenia finansowego netto” został przedstawiony w punkcie 10.8 (*Zadłużenie*).

⁽⁵⁾ Dane niezbadane. Grupa TAURON definiuje wskaźnik Marża EBITDA jako relację EBITDA do przychodów ze sprzedaży. Marża EBITDA nie jest miarą zysku operacyjnego, wyniku działalności ani płynności zgodnie z MSSF.

⁽⁶⁾ Wskaźnik nie jest prezentowany, jako że EBITDA jest podawana za okres kwartału.

2. Czynniki Ryzyka

Przed podjęciem decyzji o nabyciu Akcji Sprzedawanych inwestorzy, a w związku z obejmowaniem Akcji Połączeniowych Wspólnicy Spółek Przejmowanych, powinni dokładnie przeanalizować czynniki ryzyka przedstawione poniżej, jak również inne informacje zawarte w całym Prospekcie, w szczególności w Zbadanym Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym. W Rozdziale tym przedstawione zostały istotne ryzyka, które w opinii Grupy TAURON mają znaczenie z punktu widzenia dokonania inwestycji w Akcje Sprzedawane oraz posiadania Akcji Połączeniowych. Dodatkowo mogą wystąpić ryzyka nieznanne Grupie TAURON na dzień Prospektu lub które Grupa TAURON uważa za nieistotne, lecz które mogą niekorzystnie wpływać na inwestycje w Akcje Sprzedawane oraz Akcje Połączeniowe. Spełnienie się któregokolwiek z wymienionych ryzyk może mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON, jej sytuację finansową i wyniki jej działalności, a w konsekwencji na kurs notowań Akcji Sprzedawanych. W takim wypadku wartość Akcji Sprzedawanych może się zmniejszyć, a inwestorzy mogą stracić całość lub część zainwestowanych przez nich środków.

Kolejność, w jakiej zostały przedstawione poszczególne czynniki ryzyka, nie odzwierciedla prawdopodobieństwa ich wystąpienia, zakresu ani istotności przedstawionych ryzyk.

2.1 Ryzyka dotyczące Grupy TAURON oraz sektorów gospodarki, w których prowadzi działalność

2.1.1 Polski sektor energetyczny podlega ścisłej regulacji, a przepisy prawa oraz decyzje organów regulacyjnych mogą mieć istotny wpływ na działalność Grupy TAURON

Istotną część działalności Grupy TAURON, a mianowicie wytwarzanie i dystrybucja energii elektrycznej i ciepła oraz obrót nimi podlegają regulacji Prezesa URE. Do kompetencji Prezesa URE mających wpływ na działalność Grupy TAURON należą w szczególności: (i) udzielanie i cofanie koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania i dystrybucji energii elektrycznej i ciepła oraz obrotu energią elektryczną i ciepłem, (ii) zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej i ciepła, (iii) udzielanie przedsiębiorstwu energetycznemu zwolnienia z obowiązku przedkładania taryf dla energii elektrycznej lub ciepła do zatwierdzenia oraz cofanie tego zwolnienia, (iv) wyznaczanie operatorów systemów dystrybucyjnych, (v) zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przygotowywanych przez operatorów sieci, (vi) uzgadnianie planów rozwoju sieci przygotowywanych przez operatorów sieci oraz (vii) rozstrzyganie niektórych sporów między przedsiębiorstwami energetycznymi lub między przedsiębiorstwem energetycznym a odbiorcą energii, np. w związku z odmową zawarcia umowy o przyłączenie do sieci lub umowy o świadczenie usługi dystrybucyjnej, albo w związku ze wstrzymaniem dostarczania energii. Do kompetencji Prezesa URE należy również kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców energii elektrycznej oraz kontrolowanie prowadzenia przez przedsiębiorstwa energetyczne działalności zgodnie z prawem i warunkami posiadanych koncesji udzielonych przez Prezesa URE. W wielu obszarach decyzje Prezesa URE mogą charakteryzować się dużym stopniem uznaniowości i nie ma pewności, iż Prezes URE nie podejmie działań niekorzystnych dla Grupy TAURON. Ponadto, polityka regulacyjna Prezesa URE może być nieprzewidywalna i zmieniać się w krótkim czasie. Dotychczasowe doświadczenia w zakresie regulacji polskiego sektora energetycznego wskazują również, że nadrzędnym kryterium, którym kieruje się Prezes URE w podejmowaniu decyzji, w szczególności związanych z taryfami stosowanymi przez przedsiębiorstwa energetyczne, jest ochrona interesów odbiorców energii. Przepisy Prawa Energetycznego nie zapewniają też całkowitej niezależności Prezesa URE od rządu polskiego, gdyż zgodnie z Prawem Energetycznym Prezes URE może odwołać w każdym czasie Prezes Rady Ministrów. W związku z tym, na decyzje Prezesa URE mogą też mieć wpływ czynniki o charakterze politycznym.

Zmiany w regulacji sektora energetycznego mogą prowadzić do konieczności poniesienia przez Grupę TAURON istotnych oraz nieoczekiwanych kosztów. Za nieprzestrzeganie obowiązków określonych w Prawie Energetycznym Prezes URE może nakładać na przedsiębiorstwa energetyczne istotne kary pieniężne, a w niektórych przypadkach prowadzenie działalności niezgodnie z regulacjami może prowadzić do utraty koncesji wymaganych dla prowadzenia określonego rodzaju działalności. Dodatkowo, zgodnie z Prawem Energetycznym, Rada Ministrów, na wniosek Ministra Gospodarki, może wprowadzić na czas oznaczony, na terytorium całej Polski lub na jego części, ograniczenia w sprzedaży paliw oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej i ciepła, w przypadku wystąpienia zagrożeń wymienionych w Prawie Energetycznym (zagrożenie bezpieczeństwa energetycznego Polski, zagrożenie bezpieczeństwa osób lub zagrożenie wystąpieniem znacznych strat materialnych).

Decyzje organów regulacyjnych lub zmiany dotyczące otoczenia regulacyjnego mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON, jej sytuację finansową lub wyniki jej działalności.

2.1.2 Cofnięcie lub nieprzedłużenie okresu ważności koncesji lub innych zezwoleń administracyjnych lub odmowa udzielenia nowych koncesji lub innych zezwoleń administracyjnych może prowadzić do ograniczenia zakresu działalności Grupy TAURON i możliwości realizacji jej Strategii

Prowadzona przez Grupę TAURON działalność wymaga posiadania szeregu koncesji oraz innych zezwoleń administracyjnych, w szczególności koncesji na: (i) wytwarzanie energii elektrycznej, (ii) wytwarzanie ciepła, (iii) dystrybucję energii elektrycznej, (iv) dystrybucję ciepła, (v) obrót energią elektryczną, (vi) obrót ciepłem, a także (vii) wydobywanie węgla kamiennego. Utrzymywanie posiadania koncesji oraz przedłużanie okresu ich ważności jest czynnikiem warunkującym możliwość kontynuacji działalności Grupy TAURON w obecnym zakresie. Uzyskanie nowych koncesji może być natomiast konieczne dla realizacji inwestycji w dodatkowe jednostki wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła

oraz dla eksploatacji dodatkowych złóż węgla kamiennego, a także dla prowadzenia działalności na niektórych rynkach zagranicznych. Cofnięcie, nieprzedłużenie okresu ważności lub ograniczenie zakresu którejkolwiek z aktualnie posiadanych koncesji lub innych zezwoleń administracyjnych lub odmowa wydania nowych może niekorzystnie wpłynąć na działalność prowadzoną przez Grupę TAURON, jej sytuację finansową lub wyniki jej działalności.

2.1.3 Prezes URE może opóźnić lub odmówić zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej lub ciepła, a zatwierdzone taryfy mogą nie pokryć kosztów działalności spółek z Grupy TAURON lub nie zapewnić im oczekiwanego zwrotu z kapitału

Ceny energii elektrycznej, ciepła, opłaty za świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub ciepła oraz opłaty z tytułu przyłączenia do sieci podlegają prawnej regulacji. Ceny te i stawki opłat, co do zasady, nie są ustalane swobodnie przez przedsiębiorstwa energetyczne, lecz zawarte są w taryfach, które powinny być kształtowane zgodnie z zasadami określonymi w Prawie Energetycznym oraz rozporządzeniach wydanych na podstawie tej ustawy oraz przedstawione do zatwierdzenia przez Prezesa URE. Prezes URE może zwolnić przedsiębiorstwo energetyczne z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, jeżeli uzna, że działa ono w warunkach konkurencji. Aktualnie spośród obszarów działalności, w które zaangażowana jest Grupa TAURON, w praktyce zatwierdzaniu przez Prezesa URE podlegają taryfy dla dystrybucji energii elektrycznej, wytwarzania ciepła, dystrybucji ciepła i obrotu nim, jak również dla sprzedaży energii elektrycznej na rzecz odbiorców z grupy taryfowej G, czyli odbiorców nieprowadzących działalności gospodarczej, głównie odbiorców w gospodarstwach domowych.

Taryfy ustalane zgodnie z Prawem Energetycznym powinny zapewnić pokrycie uzasadnionych kosztów prowadzenia działalności gospodarczej w danym zakresie wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału, przy uwzględnieniu jednocześnie ochrony interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i opłat. W odniesieniu do taryf przedkładanych Prezesowi URE do zatwierdzenia, do kompetencji Prezesa URE należy weryfikowanie wysokości kosztów uzasadnionych przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne do kalkulacji taryf oraz ustalanie uzasadnionego zwrotu z kapitału. W procesie zatwierdzania taryf Prezes URE może kwestionować wysokość kosztów uzasadnionych, nie uznawać niektórych kosztów za koszty uzasadnione, a także może kwestionować wartość aktywów przyjmowaną do ustalenia uzasadnionego zwrotu z kapitału. Istnieje ryzyko, że taryfy nie zostaną zatwierdzone, zostaną zatwierdzone z opóźnieniem lub zostaną zatwierdzone w innym kształcie niż pierwotnie wnioskowany przez spółki z Grupy TAURON.

Decyzje Prezesa URE w odniesieniu do taryf przedkładanych do zatwierdzenia charakteryzują się dużą uznaniowością. Ponadto, Prezes URE, w odniesieniu do niektórych elementów kalkulacji taryf, przyjmuje pewne założenia, które mogą nie odpowiadać kosztom faktycznie ponoszonym przez przedsiębiorstwa energetyczne lub wartości ich aktywów (np. założenia co do poziomu cen energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, cen praw majątkowych ze świadectw pochodzenia energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych lub z kogeneracji, jak również założenia co do wartości majątku sieciowego OSD). Z powodu uznaniowego charakteru tych założeń mogą one ulegać zmianie wraz ze zmianą polityki regulacyjnej Prezesa URE. Dotyczy to między innymi zasad w zakresie przyjmowanej dla celów kształtowania taryf dystrybucyjnych wartości regulacyjnej aktywów (WRA) oraz określania dozwolonego poziomu zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność dystrybucyjną, które to zasady wynikają z polityki regulacyjnej Prezesa URE i nie ma pewności, czy zasady stosowane obecnie zostaną utrzymane w przyszłości. W rezultacie, postępowania w sprawie zatwierdzenia taryfy są często długotrwałe, a w ich toku między przedsiębiorstwem energetycznym a Prezesem URE prowadzone są próby uzgodnienia sposobu kalkulacji taryfy. Może to prowadzić do braku możliwości ustalenia przez spółki Grupy TAURON taryf dla energii elektrycznej lub ciepła na poziomie zapewniającym pokrycie kosztów ponoszonych przez spółki z Grupy TAURON lub osiągnięcie oczekiwanego przez Grupę TAURON zwrotu z kapitału. Może to również prowadzić do opóźnień we wprowadzaniu wyższych taryf dla energii elektrycznej lub ciepła w odpowiedzi na wzrost kosztów działalności prowadzonej przez Grupę TAURON.

W praktyce taryfy są zatwierdzane na okres jednego roku. Jeżeli w okresie obowiązywania taryfy przedsiębiorstwo energetyczne poniesie wyższe niż planowało lub dodatkowe, nieprzewidziane koszty, przedsiębiorstwo to ma ograniczone możliwości zmiany obowiązującej taryfy w celu odzwierciedlenia takich wyższych lub dodatkowych kosztów. W praktyce Prezes URE godzi się na zmianę decyzji o zatwierdzeniu obowiązującej taryfy tylko w przypadku znaczącego wzrostu kosztów z przyczyn niezależnych od przedsiębiorstwa energetycznego.

Brak lub opóźnienie zatwierdzenia przez Prezesa URE taryf lub zatwierdzenie taryf niepokrywających kosztów operacyjnych spółek z Grupy TAURON może mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON, jej sytuację finansową lub wyniki jej działalności.

2.1.4 Zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia przez Prezesa URE może zostać cofnięte lub ograniczone a tryb udzielenia zwolnienia może być kwestionowany, w rezultacie czego regulacja cen przez Prezesa URE może być rozszerzona na obszary działalności aktualnie nią nie objęte

Prezes URE może zwolnić przedsiębiorstwo energetyczne z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, jeżeli stwierdzi, że przedsiębiorstwo to działa w warunkach konkurencji. W chwili obecnej w praktyce nie podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE taryfy dla wytwarzania energii elektrycznej i obrotu nią, z wyłączeniem sprzedaży energii elektrycznej na rzecz odbiorców z grupy taryfowej G, czyli odbiorców nieprowadzących działalności gospodarczej, głównie odbiorców w gospodarstwach domowych. W odniesieniu do obszarów działalności, które Prezes URE zwolnił z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, Prezes URE ma prawo cofnąć lub ograniczyć udzielone zwolnienie, jeżeli uzna, że ustały warunki uzasadniające udzielenie tego zwolnienia.

Istnieje też ryzyko podważenia prawidłowości trybu udzielenia przez Prezesa URE zwolnienia z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia niektórym przedsiębiorstwom energetycznym, w szczególności wytwórcom energii elektrycznej, w tym wytwórcom z Grupy TAURON.

Cofnięcie zwolnienia z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, ograniczenie jego zakresu lub zakwestionowanie trybu udzielenia takiego zezwolenia może prowadzić do ponownego objęcia regulacją przez Prezesa URE obszarów działalności Grupy TAURON, które aktualnie regulacji cenowej nie podlegają, co może mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON, jej sytuację finansową lub wyniki jej działalności.

2.1.5 Grupa TAURON może zostać zobowiązana do zwrotu znacznej części rekompensat na pokrycie kosztów osieroconych za 2008 r., co może mieć także wpływ na wysokość rekompensat na pokrycie kosztów osieroconych za lata następne

PKE jest jedyną spółką z Grupy TAURON, która była stroną KDT długoterminowych kontraktów na sprzedaż mocy i energii elektrycznej zawieranych z PSE. Kontrakty te zostały rozwiązane na mocy przepisów Ustawy o Rozwiązaniu KDT. Ustawa o Rozwiązaniu KDT jest nową regulacją i jej postanowienia dotyczące, w szczególności, kalkulacji, metod zapłaty oraz korekt rekompensat na pokrycie kosztów osieroconych, konsekwencji podatkowych rozwiązania KDT oraz innych powiązanych kwestii są złożone i podlegają sporem interpretacyjnym. W związku z powyższym, brak jest pewności co do tego, jak przepisy tej ustawy powinny być stosowane.

Wytwórcy energii elektrycznej, w tym także PKE, którzy rozwiązali KDT i są uprawnieni do otrzymania rekompensaty na pokrycie kosztów osieroconych, zobowiązani są do zwrotu części lub całości otrzymanych rekompensat w przypadku ustalenia ujemnej korekty kosztów osieroconych (rocznej lub ostatecznej). W dniu 31 lipca 2009 r. Prezes URE wydał decyzję dotyczącą rocznej korekty kosztów osieroconych PKE za 2008 r. Decyzja zobowiązuje PKE do zwrotu 159,5 mln zł, które spółka ta otrzymała z tytułu zaliczki na pokrycie kosztów osieroconych. PKE odwołała się od decyzji Prezesa URE. W dniu 26 maja 2010 r. Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów wydał wyrok uwzględniający odwołanie PKE od decyzji Prezesa URE, zgodnie z którym: (i) uchylono obowiązek zwrotu części otrzymanej przez PKE zaliczki za 2008 r. w kwocie 159,5 mln zł, oraz (ii) przyznano dodatkowo na rzecz PKE kwotę 79,1 mln zł. Wyrok jest nieprawomocny, co oznacza, że przysługuje od niego apelacja. Więcej informacji na temat decyzji Prezesa URE i postępowania odwoławczego można znaleźć w punkcie 13.21 (*Istotne Postępowania*).

W Zbadanym Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym Grupa TAURON oblicza wartość przychodów z tytułu rekompensat na pokrycie kosztów osieroconych przyjmując założenia co do wartości kosztów ponoszonych i przychodów uzyskiwanych przez PKE inne niż założenia wynikające z decyzji Prezesa URE z dnia 31 lipca 2009 r.

Zarząd, po przeprowadzeniu analizy i zasięgnięciu opinii doradców prawnych Spółki, w szczególności w obliczu opisanego powyżej wyroku Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z dnia 26 maja 2010 r., jest zdania, że istnieją uzasadnione podstawy, by sądzić, iż spór z Prezesem URE zostanie ostatecznie rozstrzygnięty na korzyść Grupy TAURON oraz że przyjęta przez Grupę TAURON interpretacja Ustawy o Rozwiązaniu KDT jest prawidłowa. W związku z powyższym, Grupa TAURON nadal wykazuje przychody z tytułu rekompensat na pokrycie kosztów osieroconych w wysokości wynikającej z przyjętej przez PKE interpretacji postanowień Ustawy o Rozwiązaniu KDT. W rezultacie, korekta rekompensaty na pokrycie kosztów osieroconych, która wynikałaby z interpretacji przepisów prawa przyjętej przez Prezesa URE nie została uwzględniona w Zbadanym Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym, zarówno w odniesieniu do przychodów za 2008 r., jak i za 2009 r.

Przepisy prawa wymagają, by decyzja Prezesa URE dotycząca rekompensaty na pokrycie kosztów osieroconych za 2009 r. została wydana do dnia 31 lipca 2010 r. Grupa TAURON nie jest w stanie przewidzieć, jaka będzie treść powyższej decyzji.

Ewentualne prawomocne niekorzystne dla PKE rozstrzygnięcie postępowania w sprawie wysokości rekompensaty na pokrycie kosztów osieroconych za 2008 r. może skutkować obowiązkiem zwrotu znacznej części wypłaconych wcześniej na rzecz PKE zaliczek, co może mieć istotny negatywny wpływ na działalność Grupy TAURON, jej sytuację finansową oraz wyniki jej działalności.

2.1.6 Grupa TAURON może nie dotrzymać obowiązków w zakresie utrzymywania zapasów paliw, co może skutkować nałożeniem na nią kar pieniężnych

Zgodnie z Prawem Energetycznym wytwórcy energii elektrycznej lub ciepła mają obowiązek utrzymywania zapasów paliw w ilościach zapewniających utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej lub ciepła. Za niedotrzymanie wymaganego poziomu zapasów paliw Prezes URE nakłada karę pieniężną. Przepisy dotyczące obowiązku utrzymywania zapasów paliw, w szczególności przepisy określające okoliczności, w których wytwórca ma prawo obniżyć ilość zapasów poniżej wymaganych wielkości, są nieprecyzyjne, w związku z czym istnieje ryzyko powstania sporów pomiędzy wytwórcami z Grupy TAURON a Prezesem URE dotyczących wypełnienia przez wytwórców z Grupy TAURON obowiązku utrzymywania zapasów paliw. Ponadto, w przypadku obniżenia przez wytwórców z Grupy TAURON ilości zapasów paliw zgodnie z przepisami Prawa Energetycznego, wytwórcy z Grupy TAURON mogą nie być w stanie uzupełnić tych zapasów w określonych przepisami Prawa Energetycznego terminach.

Nałożenie przez Prezesa URE na wytwórców z Grupy TAURON kar pieniężnych za niewypełnienie obowiązków w zakresie utrzymywania zapasów paliw może mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON, jej sytuację finansową lub wyniki jej działalności.

2.1.7 Urządzenia, instalacje i sieci należące do Grupy TAURON mogą w wyniku awarii przestać działać lub spowodować szkody u osób trzecich

Urządzenia, instalacje lub sieci należące do Grupy TAURON mogą ulec awariom i w rezultacie przestać częściowo lub w całości działać. Awarie mogą być konsekwencją m.in. zużycia związanego ze starzeniem się eksploatowanych urządzeń i instalacji, błędów w eksploatacji lub utrzymaniu lub rezultatem zdarzeń niezależnych od Grupy TAURON, takich jak pożary, trzęsienia ziemi, eksplozje, powódzie, warunki

pogodowe, takie jak silne wiatry, burze, obfite opady śniegu lub deszczu, szadź, susza lub szybko zmieniające się temperatury powietrza, jak również inne katastrofy naturalne albo ataki terrorystyczne. Przyczyną awarii urządzeń lub instalacji należących do Grupy TAURON mogą też być awarie systemowe prowadzące do zaburzeń pracy urządzeń i instalacji w całym polskim systemie elektroenergetycznym lub w znacznej jego części. Ze względu na wiek niektórych aktywów Grupy TAURON, brak odpowiednich nakładów na konserwację może prowadzić do zakłóceń w działaniu urządzeń i instalacji Grupy TAURON.

Awarie urządzeń lub instalacji Grupy TAURON mogą prowadzić do wstrzymania lub ograniczenia danego rodzaju działalności, w szczególności wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła albo dystrybucji energii elektrycznej lub ciepła, a co za tym idzie ograniczyć przychody Grupy TAURON oraz pociągać za sobą nieprzewidziane i istotne koszty odbudowy lub naprawy mienia Grupy TAURON. Awarie urządzeń i instalacji Grupy TAURON mogą też prowadzić do wyrządzenia szkody osobom trzecim, a w rezultacie rodzić obowiązek wypłaty odszkodowań. Zaprzestanie dostarczania energii elektrycznej lub ciepła może doprowadzić także do powstania obowiązku zapłaty odszkodowań lub kar umownych lub udzielenia bonifikat z tytułu niedotrzymania warunków umowy.

Spółki Grupy TAURON zawierają umowy ubezpieczenia adekwatne do prowadzonej działalności oraz posiadanego mienia, jednak szkody poniesione przez Grupę TAURON z powodu okoliczności opisanych powyżej mogą nie zostać w pełni zrekompensowane przez odszkodowania wypłacane Grupie TAURON na podstawie posiadanych ubezpieczeń. Informacje na temat zakresu posiadanych przez Grupę TAURON ubezpieczeń znajdują się w punkcie 2.1.26 (*Posiadane przez Grupę TAURON ubezpieczenia mogą nie być wystarczające do pokrycia szkód doznanych przez Grupę TAURON lub do zaspokojenia roszczeń zgłaszanych przeciwko Grupie TAURON*) oraz punkcie 13.20 (*Ubezpieczenia*).

Zakłócenia w działaniu urządzeń, instalacji lub sieci Grupy TAURON mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON, jej sytuację finansową lub wyniki jej działalności.

2.1.8 Warunki atmosferyczne mogą mieć niekorzystny wpływ na zapotrzebowanie na energię i wysokość przychodów Grupy TAURON

Warunki atmosferyczne mogą mieć wpływ na działalność Grupy TAURON, w szczególności w zakresie wytwarzania, dystrybucji i sprzedaży energii elektrycznej i ciepła. Warunki atmosferyczne, w tym temperatura powietrza, mają wpływ na poziom zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło. Co do zasady, im niższe utrzymują się temperatury powietrza, tym większe jest zapotrzebowanie na dostawę energii elektrycznej i ciepła. Dodatkowo, aczkolwiek w mniejszym stopniu, w okresach letnich, zwłaszcza na terenach aglomeracji miejskich, może dochodzić do wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną w sytuacji utrzymywania się wysokich temperatur powietrza w związku z rosnącym wykorzystaniem układów klimatyzacyjnych. Okoliczności te powodują, że wysokość przychodów osiąganych z działalności w zakresie wytwarzania, dystrybucji i sprzedaży energii elektrycznej i ciepła jest częściowo uzależniona od panujących warunków atmosferycznych.

Ponadto, warunki pogodowe, takie jak silne wiatry, burze, obfite opady śniegu lub deszczu, szadź, susza oraz szybko zmieniające się temperatury powietrza mogą mieć niekorzystny wpływ na techniczne warunki wytwarzania i dystrybucji energii elektrycznej i ciepła, powodując, że urządzenia i instalacje wykorzystywane przez Grupę TAURON mogą pracować z mniejszą sprawnością. Może to skutkować obniżeniem przychodów Grupy TAURON z prowadzonej działalności, a w skrajnych przypadkach roszczeniami ze strony odbiorców energii elektrycznej lub ciepła o zapłatę odszkodowań, kar umownych lub udzielenie bonifikat w związku z ograniczeniami w dostawie energii elektrycznej lub ciepła.

Niekorzystne warunki pogodowe obniżające zapotrzebowanie na energię lub skutkujące zakłóceniami lub przerwami w działalności Grupy TAURON mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON, jej sytuację finansową lub wyniki jej działalności.

2.1.9 Działania operatora systemu przesyłowego mogą prowadzić do nieefektywnego wykorzystania niektórych należących do Grupy TAURON jednostek wytwarzających energię elektryczną, poniesienia przez spółki z Grupy TAURON niemożliwych do odzyskania kosztów oraz do ograniczeń w modernizacji i rozbudowie sieci dystrybucyjnych Grupy TAURON

Funkcjonowanie polskiego systemu elektroenergetycznego jest w dużym stopniu zależne od działań operatora systemu przesyłowego, PSE-Operator, spółki zależnej od Skarbu Państwa. Działania OSP mają wpływ zarówno na działalność OSD z Grupy TAURON, jak i na jej jednostki wytwórcze. Kluczowe jednostki wytwórcze należące do Grupy TAURON są tzw. jednostkami centralnie dysponowanymi, co oznacza, że OSP może w pełni sterować ich pracą. OSP może nakazać wstrzymanie lub ograniczenie produkcji lub też nakazać produkcję energii elektrycznej w ilości większej niż pierwotnie planowana przez spółki z Grupy TAURON, co może prowadzić do mniej efektywnego wykorzystania jednostek wytwórczych Grupy TAURON. Jeżeli wymuszone przez OSP wytwarzanie energii elektrycznej osiągnie duże rozmiary i nie będzie zapewniać oczekiwanej stopy zwrotu z aktywów wytwórczych, może to niekorzystnie wpłynąć na działalność Grupy TAURON, jej sytuację finansową lub wyniki jej działalności.

Warunki pracy należących do Grupy TAURON sieci dystrybucyjnych zależą w dużym stopniu od stanu systemu przesyłowego. Nie można wykluczyć, iż stan systemu przesyłowego, w szczególności niedokonanie przez OSP jego modernizacji lub rozbudowy, będzie niekorzystnie wpływał na pracę sieci dystrybucyjnych należących do Grupy TAURON, w szczególności awarie lub wyłączenia w sieci przesyłowej mogą prowadzić do awarii lub wyłączeń w sieciach dystrybucyjnych oraz jednostkach wytwórczych Grupy TAURON. Nie można również wykluczyć, że możliwość realizacji niektórych planowanych przez Grupę TAURON inwestycji w nowe jednostki wytwarzające energię elektryczną będzie uzależniona od dokonania przez OSP modernizacji lub rozbudowy sieci przesyłowej.

Działania OSP prowadzące do nieefektywnego wykorzystania jednostek wytwórczych Grupy TAURON lub nieutrzymywanie przez OSP systemu przesyłowego w odpowiednim stanie mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON, jej sytuację finansową lub wyniki jej działalności.

2.1.10 W przypadku wprowadzenia bardziej restrykcyjnych regulacji dotyczących niezależności operatorów systemów dystrybucyjnych Grupa TAURON może zostać zobowiązana do dalszego zmniejszania swojego wpływu na OSD z Grupy TAURON lub nawet do całkowitego wycofania się z działalności w zakresie dystrybucji energii elektrycznej

Grupa TAURON dokonała wymaganego przepisami Prawa Europejskiego *unbundlingu funkcjonalnego* oraz prawnego OSD działających w ramach Grupy TAURON. Aktualne przepisy Prawa Europejskiego, jak i prawa polskiego nie nakazują, aby grupy kapitałowe zaangażowane w wytwarzanie lub obrót energią elektryczną całkowicie wycofały się z działalności dystrybucyjnej poprzez wyzbycie się własności OSD (tzw. *unbundling własnościowy*). Grupa TAURON nie może jednak wykluczyć, że takie wymogi prawne zostaną wprowadzone w przyszłości na poziomie Prawa Europejskiego lub prawa polskiego.

W marcu 2008 r. oraz ponownie w lutym oraz marcu 2010 r. Prezes URE skrytykował proces konsolidacji polskich grup energetycznych i uznał, iż *unbundling własnościowy* przed prywatyzacją tych skonsolidowanych pionowo grup leży w interesie odbiorców, zwiększenia konkurencji, a także bezpieczeństwa elektroenergetycznego i ekologicznego oraz zrównoważonego rozwoju gospodarczego Polski. Ponadto, Prezes UOKiK w swoim raporcie pt. „*Kierunki rozwoju konkurencji i ochrony konsumentów w polskim sektorze energetycznym*” z marca 2010 r. stwierdził, że prawny *unbundling* OSD nie gwarantuje, iż OSD będące częścią przedsiębiorstwa pionowo zintegrowanego nie będą dyskryminować dostawców energii elektrycznej spoza grupy kapitałowej danego OSD. Istnieje więc ryzyko, że będą proponowane zmiany prawa mające na celu nałożenie na zintegrowane pionowo grupy energetyczne (w tym na Grupę TAURON) obowiązku wyzbycia się własności spółek pełniących aktualnie rolę OSD lub też przekazania działalności w zakresie zarządzania sieciami dystrybucyjnymi należącymi do przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo i świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej z wykorzystaniem tych sieci podmiotom spoza zintegrowanych pionowo grup energetycznych.

Nałożenie dodatkowych wymogów dotyczących niezależności OSD lub wycofanie się Grupy TAURON z działalności dystrybucyjnej mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON, jej sytuację finansową lub wyniki jej działalności.

2.1.11 Nieprecyzyjne przepisy dotyczące obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców mogą prowadzić do sporów wytwórców z Grupy TAURON z Prezesem URE dotyczących realizacji tego obowiązku, a także do podważania zawieranych przez wytwórców z Grupy TAURON umów sprzedaży energii elektrycznej

Nowy art. 49a Prawa Energetycznego, który nakłada na wytwórców od dnia 9 sierpnia 2010 r. obowiązek sprzedawania, w określonym zakresie, energii elektrycznej w sposób publiczny jest nieprecyzyjny i budzi wiele wątpliwości interpretacyjnych, co rodzi brak pewności co do tego, w jaki sposób wytwórcy będą mogli realizować nałożony na nich obowiązek. Kwestionowanie przez Prezesa URE wykonania przez wytwórcę z Grupy TAURON obowiązku publicznej sprzedaży wyprodukowanej energii elektrycznej może prowadzić do zastosowania przez Prezesa URE w stosunku do takiego wytwórcy sankcji, a w szczególności do wymierzenia takiemu wytwórcy kary pieniężnej, a nawet do podważania zawartych przez takiego wytwórcę umów sprzedaży energii elektrycznej. Zastosowanie przez Prezesa URE w stosunku do wytwórców z Grupy TAURON sankcji z powodu niewykonania obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej może mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON, jej sytuację finansową lub wyniki jej działalności.

2.1.12 Grupa TAURON jest narażona na ryzyko zmienności cen na rynku hurtowym energii elektrycznej i ma ograniczone możliwości zarządzania średnio- i długoterminowym ryzykiem cen energii elektrycznej na rynku polskim

Polskie przedsiębiorstwa energetyczne, w tym Grupa TAURON, mają ograniczone możliwości zarządzania średnio- i długoterminowym ryzykiem cen energii elektrycznej. Wynika to z braku na dzień Prospektu, płynnego, publicznego rynku energii elektrycznej o wolumenie wystarczającym dla utworzenia wiarygodnego indeksu cenowego dla energii elektrycznej w Polsce, a co za tym idzie braku rozwiniętego rynku instrumentów finansowych odnoszących się do cen energii elektrycznej na rynku polskim.

Brak na rynku polskim instrumentów służących do zabezpieczenia się przed zmianami cen energii elektrycznej na rynku hurtowym może mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON, jej sytuację finansową lub wyniki jej działalności.

2.1.13 Dostawy paliwa do jednostek wytwórczych Grupy TAURON mogą zostać zakłócone, a wzrost cen paliwa może niekorzystnie wpłynąć na działalność Grupy TAURON

Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła przez jednostki wytwórcze Grupy TAURON jest uzależnione od dostaw węgla kamiennego. Głównymi dostawcami węgla kamiennego dla wytwórców z Grupy TAURON są Kompania Węglowa (około 50% zapotrzebowania) oraz PKW (około 30% zapotrzebowania). Istnieje ryzyko przerwania dostaw paliwa do tych jednostek wytwórczych, w szczególności z powodów technicznych, katastrof naturalnych, trudnych warunków atmosferycznych, strajków lub niepokoju społecznego, ograniczonej dostępności transportu, jak również z powodu niedotrzymania warunków umów przez dostawców. Zapewnienie alternatywnych dostaw paliwa może nie być możliwe w czasie gwarantującym nieprzerwane zaspokojenie zapotrzebowania na paliwo ze strony jednostek wytwórczych z Grupy TAURON. Alternatywne dostawy paliwa mogą też się wiązać z koniecznością poniesienia wyższych kosztów zakupu paliwa oraz wyższych kosztów

transportu. Przerwanie lub ograniczenie dostaw paliw może spowodować przerwanie lub znaczące ograniczenie wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła przez jednostki wytwórcze z Grupy TAURON.

Ponadto, ceny węgla kamiennego w zawieranych przez wytwórców z Grupy TAURON kontraktach, także w kontraktach wieloletnich, są ustalane na okres nie dłuższy niż rok, co oznacza, że ponoszone przez wytwórców z Grupy TAURON koszty paliwa są uzależnione od zmian rynkowych cen węgla kamiennego. Koszt paliwa stanowił w 2009 r. ponad 50% kosztów operacyjnych związanych z działalnością Grupy TAURON w zakresie wytwarzania energii. Jeżeli wzrost kosztów paliw dotknąłby wytwórców z Grupy TAURON w wyższym stopniu niż innych wytwórców, mogłoby to zmniejszyć konkurencyjność Grupy TAURON.

Zakłócenia w dostawach paliwa do jednostek wytwórczych Grupy TAURON lub wzrost cen paliwa, jeżeli wzrost ten nie zostanie w pełni odzwierciedlony w cenie energii wytwarzanej przez Grupę TAURON, mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON, jej sytuację finansową lub wyniki jej działalności.

2.1.14 Dokonywane przez Grupę TAURON oszacowania wielkości, dostępności oraz jakości złóż węgla kamiennego mogą okazać się nieprecyzyjne

W związku z działalnością w Obszarze Wydobycia Grupa TAURON przeprowadza, z udziałem doradców zewnętrznych, odpowiednie badania i analizy w celu ustalenia wielkości, dostępności oraz jakości zasobów węgla kamiennego. Nie można zagwarantować, że oszacowania dokonane przez Grupę TAURON są prawidłowe i że rzeczywista wielkość, dostępność i jakość zasobów węgla kamiennego nie będą odbiegać od dokonanych oszacowań. Szacunek parametrów zasobów węgla jest wynikiem procesu uśredniania dostępnych danych i jego wyniki nie mogą być precyzyjne. Dokładność takich szacunków jest wynikiem jakości dostępnych danych oraz ich oceny i interpretacji dokonanej z punktu widzenia wiedzy inżynierskiej i geologicznej. Nie można wykluczyć, że złoża te okażą się mniejsze, niż zakładano, ich dostępność trudniejsza lub jakość węgla niższa od oczekiwanej. W związku z powyższym dokonywane przez Grupę TAURON lub doradców zewnętrznych oszacowania zasobów węgla kamiennego nie powinny być traktowane jako gwarancja parametrów dostępnych zasobów tego paliwa lub rentowności jego wydobycia.

Nieprawidłowe szacunki dotyczące wielkości, dostępności lub jakości złóż węgla mogą prowadzić do zwiększonych kosztów produkcji i tym samym mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON, jej sytuację finansową lub wyniki jej działalności.

2.1.15 Zmiana lub wycofanie systemu wsparcia dla kogeneracji mogą niekorzystnie wpłynąć na przychody Grupy TAURON z produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem

Podobnie jak inne przedsiębiorstwa zaangażowane w wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem, Grupa TAURON korzysta z krajowego wsparcia dla jej jednostek wysokosprawnej kogeneracji, opartego o system świadectw pochodzenia. Zgodnie z obowiązującymi przepisami, obecny system wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji ma obowiązywać do końca marca 2013 r. Nie ma pewności czy, a jeżeli tak, to jaki, system wsparcia dla kogeneracji będzie funkcjonował w Polsce po tym terminie.

Brak takiego systemu po marcu 2013 r. lub funkcjonowanie systemu innego niż obecny może niekorzystnie wpłynąć na przychody możliwe do osiągnięcia z produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem, co może istotnie niekorzystnie wpłynąć na rentowność jednostek kogeneracyjnych, które Grupa TAURON posiada obecnie lub które może posiadać w przyszłości.

2.1.16 Strajki lub inne akcje protestacyjne, a także negocjacje z organizacjami związkowymi mogą powodować zakłócenia w działalności Grupy TAURON lub podwyższyć jej koszty działalności

Grupa TAURON narażona jest na ryzyko strajków lub innych akcji protestacyjnych (strajków włoskich, przerw w pracy itp.). Na dzień 31 grudnia 2009 r. około 74,5% pracowników Spółki i Istotnych Spółek Zależnych należało do związków zawodowych, a interesy pracowników tych spółek reprezentowało 66 zakładowych organizacji związkowych. Związki zawodowe mają szczególnie silną pozycję w polskim sektorze energetycznym ze względu na wielkość zatrudnienia oraz strategiczny wpływ tego sektora na gospodarkę. Z uwagi na przynależność wielu pracowników Grupy TAURON do związków zawodowych, a także liczbę związków zawodowych reprezentujących ich interesy, Grupa TAURON może w przyszłości stanąć przed koniecznością prowadzenia długotrwałych negocjacji ze związkami zawodowymi lub nawet spodziewać się strajków, przerw w pracy lub innych akcji protestacyjnych spowodowanych, na przykład, próbą zmniejszenia poziomu zatrudnienia lub zakresu świadczeń socjalnych. Wystąpienie podobnych okoliczności w przyszłości może mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON, jej sytuację finansową lub wyniki z jej działalności. Spółki z Grupy TAURON i związki zawodowe są stronami układów zbiorowych pracy zapewniających określony poziom świadczeń pracowniczych. Ponadto, spółki z Grupy TAURON zawarły szereg umów społecznych dających pracownikom i związkom zawodowym wiele uprawnień. Do szczególnie istotnych uprawnień pracowniczych należą gwarancje zatrudnienia i obowiązek wypłaty odpraw pracownikom w przypadku zwolnień. Gwarancje zatrudnienia i prawo pracowników do odpraw mogą istotnie wpływać na podejmowanie decyzji dotyczących kształtowania zatrudnienia w Grupie TAURON. Niektóre umowy społeczne będą wygasły w latach 2013–2015, a niektóre obowiązywać będą do dnia wejścia w życie nowych pakietów socjalnych. Istnieje ryzyko, że Grupa TAURON nie zdoła wynegocjować nowych umów społecznych na warunkach korzystnych dla Grupy TAURON, a to może mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON, jej sytuację finansową lub wyniki z jej działalności.

2.1.17 Grupa TAURON może nie zdołać w pełni wdrożyć swojej Strategii, jeżeli nie uzyska finansowania dłużnego lub w inny sposób nie pozyska kapitału na korzystnych warunkach albo nie pozyska go w ogóle, co może mieć niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON; ewentualne podwyższenia kapitału mogą być procesem długotrwałym i prowadzić do rozwodnienia Akcji Sprzedawanych

W ramach swojej Strategii, Grupa TAURON planuje przeprowadzić inwestycje odtworzeniowe i rozwojowe w obszarze wydobycia węgla kamiennego oraz wytwarzania i dystrybucji energii, a także badać możliwości strategicznych przejęć. W latach 2008–2009 Grupa TAURON wydała kwotę 3,3 mld zł na realizację projektów inwestycyjnych. W latach 2010–2012 planowane jest wydatkowanie 9,0 mld zł. W latach 2013–2020 planowane jest wydatkowanie kwoty 39,8 mld zł (w tym 11,6 mld zł nakładów inwestycyjnych na projekty bloków energetycznych w Elektrowni Siersza i Elektrowni Łaziska, których realizacja będzie uzależniona od warunków rynkowych, przy czym nowy blok w Elektrowni Siersza byłby oddany do eksploatacji po 2020 r.). Grupa TAURON zamierza finansować nakłady inwestycyjne i potencjalne przejęcia przede wszystkim długiem oraz przepływami pieniężnymi z działalności operacyjnej. Zdolność Grupy TAURON do pozyskania finansowania i koszt kapitału są uzależnione od wielu czynników, na które w wielu przypadkach Grupa TAURON nie ma wpływu. Należą do nich w szczególności: (i) ogólne warunki rynkowe i sytuacja na rynkach kapitałowych, (ii) dostępność kredytów bankowych, (iii) zaufanie inwestorów, (iv) wyniki działalności i perspektywy rozwoju Grupy TAURON, (v) ratingi nadane w przyszłości Grupie TAURON, a także (vi) przepisy podatkowe i przepisy regulujące obrót papierami wartościowymi. Nie ma pewności, że Grupa TAURON będzie w stanie pozyskać finansowanie na korzystnych warunkach lub w wysokości wystarczającej, by wdrażać przyjętą strategię.

Ponadto, jeżeli Grupa TAURON nie będzie w stanie pozyskać finansowania dłużnego na korzystnych warunkach bądź w ogóle, Spółka może, w celu realizacji swojej Strategii, poszukiwać innych źródeł finansowania, w tym w drodze emisji nowych akcji. Nie można wykluczyć, że cena rynkowa Akcji może być w danym okresie zbliżona do wartości nominalnej Akcji. W przypadku spadku ceny rynkowej Akcji poniżej ich wartości nominalnej, z uwagi na istniejący w polskim prawie zakaz emitowania akcji poniżej wartości nominalnej, podwyższenie kapitału zakładowego Spółki może wymagać uprzedniej zmiany struktury jej kapitałów własnych poprzez obniżenie kapitału zakładowego, co może być procesem długotrwałym. W konsekwencji Spółka może nie być w stanie w krótkim czasie przeprowadzić emisji nowych Akcji. Każde podwyższenie kapitału zakładowego może dodatkowo prowadzić do rozwodnienia akcji nabytych przez inwestorów w ramach Oferty.

Jeżeli Grupa TAURON nie zdoła pozyskać finansowania na odpowiednim poziomie, może być zmuszona do opóźnienia planowanych przedsięwzięć inwestycyjnych oraz modernizacyjnych lub w zakresie rozszerzenia swojej działalności lub też do zrezygnowania z ich przeprowadzenia, a to może mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON, jej sytuację finansową lub wyniki jej działalności.

2.1.18 Realizacja Strategii Grupy TAURON zależna jest od zaciągnięcia dodatkowego zadłużenia, co może istotnie i niekorzystnie wpłynąć na jej sytuację finansową, zwiększyć koszty finansowe i zmniejszyć zdolność pozyskiwania dodatkowego finansowania

Jak wskazano powyżej, Grupa TAURON zamierza pozyskiwać dodatkowe finansowanie dłużne w celu realizacji swojej Strategii. W konsekwencji Grupa TAURON może być zmuszona do przeznaczenia znacznej części przepływów środków pieniężnych z działalności operacyjnej na spłatę kapitału i odsetek z tytułu zadłużenia, a to – w przypadku braku innych źródeł finansowania – ograniczyłoby zdolność Grupy TAURON do finansowania kapitału obrotowego, nakładów inwestycyjnych i innych celów korporacyjnych. Spółki z Grupy TAURON mogą również być zobowiązane spełniać pewne wymagania co do wskaźników finansowych i wskaźników ogólnego zadłużenia zgodnie z postanowieniami umów dotyczących finansowania, a niewykonanie takich zobowiązań może powodować postawienie danego zadłużenia w stan natychmiastowej wymagalności lub zmniejszyć zdolność do pozyskania przez Grupę TAURON dodatkowego finansowania.

Istotny negatywny wpływ na Grupę TAURON może mieć także znaczący lub nieoczekiwany wzrost kosztów finansowych spowodowany podwyższeniem stóp procentowych wynikającym na przykład z wysokiego poziomu zadłużenia Grupy TAURON, zmniejszonej zdolności kredytowej lub niekorzystnych wyników działalności. Dodatkowo, negatywny wpływ na Grupę TAURON może mieć także ogólna zmienność stóp procentowych, podatnych na wiele czynników, w tym politykę monetarną państwa, a także krajowe i międzynarodowe warunki ekonomiczne i polityczne.

Jeżeli Grupa TAURON nie będzie zdolna do spełnienia swoich zobowiązań wobec wierzycieli lub nastąpi istotny lub nieoczekiwany wzrost kosztów finansowych, może to mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON, jej sytuację finansową lub wyniki działalności.

2.1.19 Zdolność Grupy TAURON do poprawy wydajności i obniżenia kosztów poprzez restrukturyzację zatrudnienia jest ograniczona poprzez umowy społeczne

Poprawa rentowności Grupy TAURON oraz jej zdolności do skutecznego konkurowania może wiązać się z koniecznością redukcji zatrudnienia. Ewentualne działania Grupy TAURON w tym zakresie podlegają istotnym ograniczeniom wynikającym z umów społecznych zawartych ze związkami zawodowymi działającymi w Grupie TAURON. W szczególności, zgodnie z warunkami tych umów społecznych, na dzień Prospektu część pracowników Grupy TAURON jest objęta gwarancją trwałości stosunku pracy, która powoduje, że w przypadku rozwiązania stosunku pracy Grupa TAURON jest zobowiązana do zapłaty zwalnianemu pracownikowi odprawy w wysokości jego wielomiesięcznego wynagrodzenia. Szczegółowe informacje na ten temat zawarte są w punkcie 13.18 (*Pracownicy*). Ograniczenia w zdolności Grupy TAURON do poprawy wydajności i obniżenia kosztów poprzez reorganizację zatrudnienia mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON, jej sytuację finansową lub wynik działalności.

2.1.20 Działalność Grupy TAURON i realizacja jej Strategii może być zagrożona, jeżeli Grupa TAURON nie będzie w stanie zatrzymać obecnej lub pozyskać nowej wykwalifikowanej kadry

Realizacja Strategii Grupy TAURON i możliwość jej rozwoju są uzależnione od posiadania kadry o właściwych kwalifikacjach i doświadczeniu w zakresie zarządzania przedsiębiorstwami energetycznymi i górnictwem, prowadzenia ruchu i eksploatacji urządzeń i instalacji energetycznych oraz górniczych, jak również realizacji inwestycji w sektorze energetycznym oraz górnictwem. Istnieje ryzyko, że ze względu na ograniczoną liczbę osób o odpowiednich kwalifikacjach i z uwagi na konsekwencje podlegania, tak długo jak, udział Skarbu Państwa w Spółce będzie przekraczał 50% Akcji, przez członków Zarządu i Rady Nadzorczej Spółki i niektórych innych spółek z Grupy TAURON Ustawie Kominowej, Grupa TAURON może mieć trudności z utrzymaniem lub pozyskaniem wykwalifikowanej kadry.

Niemожność utrzymania lub przyciągnięcia kluczowego personelu może mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON, jej sytuację finansową lub wyniki jej działalności.

2.1.21 Działalność Grupy TAURON jest w znacznym stopniu uzależniona od dostaw niektórych usług i produktów od osób trzecich

Działalność Grupy TAURON jest uzależniona od terminowych i stałych dostaw niektórych usług i produktów od osób trzecich. Usługi takie obejmują między innymi zarządzanie projektami, usługi inżynierskie, budownictwo, projektowanie i planowanie procesów. Ponadto osoby trzecie dostarczają Grupie TAURON niektóre produkty, w tym urządzenia, kluczowe dla jej działalności, w szczególności urządzenia przeznaczone do wydobywania węgla, a także wytwarzania oraz dystrybucji energii. Grupa TAURON zawarła lub zawiera odpowiednie umowy dotyczące świadczenia takich usług lub dostawy takich produktów. Jednakże nie ma gwarancji, iż Grupa TAURON będzie w stanie zapewnić dostępność takich usług lub produktów na dogodnych warunkach, wykonywanie odpowiednich umów w sposób terminowy lub pod innym względem właściwy. Ponadto, nie ma gwarancji, iż usługi lub produkty pozyskiwane przez Grupę TAURON będą wystarczające, by pokryć zapotrzebowanie Grupy TAURON. Brak lub opóźnienie w świadczeniu takich usług lub w dostawie takich produktów przez osoby trzecie, zmiana warunków, na jakich usługi są świadczone lub produkty są dostarczane, lub wykonywanie tych usług lub dostaw przez osoby trzecie w sposób niezgodny z wymogami Grupy TAURON może w sposób istotny niekorzystnie wpłynąć na działalność Grupy TAURON. Jeżeli w wyniku powyższych okoliczności Grupa TAURON będzie zmuszona zmienić dostawcę takich usług lub produktów, Grupa TAURON może być zmuszona do poniesienia dodatkowych kosztów, może też dojść do przerwania ciągłości działalności. Powyższe okoliczności mogą wywrzeć również inny istotny niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON. Ponadto część usług lub produktów koniecznych dla działalności Grupy TAURON lub jej strategicznego rozwoju jest lub może być w przyszłości dostępna na odpowiednich warunkach jedynie od ograniczonej liczby dostawców. Grupa TAURON może napotkać trudności w uzyskaniu tych usług lub produktów dostarczanych przez wyspecjalizowane podmioty ze względu na wysoki popyt na takie usługi lub produkty wynikający z konkurencji ze strony innych przedsiębiorstw energetycznych, co może w szczególności powodować opóźnienia w realizacji założonego programu inwestycyjnego. Jeżeli którekolwiek z tych ryzyk dotyczących usług lub produktów pochodzących od osób trzecich ziściłoby się, mogłoby to mieć istotny negatywny wpływ na działalność prowadzoną przez Grupę TAURON, jej sytuację finansową lub wyniki jej działalności.

2.1.22 Zdolność Spółki do wypłaty dywidendy zależy od wielu czynników i nie ma pewności czy Spółka będzie wypłacała dywidendę zgodnie z przyjętą polityką dywidendy lub czy w ogóle będzie wypłacała dywidendę w danym roku

Zgodnie z informacjami przedstawionymi w Rozdziale 5 (*Dywidenda i Polityka w Zakresie Dywidendy*) istnieje wiele czynników, które mogą mieć wpływ na możliwość oraz termin wypłaty przez Spółkę dywidendy na rzecz jej akcjonariuszy, w tym płynność oraz wymagania kapitałowe Spółki oraz Grupy TAURON, w szczególności wymagania kapitałowe obszarów działalności Grupy TAURON w zakresie realizacji programu inwestycyjnego. Rekomendacja Zarządu dotycząca wypłaty dywidendy będzie uzależniona od wielu czynników, w tym od: wysokości zysku netto wykazanego w jednostkowym sprawozdaniu finansowym Spółki, aktualnego kosztu i dostępności finansowania dłużnego, potrzeb inwestycyjnych Spółki, planowanych przejęć innych podmiotów oraz przepisów obowiązującego prawa. Rekomendacja Zarządu dotycząca wypłaty dywidendy będzie również uzależniona od udziału finansowania zewnętrznego w kapitale własnym Spółki ogółem.

Ponadto, struktura Grupy TAURON wpływa na zdolność Spółki do wypłaty dywidendy, gdyż ta zdolność zależy w znacznym stopniu od zysku i przepływów pieniężnych Spółek Zależnych i ich zdolności do wypłaty dywidendy na rzecz Spółki. Mając na względzie, że Spółka posiada, bezpośrednio lub pośrednio, poniżej 100% udziału w kapitale zakładowym niektórych Spółek Zależnych, Spółka jest uprawniona do otrzymania jedynie części dywidendy wypłacanej przez te spółki. Dodatkowe informacje dotyczące ograniczeń wypłaty dywidendy przez Istotne Spółki Zależne, które wynikają z umów zawartych przez te spółki przedstawiono w punkcie 14.3.2 (*Umowy zawarte przez Spółki Zależne*).

W konsekwencji, nie ma pewności, że Spółka będzie wypłacać dywidendę zgodnie z przyjętą polityką dywidendy lub czy w ogóle będzie wypłacała dywidendę w danym roku.

2.1.23 Skarb Państwa, który po przeprowadzeniu Oferty pozostanie największym akcjonariuszem Spółki, może podejmować decyzje, które mogą nie być zgodne z najlepszym interesem Spółki lub innych akcjonariuszy Spółki

Po przeprowadzeniu Oferty Skarb Państwa pozostanie największym akcjonariuszem Spółki, posiadającym uprawnienia osobiste określone w Statucie oraz pakiet Akcji o decydującym wpływie na decyzje Walnego Zgromadzenia. Niezależnie od tego, Statut ogranicza prawa głosu akcjonariuszy Spółki dysponujących ponad 10% głosów na Walnym Zgromadzeniu, za wyjątkiem Skarbu Państwa. Oznacza to, że Skarb Państwa w przyszłości będzie mógł wywierać znaczący wpływ na wybór członków Rady Nadzorczej oraz na wszelkie decyzje wymagające

podjęcia uchwały przez Walne Zgromadzenie. Spółka nie może zapewnić, że działania i decyzje Skarbu Państwa nie będą pozostawały w sprzeczności z zamierzeniami lub interesami innych akcjonariuszy Spółki.

2.1.24 Skarb Państwa może podejmować w stosunku do spółek Grupy TAURON decyzje o charakterze uznaniowym na podstawie Ustawy o Sprzeciwie MSP

Spółki z Grupy TAURON mogą podlegać przepisom Ustawy o Sprzeciwie MSP, na podstawie której Skarb Państwa jest uprawniony do wykonywania szczególnych uprawnień w odniesieniu do spółek zarządzających tzw. infrastrukturą krytyczną. Uprawnienia te polegają w szczególności na możliwości wyrażenia w pewnych przypadkach sprzeciwu wobec podejmowanych przez organy spółki uchwał lub innych czynności prawnych podejmowanych przez spółkę, których przedmiotem jest rozporządzenie składnikiem mienia należącym do infrastruktury krytycznej. Spółka nie może wykluczyć, że spółki z Grupy TAURON będą podlegać Ustawie o Sprzeciwie MSP, a Minister Skarbu Państwa skorzysta w przyszłości z tych uprawnień, co mogłoby mieć niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON, realizację jej strategii, wyniki finansowe lub sytuację finansową. Spółka nie jest również w stanie zapewnić, że podejmowane na podstawie Ustawy o Sprzeciwie MSP działania Ministra Skarbu Państwa nie będą pozostawały w sprzeczności z zamierzeniami lub interesami innych akcjonariuszy Spółki.

2.1.25 Skuteczność lub ważność niektórych czynności prawnych dokonanych przez spółki z Grupy TAURON może być kwestionowana

W odniesieniu do Spółki i innych spółek z Grupy TAURON zastosowanie znajdują przepisy KSH, Ustawy o Zasadach Wykonywania Uprawnień Przysługujących Skarbowi Państwa oraz Ustawy o Komerccjalizacji i Prywatyzacji, zgodnie z którymi dla ważności określonych czynności prawnych dokonywanych przez spółki z Grupy TAURON konieczne może być zachowanie szczególnej formy lub uzyskanie zgody określonego organu spółki lub organu administracji publicznej. Spółka nie może zagwarantować, że w przeszłości wszystkie spółki z Grupy TAURON spełniały wszelkie wymagania prawne przewidziane w przepisach prawa w odniesieniu do dokonywanych przez spółki z Grupy TAURON czynności prawnych i że skuteczność lub ważność tych czynności nie będzie podważana.

Stwierdzenie nieskuteczności lub nieważności istotnych transakcji może mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON, jej sytuację finansową lub wyniki jej działalności.

2.1.26 Posiadane przez Grupę TAURON ubezpieczenia mogą nie być wystarczające do pokrycia szkód doznanych przez Grupę TAURON lub do zaspokojenia roszczeń zgłaszanych przeciwko Grupie TAURON

Mienie Grupy TAURON może ulec zniszczeniu lub uszkodzeniu z różnego rodzaju przyczyn, jak również osoby trzecie mogą ponieść szkody z tytułu okoliczności, za które Grupa TAURON ponosi odpowiedzialność. Szkody te lub roszczenia mogą nie zostać zrekompensowane w ogóle, lub zrekompensowane jedynie częściowo, odszkodowaniami z tytułu ubezpieczeń posiadanych przez Grupę TAURON. Dla niektórych rodzajów ryzyk nie ma dostępnych na rynku ubezpieczeń, zaś w przypadku innych koszty składek ubezpieczeniowych są wygórowane w stosunku do prawdopodobieństwa zajścia zdarzenia objętego danym ryzykiem. Ponadto, wypłata odszkodowań z tytułu ubezpieczenia w niektórych przypadkach może być uzależniona od okoliczności, na które Grupa TAURON nie ma wpływu. W przypadku wystąpienia zdarzenia powodującego szkodę nieubezpieczoną lub ubezpieczoną częściowo, Grupa TAURON może utracić kapitał zainwestowany w składnik mienia dotknięty takim zdarzeniem, jak również przychód lub jego część z działalności dotkniętej takim zdarzeniem. Ponadto, Grupa TAURON może być zobowiązana podjąć działania naprawcze na własny koszt lub naprawić szkodę poniesioną przez osoby trzecie a wyrządzoną w wyniku takiego zdarzenia.

Wystąpienie zdarzeń nieubezpieczonych lub ubezpieczonych częściowo lub szkód nie w pełni pokrytych przez wypłacone odszkodowanie może mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON, jej sytuację finansową lub wyniki jej działalności.

2.1.27 Działalność niektórych spółek z Grupy TAURON może być uznana za nadużywanie pozycji dominującej na lokalnym rynku sprzedaży i dystrybucji energii elektrycznej lub ciepła lub na lokalnym rynku wytwarzania ciepła

W związku z tym, iż nie ma ekonomicznego uzasadnienia do tworzenia na tym samym obszarze konkurujących ze sobą sieci dystrybucyjnych energii elektrycznej ani konkurujących ze sobą sieci dystrybucyjnych ciepłowniczych, obecnie spółki z Grupy TAURON zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej oraz dystrybucją ciepła są naturalnymi monopolistami na rynkach swojej działalności i w związku z tym posiadają na tych rynkach pozycję dominującą. Dodatkowo, na obszarach działania operatorów sieci dystrybucyjnych z Grupy TAURON, ze względu na posiadany w przeszłości monopol na sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców na tym terenie, Spółki Sprzedaży Detalicznej posiadają nadal dominującą pozycję w zakresie sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Na niektórych rynkach lokalnych spółki z Grupy TAURON posiadają także pozycję dominującą w zakresie wytwarzania ciepła. Biorąc powyższe pod uwagę, spółki z Grupy TAURON podlegają restrykcyjnemu nadzorowi organów ochrony konkurencji, czyli Prezesa UOKiK oraz Komisji Europejskiej.

Grupa TAURON nie może wykluczyć, iż jej działania zostaną uznane przez organy ochrony konkurencji za naruszające konkurencję, w szczególności za nadużycie pozycji dominującej, a sankcje zastosowane przez organy ochrony konkurencji mogłyby wywrzeć istotny niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON, jej sytuację finansową lub wyniki jej działalności. Opis postępowań prowadzonych przez organy ochrony konkurencji, których stroną są spółki z Grupy TAURON, znajduje się w punkcie 13.21 (*Istotne Postępowania*).

2.1.28 Wypadki w obiektach należących do Grupy TAURON mogą skutkować obrażeniami wśród ludzi, szkodą na mieniu lub w środowisku, a także przerwami w prowadzeniu działalności przez Grupę TAURON

Działalność Grupy TAURON, podobnie jak działalność innych przedsiębiorstw energetycznych, związana jest z licznymi ryzykami, takimi jak wypadki przemysłowe, eksplozje, pożary, awarie sprzętu, przerwy w dostawach energii elektrycznej, nietypowe lub niespodziewane warunki geologiczne lub inne katastrofy, których efektem mogą być wypadki śmiertelne, szkoda na mieniu i urządzeniach należących do Grupy TAURON. Ryzyko Grupy TAURON związane jest przede wszystkim z jej działalnością wydobywczą oraz wytwarzaniem energii, a także działalnością w zakresie dystrybucji energii elektrycznej i ciepła. Ryzyka dotyczące działalności wydobywczej to przede wszystkim wypadki związane z operowaniem podziemnymi urządzeniami do wydobycia węgla, zapadanie się podziemnych korytarzy i zalania kopalni. Ryzyka wypadków związane z działalnością wytwórczą oraz z działalnością dystrybucyjną są przede wszystkim związane z ryzykiem porażenia energią elektryczną. Zdarzenia takie mogą skutkować obrażeniami wśród ludzi, uszkodzeniami mienia, przerwami w działalności, odpowiedzialnością cywilną lub karną, a także sankcjami ze strony organów regulacyjnych, które to okoliczności mogą prowadzić do poniesienia przez Grupę TAURON istotnych nieprzewidzianych kosztów. Jakkolwiek szkoda na osobie, mieniu lub urządzeniach lub inne zakłócenie zdolności Grupy TAURON do wydobycia węgla, wytwarzania, dystrybucji energii lub obrotu nią może skutkować znacznym spadkiem przychodów i zysków Grupy TAURON i może wymagać dodatkowych kosztów w celu naprawy lub wymiany zniszczonego mienia lub sprzętu lub celem wypłacenia odszkodowania osobom trzecim, które odniosły obrażenia lub poniosły szkodę. Zależnie od charakteru samego zdarzenia, takie zdarzenie może nie być w części lub w całości ubezpieczone. Koszty związane z wypadkami w obiektach należących do Grupy TAURON mogą mieć istotny negatywny wpływ na działalność prowadzoną przez Grupę TAURON, jej sytuację finansową lub wyniki jej działalności.

2.1.29 Grupa TAURON może w przyszłości działać w warunkach zwiększonej konkurencji

Rynek energii elektrycznej jest otwarty na działanie mechanizmów konkurencji. Od dłuższego czasu możliwa jest konkurencja na rynku hurtowym energii elektrycznej, a od dnia 1 lipca 2007 r. wszyscy odbiorcy energii elektrycznej w Polsce, łącznie z odbiorcami w gospodarstwach domowych, mają prawo wyboru sprzedawcy energii elektrycznej. Może się zdarzyć, że konkurujące przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną zaoferują obecnym oraz potencjalnym klientom Grupy TAURON korzystniejsze warunki sprzedaży energii elektrycznej, co może mieć niekorzystny wpływ na przychody Spółek Sprzedaży Detalicznej i wynik finansowy Grupy TAURON. Ponadto, wraz z realizacją nowych inwestycji w moce wytwórcze zlokalizowane na terytorium Polski oraz planowanym zwiększeniem międzynarodowych połączeń międzysystemowych, dodatkowo może zwiększyć się płynność polskiego rynku hurtowego. Nie można wykluczyć, iż zwiększenie konkurencji na rynku hurtowym może spowodować zmniejszenie udziału energii elektrycznej produkowanej przez Grupę TAURON w wolumenie energii elektrycznej sprzedawanej w Polsce.

Zwiększony poziom konkurencyjności może mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON, jej sytuację finansową lub wyniki jej działalności.

2.1.30 Mogą zostać wznowione spory zbiorowe dotyczące praw pracowników do nieodpłatnego nabycia akcji Spółki

Od marca 2007 r. EnergiaPro i Enion prowadziły spór ze związkami zawodowymi w związku z restrukturyzacją EnergiaPro i Enion, związaną z oddzieleniem ich działalności w zakresie dystrybucji energii elektrycznej od pozostałych rodzajów działalności. Spór dotyczył objęcia istniejącymi już świadczeniami pracowników wszystkich spółek powstających w wyniku restrukturyzacji, jak również prawa tych pracowników do nabywania bezpłatnie akcji Spółki. Po dokonaniu oddzielenia działalności dystrybucyjnej EnergiaPro i Enion od pozostałych rodzajów ich działalności, związki zawodowe odstąpiły od sporu, chociaż formalnie nigdy się z niego nie wycofały. Ponadto, w czerwcu 2008 r. i styczniu 2009 r. związki zawodowe EnergiaPro wszczęły dwa nowe spory: spór związany z wydzieleniem pozostałych aktywów EnergiiPro niezwiązanych z działalnością dystrybucyjną tej spółki oraz z wymianą posiadanych przez pracowników akcji EnergiiPro na akcje Spółki oraz spór związany z przeniesieniem niektórych aktywów EnergiaPro do Energomix Servis. Pierwszy spór został zawieszony do czasu zakończenia wymiany akcji pracowniczych w Enion i EnergiaPro na akcje Spółki. Drugi spór został przerwany, lecz związki zawodowe i EnergiaPro ustaliły, że pracownicy, którzy posiadają akcje w Energomix Servis, otrzymają akcje Spółki przed przeprowadzeniem Oferty lub, jeśli połączenie Energomix Servis i Spółki nie nastąpi przed przeprowadzeniem Oferty, to nie później niż 30 lipca 2010 r. związki zawodowe i EnergiaPro zawrą umowę określającą prawa pracowników do otrzymania odszkodowania ze względu na szkody poniesione w wyniku wydzielenia Energomix Servis z EnergiaPro. Szczegółowy opis znajduje się w punkcie 13.18.8 (*Spory zbiorowe*).

W związku z powyższym istnieje ryzyko, że wszystkie trzy spory zbiorowe mogą być wznowione, co może prowadzić do zakłóceń w działalności przedsiębiorstw dystrybucyjnych Grupy TAURON, a w szczególności do przerw w pracy, a to może mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON, jej sytuację finansową lub wyniki jej działalności.

2.1.31 W postępowaniach administracyjnych lub sądowych, w których uczestniczy Grupa TAURON, mogą zapaść niekorzystne dla Grupy TAURON rozstrzygnięcia

Istotne postępowania, których stroną jest Spółka lub spółki z Grupy TAURON w dacie niniejszego Prospektu, zostały opisane w punkcie 13.21 (*Istotne Postępowania*). W przypadku niekorzystnego dla Grupy TAURON rozstrzygnięcia w którymkolwiek z tych postępowań Grupa TAURON może zostać zmuszona do poniesienia znacznych kosztów w celu wykonania orzeczeń lub decyzji, zapłaty odszkodowań, złożenia środków zaskarżenia oraz do poniesienia kosztów procesowych i obsługi prawnej.

Spółki Grupy TAURON mogą stać się stronami sporu, który może wymagać ich udziału w postępowaniu sądowym, administracyjnym lub arbitrażowym. Istnieje ryzyko, że takie spory mogą doprowadzić do wydania rozstrzygnięć niekorzystnych dla Grupy TAURON, które mogą negatywnie wpłynąć na dobre imię Spółki lub wymagać od niej zapłaty odszkodowania lub kar.

Niekorzystne rozstrzygnięcia w bieżących lub przyszłych postępowaniach sądowych, administracyjnych lub arbitrażowych mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON, jej sytuację finansową lub jej wyniki z działalności.

2.1.32 Grupa TAURON podlega licznym regulacjom z zakresu ochrony środowiska oraz bezpieczeństwa i ochrony zdrowia, a także potencjalnym zobowiązaniom środowiskowym, co może wiązać się z koniecznością poniesienia znacznych kosztów lub podjęcia działań mających na celu usunięcie szkody lub innych czynności

Prowadzona przez Grupę TAURON działalność gospodarcza, a także wykorzystywanie przez nią nieruchomości podlegają wielu szczegółowym regulacjom z zakresu ochrony środowiska, zdrowia i bezpieczeństwa. Profil działalności gospodarczej prowadzonej w ramach Grupy TAURON, w szczególności działalność związana z wydobyciem węgla oraz wytwarzaniem energii, charakteryzuje się istotnym wpływem na funkcjonowanie środowiska naturalnego. Ryzyko zanieczyszczenia oraz koszty związane z usuwaniem skutków zanieczyszczenia są w wielu przypadkach niemożliwe do oceny, chyba że została przeprowadzona ocena oddziaływania na środowisko. Należy przy tym zwrócić uwagę, iż w razie ujawnienia tzw. starych szkód w środowisku (szkody, które wystąpiły do dnia 30 kwietnia 2007 r., a także szkody, które zostały spowodowane działaniami, które zakończyły się przed dniem 30 kwietnia 2007 r.) na terenach, wobec których Grupa TAURON jest podmiotem władającym, Grupa TAURON może zostać zobowiązana do przeprowadzenia rekultywacji gruntu, bez względu na to kto był sprawcą szkody i kiedy została ona wyrządzona.

Ponadto, przepisy z zakresu ochrony środowiska w Polsce podlegają zmianom i stają się coraz bardziej rygorystyczne. Wobec braku jasności co do przyszłych regulacji oraz zwiększających się nakładów w związku z wymogami wynikającymi z przepisów, Grupa TAURON może być zobowiązana do poniesienia dodatkowych znacznych kosztów w związku z nowymi wymogami środowiskowymi. Ponadto, w związku z częstymi zmianami regulacji z zakresu ochrony środowiska brak dostosowania się Grupy TAURON do nowych przepisów środowiskowych w określonym zakresie lub we wskazanych ramach czasowych może spowodować konieczność poniesienia odpowiedzialności o charakterze administracyjnym i cywilnym oraz odpowiedzialności karnej przez Grupę TAURON, członków Zarządu lub pracowników. Nieprzestrzeganie wymogów ochrony środowiska może prowadzić do konieczności okresowego przerwania lub trwałego zaprzestania prowadzenia określonej działalności.

Niespełnienie wymogów regulacji dotyczących ochrony środowiska i wynikające z tego zakłócenia działalności lub kary mogą mieć istotny negatywny wpływ na działalność Grupy TAURON, jej sytuację finansową lub jej wyniki z działalności.

2.1.33 Dotychczasowe oraz przyszłe regulacje z zakresu ochrony środowiska mające zastosowanie do Grupy TAURON mogą ograniczać lub mieć niekorzystny wpływ na zakres zaplanowanych przedsięwzięć inwestycyjnych Grupy TAURON lub znacząco zwiększać ich koszt

Lokalizacja pewnych przedsięwzięć inwestycyjnych podlega regulacjom z zakresu ochrony środowiska. W szczególności, realizacja inwestycji budowlanej w Polsce może wymagać uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach i przeprowadzenia procedury oceny oddziaływania na środowisko, a także przestrzegania regulacji obejmujących obszary chronione, takie jak obszary ochrony siedlisk i ptaków Natura 2000. W związku z powyższym możliwość wykorzystania nieruchomości Grupy TAURON pod przyszłe inwestycje może zostać ograniczona bądź ich wykorzystanie może zostać uniemożliwione, co będzie wymagało od Grupy TAURON wprowadzenia zmian do planowanych przedsięwzięć inwestycyjnych, ich opóźnienie lub zawieszenie bądź będzie wiązało się z koniecznością poniesienia dodatkowych kosztów. Ponadto, możliwe jest wprowadzenie w przyszłości nowych, bardziej rygorystycznych przepisów z zakresu ochrony środowiska lub wpisanie nowych obszarów na listę obszarów chronionych w ramach sieci Natura 2000. Zwiększone koszty wynikające z konieczności przestrzegania wymogów środowiskowych lub brak pewności co do możliwości przeznaczenia niektórych terenów zgodnie z planami inwestycyjnymi Grupy TAURON mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON, jej sytuację finansową lub jej wyniki z działalności.

2.1.34 Nowe regulacje dotyczące emisji CO₂ do atmosfery mogą prowadzić do poniesienia przez Grupę TAURON istotnych dodatkowych nakładów lub kosztów lub do ograniczenia działalności Grupy TAURON w zakresie produkcji energii elektrycznej i ciepła

Prowadzona przez Grupę TAURON działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i ciepła wiąże się z wprowadzaniem do atmosfery CO₂. W związku z tym wszelkie regulacje dotyczące ograniczania emisji do atmosfery gazów cieplarnianych mają wpływ na działalność Grupy TAURON w tym zakresie. Aktualnie wprowadzanie do powietrza CO₂ wymaga umorzenia przez operatorów instalacji wprowadzających CO₂ do atmosfery (w tym przez operatorów instalacji wchodzących w skład Grupy TAURON) odpowiedniej liczby uprawnień do emisji CO₂ (EUA) wydawanych w ramach EU ETS. Od 2008 do 2012 r. EUA są przyznawane operatorom instalacji nieodpłatnie, w przypadku operatorów instalacji w Polsce na podstawie KPRU II. Istnieje ryzyko, że przy zachowaniu aktualnego poziomu emisyjności instalacji eksploatowanych przez Grupę TAURON liczba EUA przyznanych instalacjom Grupy TAURON w ramach KPRU II będzie wymagała zakupu na rynku dodatkowych jednostek EUA (lub jednostek CER lub ERU, które w ograniczonym zakresie również można wykorzystać do rozliczenia emisji CO₂), dokonania istotnych nakładów w celu ograniczenia emisyjności jednostek wytwórczych Grupy TAURON lub ograniczenia produkcji energii elektrycznej lub ciepła w stosunku do ilości technicznie możliwej do wytworzenia.

Ponadto, zgodnie z Dyrektywą 2009/29/WE, od 2013 r. EUA co do zasady nie będą przyznawane operatorom instalacji darmowo, lecz za wynagrodzeniem, które będzie ustalane w wyniku przeprowadzanych przez Państwa Członkowskie aukcji (z pewnymi wyjątkami w okresie przejściowym w latach 2013–2020 – szczegóły opisane są w punkcie 12.21 (*Regulacje dotyczące ochrony klimatu, związane z emisją CO₂ i innych substancji do atmosfery*), w związku z czym istnieje ryzyko, że Grupa TAURON od 2013 r. będzie musiała ponosić jeszcze wyższe koszty nabywania uprawnień do emisji CO₂, lub jeszcze wyższe nakłady na ograniczenie emisyjności jednostek wytwórczych Grupy TAURON, w szczególności na budowę jednostek wytwórczych z wykorzystaniem czystych technologii węglowych (w tym CCS), na budowę jednostek wytwórczych opalanych gazem ziemnym lub na budowę odnawialnych źródeł energii. Koszty te mogą wzrosnąć gwałtownie w 2013 r., jeżeli Polska nie spełni warunków umożliwiających skorzystanie w latach 2013–2020 z prawa do bezpłatnego przydziału części EUA. W sytuacji, gdy Polska spełni warunki do bezpłatnego przydziału części EUA, koszty związane z nabywaniem EUA lub ograniczaniem emisji CO₂ również mogą wzrosnąć gwałtownie, jeżeli przyjęta przez Unię Europejską i Polskę metoda alokacji nieodpłatnych EUA istotnie ograniczy wytwórcom z Grupy TAURON dostęp do tych EUA od roku 2013. Na dzień Prospektu nie jest znana metoda alokacji nieodpłatnych EUA od roku 2013, a w szczególności nie jest znana ścieżka dojścia do całkowicie odpłatnej alokacji EUA w roku 2020.

Okoliczności te mogą wywierać istotny niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON, jej sytuację finansową lub jej wyniki z działalności.

2.1.35 Działalność Grupy TAURON obejmuje emisję zanieczyszczeń takich jak SO₂, NO_x i pyłów, co ma istotny wpływ na środowisko. W związku z tym Grupa TAURON podlega wielu regulacjom ochrony środowiska wynikającym z prawa polskiego oraz Prawa Europejskiego, które ulegają częstym zmianom i które w przyszłości prawdopodobnie zostaną zaostrzone

Zgodnie z polskim prawem Grupa TAURON obowiązana jest uzyskać i utrzymać odpowiednie pozwolenia dla niektórych instalacji, nie wyłączając pozwoleń zintegrowanych, dla instalacji korzystających ze środowiska naturalnego. Grupa TAURON musi również przestrzegać standardów najlepszych dostępnych technik (*Best Available Techniques – BAT*), co często wymaga poniesienia znacznych dodatkowych kosztów obejmujących modernizację eksploatowanej instalacji i wymianę urządzeń.

Aktualnie toczą się prace nad Dyrektywą IED, która ma regulować problematykę emisji przemysłowych, jednakże pułapy emisji nie zostały do tej pory ustalone. Dyrektywa IED skonsoliduje i zastąpi obecnie obowiązujące przepisy Prawa Europejskiego z zakresu emisji zanieczyszczeń, w tym m.in. Dyrektywę IPPC dotyczącą zanieczyszczeń z różnych źródeł przemysłowych, Dyrektywę LCP dotyczącą ograniczeń emisji niektórych zanieczyszczeń z dużych źródeł spalania, czy też Dyrektywę 2000/76/WE w sprawie spalania odpadów (Dz.U. UE L 2000 nr 332, str. 91 ze zm.). Do najważniejszych zmian, które mają być wprowadzone Dyrektywą IED, należy zaliczyć: (i) zaostrzenie standardów emisji zanieczyszczeń z dużych źródeł spalania, (ii) objęcie regulacjami nowej dyrektywy znacznie większej liczby obiektów energetycznego spalania oraz (iii) dodatkowe środki mające na celu wzmocnienie przestrzegania przepisów i zintensyfikowanie ulepszeń służących ochronie środowiska przy jednoczesnym promowaniu innowacyjności.

Ponadto należy wskazać na konieczność dotrzymania przez Polskę limitów emisji SO₂ i NO_x dla dużych źródeł spalania określonych w Załączniku XII do Traktatu Akcesyjnego, co może spowodować zaostrzenie przez Polskę standardów mających zastosowanie do wytwórców energii, w tym Grupy TAURON, oraz cofnięcie wszelkich przyznanych derogacji.

Wejście w życie zaostrzonych wymogów w zakresie emisji do środowiska SO₂, NO_x, pyłów i innych zanieczyszczeń może prowadzić do ponoszenia przez Grupę TAURON znaczących dodatkowych i nieoczekiwanych nakładów i kosztów lub do ograniczenia działalności Grupy TAURON w zakresie produkcji energii elektrycznej i ciepła. Implementacja zaostrzonych standardów Dyrektywy IED może wymagać kosztownych modernizacji istniejących instalacji. W niektórych przypadkach Grupa TAURON może stwierdzić, iż wymagane modyfikacje odpowiednich instalacji nie są uzasadnione z ekonomicznego punktu widzenia, i zdecydować o zamknięciu takich instalacji. Dodatkowo niespełnienie warunków pozwoleń środowiskowych może prowadzić do nakładania kar, ograniczenia lub zakłócenia działalności Grupy TAURON lub całkowitego wstrzymania niektórych jej działalności.

Coraz bardziej restrykcyjne wymogi i związane z ich spełnianiem koszty mogą wywierać niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON, jej sytuację finansową lub wyniki jej działalności.

2.1.36 Grupa TAURON może być w przyszłości zmuszona przeznaczyć dodatkowe środki, przekraczające utworzone rezerwy, na pokrycie kosztów likwidacji zakładów górniczych

Zgodnie z przepisami Prawa Geologicznego i Górniczego podmioty prowadzące działalność wydobywczą są zobowiązane do przeprowadzenia pełnej likwidacji zakładu górniczego na terenach, na których prowadzone były prace wydobywcze, obejmującej m.in.: (i) zabezpieczenie lub zlikwidowanie wyrobisk górniczych oraz obiektów i urządzeń zakładu górniczego, (ii) zabezpieczenie niewykorzystanej części złoża oraz sąsiednich złóż oraz (iii) podjęcie niezbędnych środków w celu ochrony środowiska oraz rekultywacji gruntów i zagospodarowania terenów po działalności górniczej.

Dodatkowo przepisy Prawa Geologicznego i Górniczego zobowiązują m.in. podmioty posiadające koncesje na działalność w zakresie wydobywania kopalin ze złóż do utworzenia funduszu likwidacji zakładu górniczego. Przedsiębiorca prowadzący wydobywanie kopaliny systemem podziemnym lub otworowym przeznaczają na fundusz od 3% do 10% odpisów amortyzacyjnych od środków trwałych zakładu górniczego, zaś przedsiębiorca prowadzący wydobywanie systemem odkrywkowym przeznaczają na fundusz 10% należnej opłaty eksploatacyjnej. Z uwagi na charakterystykę wydobywania systemem odkrywkowym jego wpływ na środowisko naturalne jest znaczący. Zasadniczą część kosztów likwidacji zakładów górniczych stanowią koszty rekultywacji terenów, na których jest prowadzona działalność wydobywczą. W związku z powyższym, w szczególności w odniesieniu do prowadzonego przez spółkę z Grupy TAURON wydobywania wapieni

metodą odkrywczą, nie można wykluczyć ryzyka, iż w przyszłości zaistnieje konieczność istotnego zwiększenia odpisów na fundusz likwidacji zakładów górniczych lub też utworzenia określonych rezerw oraz poniesienia innych kosztów likwidacji określonych obszarów pogórnich w wysokości wyższej od aktualnie przyjętych szacunków, co może mieć niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy TAURON.

2.1.37 Grupa TAURON narażona jest na ryzyko walutowe, w tym w związku ze zmianami wartości złotego, EUR i USD, oraz ryzyko związane z ograniczeniami dotyczącymi transakcji walutowych i ze zmianami przepisów dewizowych

Walutą sprawozdawczą i funkcjonalną Grupy TAURON jest złoty, niektóre transakcje Grupy TAURON rozliczane są jednak w walutach obcych, głównie w EUR i USD. W związku z powyższym znaczne wahania kursów wymiany EUR lub USD do złotego mogą zmniejszać wartość należności Grupy TAURON lub zwiększać wartość jej zobowiązań. Ponadto Narodowy Bank Polski lub rząd Rzeczypospolitej Polskiej mogą wprowadzić pewne ograniczenia lub wymogi w zakresie transakcji walutowych. W przypadku powstania w przyszłości w rozliczeniach prowadzonych przez Grupę TAURON istotnych zobowiązań lub należności w walutach innych niż złoty, zmiany kursów wymiany walut obcych mogą wywierać niekorzystny wpływ na działalność oraz sytuację finansową Grupy TAURON.

2.1.38 Prawo do korzystania z nazwy Grupy TAURON może zostać zakwestionowane

Oprócz spółek z Grupy TAURON w Polsce działają jeszcze dwie spółki, które w swojej nazwie używają słowa „Tauron”. Obie te spółki zostały wpisane do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego wcześniej niż Spółka, ale działają one w innych regionach Polski oraz innych sektorach gospodarki niż Grupa TAURON. Istnieje jednak ryzyko, że spółki te zażądadą, by Spółka zaprzestała używania obecnej nazwy. Mogą one także zakwestionować prawo Spółki do znaków towarowych zawierających słowo „Tauron” (szczegółowy opis znajduje się w punkcie 13.16 (*Własność Intelektualna*)). Gdyby Grupa TAURON otrzymała zakaz używania słowa „Tauron” w nazwie Spółki lub nazwach jej Istotnych Spółek Zależnych, lub gdyby anulowano rejestrację znaku towarowego Grupy TAURON zawierającego słowo „Tauron”, Grupa TAURON musiałaby opracować i przyjąć nową nazwę i markę Grupy TAURON, co mogłoby mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność prowadzoną przez Grupę TAURON, jej sytuację finansową lub wyniki jej działalności.

2.1.39 Grupie TAURON może nie udać się realizacja przyjętej Strategii

Strategia Grupy TAURON zakłada, między innymi, (i) rozwój pięciu podstawowych obszarów działalności Grupy TAURON poprzez realizację programu inwestycyjnego oraz (ii) realizację programu restrukturyzacyjnego, którego celem jest scentralizowanie działań Grupy TAURON i zwiększenie efektywności operacyjnej poprzez konsolidację każdego z jej pięciu podstawowych obszarów działalności i stworzenie spółki zależnej odpowiedzialnej za działalność w danym obszarze oraz posiadanie odpowiednich dla tej działalności aktywów, poza projektami realizowanymi z partnerami strategicznymi oraz projektami innowacyjnymi, które będą wdrażane przez spółki celowe. Realizacja przez Grupę TAURON programu inwestycyjnego i przeprowadzenie przez nią planowanej restrukturyzacji mogą napotkać szereg trudności natury regulacyjnej, prawnej, finansowej lub operacyjnej. Trudności w realizacji programu inwestycyjnego mogą obejmować długotrwałe procedury udzielania zamówień, przeszkody natury regulacyjnej lub administracyjnej takie jak opóźnienia lub trudności w uzyskaniu wymaganych decyzji lub zezwoleń, niemożność osiągnięcia porozumienia z partnerami strategicznymi w sprawach związanych z realizacją wspólnych projektów, opóźnienia w procesach inwestycyjnych dotyczących budowy nowych lub modernizacji istniejących składników majątku Grupy, przekroczenie przyjętych budżetów, spory pracownicze mające wpływ na wykonawców zatrudnionych przez Grupę TAURON lub ich podwykonawców, jak również ograniczenia w dostępności materiałów lub urządzeń potrzebnych do realizacji projektów inwestycyjnych Grupy. Trudności w realizacji programu restrukturyzacyjnego mogą polegać na nieprzewidzianych opóźnieniach, nieprzewidzianych kosztach wynikających ze sporów pracowniczych lub zobowiązań Grupy TAURON na podstawie zawartych umów społecznych, utrudnieniach w przenoszeniu koncesji, pozwoleń, aktywów lub zobowiązań, a także z niemożnością uzyskania, lub opóźnieniami w uzyskaniu koniecznych decyzji lub zezwoleń.

Jeżeli Grupa TAURON doświadczy takich lub innych nieprzewidzianych przeszkód w procesie realizacji swojej Strategii, może ona nie osiągnąć lub osiągnąć z opóźnieniem planowane synergie oraz oczekiwane korzyści mające wynikać z jej wdrożenia. Co więcej, Grupa TAURON może być zmuszona przeznaczyć większe niż planowała zasoby ludzkie i finansowe w celu realizacji Strategii, co mogłoby negatywnie wpłynąć na podstawowe obszary działalności Grupy TAURON lub doprowadzić do zmniejszenia spodziewanych korzyści z realizacji Strategii. Opóźnienia, nieprzewidziane koszty lub problemy z przeprowadzeniem lub nieprzeprowadzeniem działań wynikających ze Strategii mogłyby mieć negatywny wpływ na działalność Grupy TAURON, jej sytuację finansową lub wyniki jej działalności.

2.1.40 Transakcja nabycia przez Spółkę KWK Bolestaw Śmiały oraz nabycie akcji w PKW może nie zostać zrealizowana lub jej realizacja może być opóźniona

Pośrednie nabycie KWK Bolestaw Śmiały oraz nabycie akcji w PKW od Kompanii Węglowej przez Spółkę jest uzależnione m.in. od akceptacji przez strony wyceny KWK Bolestaw Śmiały i akcji PKW, uzyskania zgód Ministra Skarbu Państwa oraz Prezesa UOKiK, a także od uzyskania szeregu zgód korporacyjnych. Brak akceptacji wyceny powyższych aktywów lub nieuzyskanie którejkolwiek z wymaganych zgód może opóźnić lub uniemożliwić realizację tej transakcji. Bardziej szczegółowy opis transakcji znajduje się w punktach 13.7.7 (*Planowane nabycie KWK Bolestaw Śmiały i pozostałego udziału w kapitale zakładowym PKW*) oraz 14.4 (*Umowa dotycząca nabycia KWK Bolestaw Śmiały oraz akcji PKW*).

2.1.41 Spółki z Grupy TAURON nie posiadają odpowiedniego tytułu prawnego do części nieruchomości, które wykorzystują do prowadzenia swojej działalności, a ponadto tytuł prawny spółek z Grupy TAURON do innych nieruchomości może być podważany

Grupa TAURON do prowadzenia swojej działalności wykorzystuje bardzo dużą liczbę nieruchomości. Dotyczy to w szczególności działalności podstawowej, tzn. wydobywania węgla kamiennego, wytwarzania energii elektrycznej i ciepła oraz dystrybucji energii elektrycznej i ciepła. W odniesieniu do znacznej liczby nieruchomości, przede wszystkim wykorzystywanych przez OSD oraz przedsiębiorstwa dystrybucji ciepła pod lokalizację urządzeń, instalacji i budowli składających się na sieci dystrybucyjne, nie ma pewności, co do posiadania przez spółki z Grupy TAURON odpowiedniego tytułu prawnego do niektórych nieruchomości, a do części nieruchomości spółki z Grupy TAURON nie posiadają tytułu prawnego. Niepewny stan prawny wykorzystywanych nieruchomości ma swoje źródło głównie w sposobie pozyskiwania gruntów pod rozbudowę sieci energetycznych przed rozpoczęciem transformacji ustrojowej w Polsce na przełomie lat 80-tych i 90-tych XX wieku. W okresie po II wojnie światowej obiekty energetyczne, w tym w szczególności elementy sieci elektroenergetycznych i ciepłowniczych, były często wznoszone na cudzych nieruchomościach bez uzyskania odpowiedniego tytułu prawnego od właścicieli gruntów i bez zapłaty wynagrodzenia za korzystanie z cudzego gruntu.

W sierpniu 2008 r., w drodze nowelizacji KC, wprowadzono instytucję służebności przesyłu. Służebność taka może być ustanawiana m.in. na rzecz przedsiębiorstw dystrybucyjnych na nieruchomościach, na których istnieją urządzenia infrastruktury dystrybucyjnej należące do tych przedsiębiorstw. Zarówno przedsiębiorstwa sieciowe, jak i właściciele nieruchomości otrzymali dodatkową możliwość uregulowania stanu prawnego dotyczącego korzystania z takich nieruchomości. Przedsiębiorstwa energetyczne mogą w szczególności dochodzić na drodze sądowej ustanowienia służebności przesyłu, jeżeli jest ona konieczna do korzystania z urządzeń przedsiębiorstwa sieciowego, a właściciel nieruchomości odmawia zawarcia stosownej umowy. Z kolei właściciel nieruchomości może na drodze sądowej dochodzić wynagrodzenia za korzystanie z jego nieruchomości, jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmawia zawarcia umowy.

W przypadku nieruchomości, w stosunku do których spółki Grupy TAURON nie mają tytułu prawnego lub ich tytuł prawny może być podważony, istnieje ryzyko roszczeń ze strony ich właścicieli o wynagrodzenie z tytułu bezumownego korzystania z tych nieruchomości lub roszczeń o zaprzestanie bezumownego korzystania z nieruchomości i usunięcie urządzeń, instalacji lub budowli należących do spółek z Grupy TAURON, a znajdujących się na nieruchomościach należących do osób trzecich.

Dodatkowo ze względu na sposób przejmowania w okresie po II wojnie światowej nieruchomości osób prywatnych przez Skarb Państwa lub inne jednostki państwowe lub samorządowe (które często odbywało się bez podstawy prawnej lub z naruszeniem obowiązujących regulacji prawnych), istnieje ryzyko wystąpienia przez dawnych właścicieli nieruchomości lub ich następców prawnych z roszczeniami o zwrot wykorzystywanych nieruchomości lub zapłatę odszkodowania za korzystanie z nich bez tytułu prawnego. Istnieje również ryzyko zmiany prawa w tym zakresie, w szczególności uchwalenia tzw. ustawy reprivatyzacyjnej. Na dzień Prospektu trudno przewidzieć rodzaj i kierunek takich zmian prawa, w szczególności zakresu obowiązków wynikających z przyszłej ustawy reprivatyzacyjnej dla działalności Grupy TAURON.

Podważenie stanu prawnego oraz roszczenia osób trzecich w stosunku do niektórych składników majątku Grupy TAURON mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON, jej sytuację finansową lub wyniki jej działalności.

2.1.42 Grupa TAURON nie może wykluczyć sporów związanych z interpretacją nowych przepisów dotyczących podatku akcyzowego

Z dniem 1 marca 2009 r. weszła w życie Ustawa o Podatku Akcyzowym, której głównym założeniem była harmonizacja polskich regulacji w zakresie podatku akcyzowego z przepisami obowiązującymi w Unii Europejskiej. Podstawowymi zmianami wynikającymi z przepisów Ustawy o Podatku Akcyzowym są m.in. nowe zasady powstawania obowiązku podatkowego, uregulowanie nowych zasad opodatkowania akcyzą energii elektrycznej, w tym przeniesienie obowiązku zapłaty podatku akcyzowego z producentów na sprzedawców energii elektrycznej do odbiorców końcowych, nowe zasady w zakresie zwolnień.

Brzmienie przepisów Ustawy o Podatku Akcyzowym rodziło liczne pytania i wątpliwości interpretacyjne już od momentu wstępnych prac sejmowych, które to pytania i wątpliwości nie zostały wyjaśnione w opublikowanym ostatecznym brzmieniu Ustawy o Podatku Akcyzowym. W związku z tym nie można wykluczyć sporów Grupy TAURON z organami podatkowymi w zakresie prawidłowości stosowania przepisów Ustawy o Podatku Akcyzowym.

Dodatkowo Ustawa o Podatku Akcyzowym nakłada na podatników (w tym spółki z Grupy TAURON) szereg nowych obowiązków o charakterze administracyjnym i ewidencyjnym, co skutkuje dodatkowymi obciążeniami finansowymi i organizacyjnymi dla spółek z Grupy TAURON.

Niektóre interpretacje Ustawy o Podatku Akcyzowym i wynikające z nich obowiązki Grupy TAURON mogą wywierać istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki finansowe oraz możliwości rozwoju Grupy TAURON.

2.1.43 Grupa TAURON może nie być w stanie odzyskać od organów podatkowych nadpłaconego podatku akcyzowego, a dodatkowo przeciwko Grupie TAURON mogą być zgłaszane przez odbiorców energii roszczenia o zwrot części ceny za sprzedaną energię elektryczną

Europejski Trybunał Sprawiedliwości w wyroku z dnia 12 lutego 2009 r. (C-475/07) potwierdził niezgodność polskich przepisów o podatku akcyzowym obowiązujących przed dniem 1 marca 2009 r. z postanowieniami Dyrektywy Rady 2003/96/WE z dnia 27 października 2003 r. w sprawie restrukturyzacji wspólnotowych przepisów ramowych dotyczących opodatkowania produktów energetycznych i energii

elektrycznej (Dz.U. UE L 2003 nr 283, str. 51, ze zm.) oraz Dyrektywy Rady 2004/74/WE z dnia 29 kwietnia 2004 r. zmieniającej dyrektywę 2003/96/WE w zakresie możliwości stosowania przez określone Państwa Członkowskie czasowych zwolnień lub obniżek poziomu opodatkowania na produkty energetyczne i energię elektryczną (Dz.U. UE L 2004 nr 157, str. 87). Również Naczelny Sąd Administracyjny podjął uchwałę, w myśl której przepisy ustawy z dnia 29 sierpnia 1997 r. Ordynacja podatkowa nie stoją na przeszkodzie zwrotowi nadpłaty w podatku akcyzowym także wtedy, gdy ciężar ekonomiczny podatku akcyzowego poniósł faktycznie nabywca opodatkowanego towaru. Jednakże w grudniu 2009 r., w innej sprawie, Naczelny Sąd Administracyjny zwrócił się do Trybunału Konstytucyjnego o rozstrzygnięcie pytania prawnego, czy zwrot nadpłaty podatku podatnikowi, który nie poniósł ciężaru ekonomicznego tego podatku, jest zgodny z Konstytucją Rzeczypospolitej Polskiej.

Biorąc powyższe pod uwagę, należy stwierdzić, że zagadnienie, czy spółki z Grupy TAURON są uprawnione do wystąpienia z wnioskami o stwierdzenie nadpłaty podatku akcyzowego i skutecznego dochodzenia zwrotu nadpłaty za lata 2006–2008 oraz styczeń i luty 2009 r., zależy w głównej mierze od rozstrzygnięcia Trybunału Konstytucyjnego. Wszystkie spółki Obszaru Wytwarzanie Grupy TAURON (z wyjątkiem EC Nowa) złożyły wniosek o zwrot podatku akcyzowego za okres od stycznia 2006 r. do lutego 2009 r. wraz z odsetkami. Informacje na temat tych postępowań zawarte są w punkcie 13.21.4 (*Postępowania związane z podatkiem akcyzowym odprowadzonym przez spółki Obszaru Wytwarzanie*).

Należy dodatkowo zwrócić uwagę, że Ministerstwo Finansów prezentuje zdecydowanie negatywne stanowisko w zakresie prawa do zwrotu nadpłaconego podatku akcyzowego, o którym mowa w powyższych wyrokach. Nie można zatem wykluczyć, że w zakresie zwrotu nadpłaconego podatku akcyzowego spółki z Grupy będą prowadziły spory administracyjne z organami podatkowymi. Ponadto uzyskany przez spółki z Grupy TAURON ewentualny zwrot nadpłaconego podatku akcyzowego może spowodować, że przeciwko tym spółkom mogą zostać skierowane roszczenia cywilnoprawne ze strony odbiorców energii elektrycznej, którzy w przeszłości faktycznie ponieśli ekonomiczny ciężar podatku akcyzowego. W punkcie 13.21.2 (*Postępowania sądowe i arbitrażowe toczące się w ciągu ostatnich 12 miesięcy przed dniem Prospektu, Postępowanie o zwrot podatku akcyzowego*) znajduje się informacja o roszczeniu w wysokości 72.723,2 tys. zł, zgłoszonym przez Kompanię Węglową przeciwko PKE. Z roszczeniami o zwrot wartości nadpłaconego podatku akcyzowego wystąpili w stosunku do spółek z Grupy także inni odbiorcy energii elektrycznej, jednakże wartość tych roszczeń jest znacząco niższa od wartości roszczenia Kompanii Węglowej. Podanie precyzyjnych szacunkowych danych finansowych dotyczących całkowitej wartości takich ewentualnych roszczeń jest na dzień Prospektu niemożliwe.

2.1.44 Grupa TAURON nie może wykluczyć kwestionowania przez organy podatkowe rozliczeń między spółkami Grupy TAURON na podstawie regulacji dotyczących cen transferowych

Spółki z Grupy TAURON należy uznać za podmioty powiązane w rozumieniu przepisów prawa podatkowego w zakresie polskich regulacji cen transferowych. Spółki z Grupy TAURON stosują standardy sporządzania wymaganej dokumentacji w zakresie cen transferowych oraz odpowiednich procedur zmierzających do zapewnienia, że stosowane warunki transakcji nie odbiegają od warunków rynkowych. Biorąc jednak pod uwagę szeroki wachlarz transakcji pomiędzy spółkami z Grupy TAURON, nie można całkowicie wykluczyć potencjalnych sporów z organami podatkowymi w zakresie prawidłowości stosowania warunków rynkowych w transakcjach pomiędzy podmiotami powiązаныmi.

Podważenie przez organy podatkowe warunków transakcji pomiędzy spółkami Grupy TAURON może mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON, jej sytuację finansową lub wyniki jej działalności.

2.1.45 Grupa TAURON nie może wykluczyć sporów z organami podatkowymi w związku z działaniami restrukturyzacyjnymi w ramach Grupy TAURON

Obecna struktura Grupy TAURON wynika m.in. z łączenia oraz podziałów spółek, zawiązywania nowych podmiotów, nabywania akcji lub udziałów spółek, a także wnoszenia wkładów niepieniężnych (aportów).

Transakcje powyższego rodzaju, ze względu na ich złożony charakter oraz niejednorodną praktykę podatkową, są często przedmiotem sporów z organami podatkowymi. Pomimo że spółki z Grupy TAURON dokładają należytych starań w celu zapewnienia poprawności działań restrukturyzacyjnych pod względem ich zgodności z przepisami prawa podatkowego, nie można wykluczyć ryzyka powstania ewentualnych sporów z organami podatkowymi.

Podważenie przez organy podatkowe kwalifikacji podatkowej czynności dokonywanych w ramach restrukturyzacji Grupy TAURON może prowadzić do powstania istotnych zobowiązań podatkowych Grupy TAURON, co może mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON, jej sytuację finansową lub wyniki jej działalności.

2.1.46 Grupa TAURON nie może wykluczyć sporów z organami podatkowymi w związku z nieodpłatnym korzystaniem z niektórych nieruchomości

W praktyce spółek z Grupy TAURON niektóre z nieruchomości mogą być wykorzystywane bez wynagrodzenia, w szczególności na podstawie nieodpłatnych służebności przesyłu. Biorąc pod uwagę, że organy podatkowe zaczęły prezentować stanowisko, zgodnie z którym korzystanie ze służebności przesyłu bez odpłatności skutkuje powstaniem po stronie podmiotu korzystającego z przychodu podlegającego opodatkowaniu z tytułu nieodpłatnych świadczeń, nie można wykluczyć powstania sporów z organami podatkowymi na tym tle. Na dzień Prospektu nie można precyzyjnie oszacować wartości potencjalnych sporów.

Okoliczności te mogą wywierać istotny niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON, jej sytuację finansową lub wyniki jej działalności.

2.1.47 Grupa TAURON nie może wykluczyć sporów z organami podatkowymi dotyczących stosowania i wysokości podatku od nieruchomości

Przepisy dotyczące podatku od nieruchomości są przedmiotem wątpliwości interpretacyjnych, szczególnie w zakresie definicji budynku i budowli, a co za tym idzie w zakresie określenia podstawy opodatkowania tym podatkiem. Organy podatkowe często uznają, iż wartość infrastruktury położonej na nieruchomości powinna być wliczona do podstawy opodatkowania podatkiem od nieruchomości. Grupa TAURON nie może wykluczyć, iż będzie prowadzić z organami podatkowymi spory dotyczące wysokości należnego podatku od nieruchomości. Konieczność zapłacenia podatku od nieruchomości w wysokości ustalonej na podstawie wartości infrastruktury Grupy TAURON może mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON, jej sytuację finansową lub wyniki jej działalności.

2.2 Ryzyka dotyczące prowadzenia działalności gospodarczej w Polsce

2.2.1 Sytuacja makroekonomiczna, szczególnie w Polsce, znacząco wpływa na działalność i sytuację Grupy TAURON

Wyniki działalności Grupy TAURON są uzależnione przede wszystkim od sytuacji makroekonomicznej Polski, jak również od sytuacji ekonomicznej regionu, Unii Europejskiej oraz gospodarki globalnej. Na działalność Grupy TAURON mają wpływ w szczególności: poziom polskiego PKB i jego zmiany, wysokość stopy inflacji, kursy walut, wysokość stóp procentowych, wysokość stopy bezrobocia, wysokość i przewidywane zmiany średniego wynagrodzenia, polityka fiskalna i monetarna państwa. Negatywne zmiany w ogólnej sytuacji gospodarczej w Polsce lub na poziomie międzynarodowym mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki, finansowe lub pozycję rynkową Grupy TAURON. Może on mieć w szczególności niekorzystne przełożenie na krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną, czego rezultatem mogą być niższe przychody Grupy TAURON. Niższe niż zakładane zapotrzebowanie na energię elektryczną może też spowodować mniejszą rentowność inwestycji w nowe moce wytwórcze. Ponadto sytuacja na rynkach finansowych może ograniczać dostępność finansowania zewnętrznego, co może mieć wpływ na możliwości realizacji inwestycji przez Grupę TAURON.

Warunki makroekonomiczne mogą wywierać istotny niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON, jej sytuację finansową lub wyniki jej działalności.

2.2.2 Spadek zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło może mieć niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON

Na poziom zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło ma wpływ szereg czynników, takich jak m.in.: zmiany PKB, zmiany zamożności konsumentów, warunki atmosferyczne, energochłonność urządzeń i materiałów wykorzystywanych w gospodarce. W szczególności spowolnienie wzrostu lub spadek PKB, negatywne zmiany w poziomie zamożności konsumentów oraz wdrażanie działań mających na celu zwiększenie efektywności zużycia energii mogą prowadzić do spadku zapotrzebowania na energię, a w konsekwencji wywrzeć niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON, jej sytuację finansową lub wyniki jej działalności.

2.2.3 Otoczenie polityczne, szczególnie w Polsce oraz na poziomie Unii Europejskiej, wpływa na działalność i sytuację Grupy TAURON

Regulacje prawne oraz decyzje polityczne podejmowane przez władze i organy administracji w Polsce, jak również przez organy Unii Europejskiej mają istotny wpływ na działalność Grupy TAURON, w szczególności na jej główne obszary, czyli wytwarzanie, dystrybucję i sprzedaż energii elektrycznej i ciepła oraz wydobycie węgla kamiennego. Decyzje o charakterze politycznym mogą wywierać wpływ na zmiany zarówno regulacji prawnych, jak i decyzji właścicielskich podejmowanych przez organy państwa polskiego, co z kolei może wpływać na takie obszary jak struktura i model działania rynku energii elektrycznej i ciepła, zasady kształtowania cen energii elektrycznej i ciepła oraz stawek opłat za usługi dystrybucyjne, dostępność i koszty zaopatrzenia w paliwa wykorzystywane do prowadzenia działalności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i ciepła oraz regulacje w zakresie ochrony środowiska. W szczególności decyzje polityczne mogą mieć istotny wpływ na przyjęte rozwiązania w zakresie przydziału uprawnień do emisji CO₂ oraz ograniczania emisji SO₂, NO_x i pyłów, które potencjalnie mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON. Okoliczności te mogą wywierać istotny niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON, jej sytuację finansową lub wyniki jej działalności.

2.2.4 Polski system prawny ulega częstym i istotnym zmianom, co może niekorzystnie wpływać na działalność i sytuację Grupy TAURON

Polski system prawny podlega częstym i istotnym zmianom. W szczególności dotyczy to regulacji sektora energetycznego. Prawo Energetyczne od chwili uchwalenia w 1997 r. było nowelizowane kilkadziesiąt razy, przy czym wiele z tych nowelizacji w sposób istotny zmieniało zasady regulacji polskiego sektora energetycznego. Częstym zmianom ulegają też przepisy wykonawcze do Prawa Energetycznego. Na zmiany regulacji sektora energetycznego mają też wpływ wprowadzane przez organy Unii Europejskiej nowe przepisy mające na celu liberalizację wewnętrznych rynków energii elektrycznej i gazu ziemnego. Błędy lub opóźnienia implementacji Dyrektyw do prawa krajowego mogą prowadzić do dodatkowych wątpliwości związanych m.in. z interpretacją regulacji prawnych mających wpływ na działalność Grupy TAURON.

Na działalność Grupy TAURON istotny wpływ mają również przepisy podatkowe, które w Polsce ulegają częstym i istotnym zmianom. Interpretacja przepisów podatkowych sprawia szczególne problemy na skutek braku jednolitej wykładni tych regulacji oraz utrwalonej praktyki ze strony organów skarbowych, jak i braku jednolitego i przewidywalnego orzecznictwa sądowego. W rezultacie powoduje to podwyższone ryzyko naruszenia przez podatników przepisów podatkowych oraz znaczące utrudnienie planowania podatkowego.

W związku ze zmiennością przepisów prawa nie są one w jednolity sposób stosowane przez sądy, organy administracji i inne organy stosujące prawo. Niestabilność systemu prawnego i otoczenia regulacyjnego zwiększa ryzyko ponoszenia kosztów dostosowywania prowadzonej działalności do zmieniającego się otoczenia prawnego oraz powstawania sporów na tle interpretacji przepisów prawnych zarówno z organami publicznymi stosującymi prawo, jak i z podmiotami prywatnymi, z którymi spółki z Grupy TAURON pozostają w stosunkach prawnych.

Okoliczności te mogą wywierać istotny niekorzystny wpływ na działalność Grupy TAURON, jej sytuację finansową lub wyniki jej działalności.

2.3 Ryzyka związane z Ofertą i notowaniem Akcji Sprzedawanych oraz Akcji Połączeniowych

2.3.1 Proces Scalenia Akcji może nie dojść do skutku lub w toku procesu mogą zaistnieć błędy, co w konsekwencji może niekorzystnie wpłynąć na obrót Akcjami i kurs Akcji w przyszłości

W dniu 26 kwietnia 2010 r. Walne Zgromadzenie Spółki podjęło uchwałę w sprawie Scalenia Akcji w stosunku 1:9, tj. jedna akcja Spółki po scaleniu w zamian za dziewięć dotychczasowych akcji Spółki. Do dnia Prospektu proces Scalenia Akcji nie został zakończony. Zamiarem Spółki jest zakończenie tego procesu po publikacji Prospektu w okresie pomiędzy zakończeniem przyjmowania zapisów na Akcje Sprzedawane od Inwestorów Indywidualnych oraz od Inwestorów Instytucjonalnych a dniem przydziału Akcji Sprzedawanych inwestorom. Dokonanie Scalenia Akcji jest procesem złożonym, który wymaga dokonania wielu czynności i pociąga za sobą ryzyka. Niektóre z tych ryzyk pozostają poza kontrolą Spółki, w tym dokonanie przez sąd rejestrowy wpisu do Rejestru Przedsiębiorców zmiany Statutu w zakresie Scalenia Akcji (który to wpis, zgodnie z decyzją Walnego Zgromadzenia, jest dodatkowo uwarunkowany wcześniejszą rejestracją Połączenia i który Spółka oczekuje uzyskać przed datą ustalenia Ceny Sprzedaży), uzupełnienie tzw. niedoborów scaleniowych oraz rejestracją scalonych Akcji w KDPW (opis procesu Scalenia Akcji zawiera punkt 18.1.2 (*Scalenie Akcji*)). Nie ma pewności czy wszystkie powyższe czynności zostaną dokonane w zakładanych terminach, a co za tym idzie, czy wartość nominalna Akcji zostanie zwiększona przed dniem przydziału Akcji Sprzedawanych. W przypadku niedokonania Scalenia Akcji przed dniem przydziału Akcji Sprzedawanych, Spółka zbada możliwości przeprowadzenia tego procesu po przydziale Akcji Sprzedawanych i po rozpoczęciu notowań Akcji na Giełdzie. Dotychczasowa praktyka polskiego rynku kapitałowego pokazuje jednak, że przeprowadzenie takiego procesu po rozpoczęciu notowań na Giełdzie może nie być rekomendowane z uwagi na konieczność zawieszenia notowań akcji na stosunkowo długi okres (trwający nawet do trzech tygodni), co powoduje, że w przypadku gdy sąd rejestrowy nie dokona wpisu zmiany Statutu w zakresie Scalenia Akcji do dnia ustalenia Ceny Sprzedaży, Scalenie Akcji może nie zostać dokonane w ogóle.

Brak ostatecznego rozliczenia procesu Scalenia Akcji w KDPW, z jakichkolwiek powodów, przed dniem przydziału Akcji Sprzedawanych, pomimo rejestracji przez sąd zmiany Statutu w zakresie Scalenia Akcji, może skutkować istotnym wydłużeniem okresu pomiędzy zakończeniem przyjmowania zapisów na Akcje Sprzedawane a ostatecznym przydziałem Akcji Sprzedawanych inwestorom, co w konsekwencji może doprowadzić do istotnego opóźnienia rozpoczęcia notowań scalonych akcji Spółki, w tym Akcji Sprzedawanych, na Giełdzie.

Mając na względzie, że najmniejsza możliwa zmiana kursu notowań akcji na Giełdzie wynosi jeden grosz, w przypadku niedokonania Scalenia Akcji notowania Akcji będą mogły podlegać istotnym dziennym procentowym zmianom, co będzie mogło skutkować większą zmiennością cen Akcji na Giełdzie w stosunku do innych spółek o zbliżonej kapitalizacji, czego rezultatem może być zmniejszenie zainteresowania nabywaniem takich Akcji ze strony niektórych inwestorów, co w konsekwencji może niekorzystnie wpłynąć na kurs Akcji w przyszłości.

W toku procesu Scalenia Akcji mogą zaistnieć błędy w zakresie ustalania liczby Akcji po scaleniu (Akcji serii AA) zapisanych na odpowiednich rachunkach papierów wartościowych dla poszczególnych akcjonariuszy. Zaistnienie takich błędów może powodować niepewność co do obrotu Akcjami i prawidłowości rozliczeń.

2.3.2 Akcjonariusz Sprzedający może odstąpić od przeprowadzenia Oferty lub zawiesić jej przeprowadzenie

Akcjonariusz Sprzedający może odstąpić, w uzgodnieniu z Globalnymi Współprowadzającymi Księgę Popytu, od przeprowadzenia Oferty Akcji Sprzedawanych lub zawiesić jej przeprowadzenie. W przypadku odstąpienia od przeprowadzenia Oferty nie dojdzie ona do skutku, czego następstwem będzie zwrot inwestorom wpłaconych przez nich środków pieniężnych z tytułu zapisów na Akcje Sprzedawane.

Do czasu rozpoczęcia przyjmowania zapisów na Akcje Sprzedawane, Akcjonariusz Sprzedający może odstąpić od przeprowadzenia Oferty Akcji Sprzedawanych lub zawiesić jej przeprowadzenie, bez podania przyczyny tej decyzji. Z kolei, po rozpoczęciu przyjmowania zapisów na Akcje Sprzedawane, odstąpienie przez Akcjonariusza Sprzedającego od przeprowadzenia Oferty lub jej zawieszenie może nastąpić jedynie z ważnych powodów, w uzgodnieniu z Globalnymi Współprowadzającymi Księgę Popytu.

Ważne powody uzasadniające, zdaniem Akcjonariusza Sprzedającego, odstąpienie od przeprowadzenia Oferty lub jej zawieszenie obejmują w szczególności zdarzenia opisane w punkcie 22.3 (*Warunki odstąpienia od przeprowadzenia Oferty lub jej zawieszenia*).

Planowany proces Scalenia Akcji zakłada uzyskanie przez Spółkę statusu spółki publicznej w rozumieniu Ustawy o Ofercie oraz dopuszczenie wszystkich Akcji do obrotu na Giełdzie przed dniem ustalenia Ceny Sprzedaży. W związku powyższym, odstąpienie Akcjonariusza Sprzedającego od przeprowadzenia Oferty po przeprowadzeniu Scalenia Akcji nie będzie skutkowało zniesieniem statusu spółki publicznej Spółki, która nadal będzie podlegała wymogom i obowiązkom przewidzianym dla spółek giełdowych. Natomiast obrót akcjami Spółki będzie ograniczony do obrotu Akcjami będącymi w posiadaniu akcjonariuszy Spółki innych niż Akcjonariusz Sprzedający, w efekcie czego rynek Akcji będzie mógł charakteryzować się niskim stopniem płynności.

Zawieszenie Oferty może zostać dokonane bez jednoczesnego podania nowych terminów jej przeprowadzenia. Podjęcie decyzji o podjęciu zawieszony wcześniej Oferty nastąpi w każdym razie w takim terminie, aby przeprowadzenie Oferty było dalej prawnie możliwe. Zawieszenie Oferty nie jest równoznaczne z odstąpieniem od jej przeprowadzenia.

Informacja o odstąpieniu od przeprowadzenia Oferty oraz zawieszeniu Oferty lub podjęciu zawieszony wcześniej Oferty zostanie podana przez Spółkę do publicznej wiadomości w formie aneksu do Prospektu zgodnie z art. 51 Ustawy o Ofercie, a w zakresie, w jakim będzie to konieczne ze względu na obowiązujące przepisy prawa, w formie raportu bieżącego. W razie odstąpienia od przeprowadzenia Oferty po rozpoczęciu przyjmowania zapisów, złożone zapisy na Akcje Sprzedawane zostaną uznane za bezskuteczne. W przypadku, gdy decyzją o zawieszeniu Oferty zostanie podjęta w okresie zapisów na Akcje Sprzedawane, złożone zapisy oraz dokonane wpłaty na Akcje Sprzedawane będą traktowane jak ważne, niemniej jednak inwestorzy będą uprawnieni do uchylenia się od skutków prawnych złożonych zapisów w drodze złożenia odpowiedniego oświadczenia w terminie dwóch dni roboczych od dnia udostępnienia do publicznej wiadomości aneksu do Prospektu w przedmiocie zawieszenia Oferty.

Wpłaty na Akcje Sprzedawane nie podlegają oprocentowaniu, a dokonujący wpłaty w przypadku odstąpienia przez Akcjonariusza Sprzedającego od Oferty lub w przypadku zawieszenia Oferty nie jest uprawniony do jakiegokolwiek odszkodowania lub zwrotu wydatków, w tym kosztów poniesionych w związku ze złożeniem zapisu na Akcje Sprzedawane. Zwrot dokonanych wpłat na Akcje Sprzedawane objęte zapisami, co do których uchylono się od skutków złożonego oświadczenia woli, nastąpi zgodnie z dyspozycją wskazaną przez inwestora w formularzu zapisu, w terminie czternastu dni od dnia złożenia oświadczenia o uchyleniu się od skutków złożonego oświadczenia woli. Zwrot dokonanych wpłat na Akcje Sprzedawane w przypadku odstąpienia przez Akcjonariusza Sprzedającego od Oferty po rozpoczęciu przyjmowania zapisów nastąpi zgodnie z dyspozycją wskazaną przez inwestora w formularzu zapisu w terminie czternastu dni od dnia opublikowania aneksu do Prospektu o odstąpieniu od Oferty.

2.3.3 Harmonogram Oferty może ulec zmianie, mogą również wystąpić nieprzewidziane opóźnienia w jego realizacji

Harmonogram Oferty, przedstawiony w punkcie 22.2 (*Przewidywany harmonogram Oferty*), zakłada, że obrót Akcjami Sprzedawanymi na Giełdzie rozpocznie się około 30 czerwca 2010 r.

Akcjonariusz Sprzedający nie może wykluczyć, że harmonogram Oferty nie ulegnie zmianie. W szczególności, Akcjonariusz Sprzedający, w uzgodnieniu z Globalnymi Współprowadzającymi Księgę Popytu, może podjąć decyzję o przedłużeniu okresu przyjmowania zapisów na Akcje Sprzedawane w oparciu o obserwację sytuacji na rynku. Wydłużenie okresu przyjmowania zapisów na Akcje Sprzedawane będzie skutkowało odpowiednim przesunięciem w czasie daty przydziału Akcji Sprzedawanych, a w konsekwencji daty rozpoczęcia notowań Akcji Sprzedawanych na Giełdzie. Z podobnymi konsekwencjami należy się liczyć także w przypadku wydłużenia procesu budowania księgi popytu.

W przypadku, gdyby doszło do zmiany harmonogramu Oferty w sposób opisany powyżej, wydłuży się okres oczekiwania na moment, od którego inwestorzy, którym przydzielono Akcje Sprzedawane, będą mogli nimi rozporządzać.

Informacje o zmianie harmonogramu Oferty będą przekazywane zgodnie z art. 52 ust. 2 Ustawy o Ofercie w trybie komunikatu aktualizującego, chyba że taka zmiana będzie na tyle istotna, że będzie wymagała przekazania w trybie aneksu do Prospektu.

2.3.4 Inwestorom Indywidualnym może zostać przydzielona mniejsza liczba Akcji Sprzedawanych niż liczba Akcji Sprzedawanych, na którą złożyli zapisy

Akcjonariusz Sprzedający nie jest w stanie przewidzieć, jak będzie kształtował się popyt na Akcje Sprzedawane w okresie przyjmowania zapisów na te akcje. Jeżeli liczba Akcji Sprzedawanych objętych prawidłowo złożonymi zapisami przez Inwestorów Indywidualnych przekroczy liczbę Akcji Sprzedawanych przeznaczoną do przydziału tej grupie inwestorów, Akcje Sprzedawane zostaną przydzielone zgodnie z zasadą Maksymalnego Przydziału, opisaną w punkcie 22.9 (*Przydział Akcji Sprzedawanych – Inwestorzy Indywidualni*). Im większa będzie nadwyżka popytu na Akcje Sprzedawane wśród Inwestorów Indywidualnych nad Akcjami Sprzedawanymi przeznaczonymi im do przydziału, tym większy będzie stopień redukcji zapisów złożonych przez tych inwestorów. Inwestor Indywidualny powinien się więc liczyć z tym, że liczba Akcji Sprzedawanych, która zostanie mu przydzielona, może być niższa od liczby Akcji Sprzedawanych, na które złożył zapis.

Inwestorzy Indywidualni, którym nie zostaną przydzielone Akcje Sprzedawane lub zostaną im one przydzielone w liczbie mniejszej niż wynikająca z ważnie złożonych zapisów na Akcje Sprzedawane, mogą ponieść stratę, bowiem wpłacone środki pieniężne lub nadpłata z tytułu zapisów na Akcje Sprzedawane zostaną im zwrócone bez odszkodowań, odsetek oraz ewentualnych kosztów, które Inwestorzy Indywidualni ponieśli, składając zapis na Akcje Sprzedawane.

2.3.5 W przypadku naruszenia lub podejrzenia naruszenia przez Spółkę przepisów prawa dotyczących Oferty lub ubiegania się o dopuszczenie Akcji do obrotu na Giełdzie, KNF może zakazać lub wstrzymać przeprowadzenie Oferty czy dopuszczenie Akcji do obrotu na Giełdzie

Zgodnie z art. 16 Ustawy o Ofercie, w przypadku naruszenia lub uzasadnionego podejrzenia naruszenia przepisów prawa w związku z ofertą publiczną, subskrypcją lub sprzedażą, dokonywanymi na podstawie tej Oferty, na terytorium Polski, przez Spółkę lub inne podmioty uczestniczące w tej ofercie, subskrypcji lub sprzedaży w imieniu lub na zlecenie Spółki albo uzasadnionego podejrzenia, że takie naruszenie może nastąpić, KNF może:

- (a) nakazać wstrzymanie ubiegania się o dopuszczenie lub wprowadzenie Akcji Sprzedawanych do obrotu na Giełdzie, na okres nie dłuższy niż dziesięć dni roboczych;
- (b) zakazać rozpoczęcia oferty publicznej, subskrypcji lub sprzedaży albo dalszego jej prowadzenia, lub
- (c) opublikować, na koszt Spółki lub Akcjonariusza Sprzedającego, informację o niezgodnym z prawem działaniu w związku z ofertą publiczną, subskrypcją lub sprzedażą.

KNF może zastosować przedstawione powyżej środki także w przypadku, gdy z treści dokumentów lub informacji, składanych do KNF lub przekazywanych do wiadomości publicznej, wynika, że:

- (a) oferta, subskrypcja lub sprzedaż papierów wartościowych, dokonywane na podstawie tej Oferty lub ich dopuszczenie do obrotu na rynku regulowanym w znaczący sposób naruszałoby interesy inwestorów;
- (b) istnieją przesłanki, które w świetle przepisów prawa mogą prowadzić do ustania bytu prawnego Spółki;
- (c) działalność Spółki była lub jest prowadzona z rażącym naruszeniem przepisów prawa, które to naruszenie może mieć istotny wpływ na ocenę papierów wartościowych Spółki lub też w świetle przepisów prawa może prowadzić do ustania bytu prawnego lub upadłości Spółki; lub
- (d) status prawny papierów wartościowych jest niezgodny z przepisami prawa i w świetle tych przepisów istnieje ryzyko uznania tych papierów wartościowych za nieistniejące lub obciążone wadą prawną mającą istotny wpływ na ich ocenę.

Spółka nie jest w stanie przewidzieć, czy w przyszłości nie wystąpi którakolwiek z przesłanek stanowiąca podstawę dla KNF do zakazania lub wstrzymania przeprowadzenia Oferty czy dopuszczenia Akcji do obrotu na Giełdzie.

2.3.6 W przypadku naruszenia zasad prowadzenia akcji promocyjnej w związku z Ofertą na Spółkę mogą zostać nałożone sankcje

W przypadku naruszenia przez Spółkę zasad prowadzenia akcji promocyjnej Oferty, zgodnych z art. 53 ust. 2–4 Ustawy o Ofercie, KNF może:

- (a) nakazać wstrzymanie rozpoczęcia akcji promocyjnej lub przerwanie jej prowadzenia na okres nie dłuższy niż dziesięć dni roboczych, w celu usunięcia wskazanych nieprawidłowości, lub
- (b) zakazać prowadzenia akcji promocyjnej, jeżeli:
 - Spółka uchyla się od usunięcia wskazanych przez KNF nieprawidłowości w terminie wskazanym w pkt powyżej; lub
 - treść materiałów promocyjnych lub reklamowych narusza przepisy ustawy; lub
 - opublikować, na koszt Spółki, informację o niezgodnym z prawem prowadzeniu akcji promocyjnej, wskazując naruszenia prawa.

Ponadto, w przypadku stwierdzenia naruszenia obowiązków wynikających z art. 53 ust. 2–4 Ustawy o Ofercie, KNF może również nałożyć na Spółkę karę pieniężną do wysokości 250 tys. zł.

Spółka nie jest w stanie przewidzieć, czy w przyszłości nie wystąpi którakolwiek z powyższych przesłanek stanowiąca podstawę dla KNF do nałożenia na Spółkę sankcji z tytułu naruszenia zasad prowadzenia akcji promocyjnej dotyczącej Oferty.

2.3.7 Jeżeli Spółka nie spełni wymagań przewidzianych w Regulaminie Giełdy, Szczegółowych Zasadach Obrót Giełdowego i Ustawie o Ofercie, Akcje Sprzedawane mogą nie zostać dopuszczone i wprowadzone do obrotu na Giełdzie albo ich dopuszczenie lub wprowadzenie może zostać opóźnione lub wstrzymane

Warunkiem rozpoczęcia notowań Akcji Sprzedawanych na Giełdzie jest ich dopuszczenie, a następnie wprowadzenie do obrotu na Giełdzie w trybie określonym w Regulaminie Giełdy oraz w Szczegółowych Zasadach Obrót Giełdowego.

Dopuszczenie Akcji Sprzedawanych do obrotu nastąpi na podstawie uchwały Zarządu Giełdy podjętej na wniosek Spółki, przy czym uchwała Zarządu Giełdy w sprawie dopuszczenia Akcji Sprzedawanych do obrotu na Giełdzie musi zostać podjęta w terminie czternastu dni od złożenia wniosku przez Spółkę. Rozpoznając wniosek o dopuszczenie Akcji Sprzedawanych do obrotu, Zarząd Giełdy będzie brał pod uwagę kryteria określone w Regulaminie Giełdy, którymi są przede wszystkim sytuacja finansowa Spółki i jej prognoza, perspektywy rozwoju Spółki, doświadczenie i kwalifikacje członków Zarządu oraz Rady Nadzorczej oraz bezpieczeństwo obrotu i interesy jego uczestników. Podjęcie uchwały o dopuszczeniu Akcji Sprzedawanych do obrotu zależy również od pozytywnych przewidywań Zarządu Giełdy co do przyszłej

płynności obrotu Akcji Sprzedawanych objętych wnioskiem o dopuszczenie oraz bezpieczeństwa transakcji, których przedmiotem będą Akcje Sprzedawane. W związku z tym, że powyższe kryteria mają charakter ocenny, istnieje ryzyko podjęcia przez Zarząd Giełdy uchwały o odmowie dopuszczenia Akcji Sprzedawanych do obrotu na Giełdzie, od której przysługuje Spółce odwołanie do Rady Giełdy. Skutkiem odmowy dopuszczenia Akcji Sprzedawanych do obrotu na Giełdzie jest niemożność złożenia ponownego wniosku o dopuszczenie tych samych Akcji Sprzedawanych przez okres sześciu miesięcy od dnia doręczenia uchwały Zarządu Giełdy, a w przypadku wniesienia odwołania od dnia doręczenia uchwały Rady Giełdy.

Spółka powinna złożyć wniosek o wprowadzenie Akcji Sprzedawanych do obrotu na Giełdzie w terminie nie dłuższym niż sześć miesięcy odpowiednio od dnia wydania uchwały o dopuszczeniu Akcji Sprzedawanych do obrotu, jako że po upływie tego okresu Zarząd Giełdy może uchylić uchwałę o dopuszczeniu. Wprowadzenia Akcji Sprzedawanych do obrotu na Giełdzie dokonuje Zarząd Giełdy w drodze uchwały. Jeśli wniosek o wprowadzenie Akcji Sprzedawanych do obrotu będzie spełniał warunki określone w Regulaminie Giełdy i Szczegółowych Zasadach Obrotu Giełdowego, Zarząd Giełdy wprowadzi Akcje Sprzedawane do obrotu na Giełdzie. Istnieje ryzyko, że złożony przez Spółkę wniosek o wprowadzenie Akcji Sprzedawanych do obrotu będzie dotknięty brakami. Może to skutkować opóźnieniem rozpoczęcia notowań Akcji Sprzedawanych o czas potrzebny na uzupełnienie takich braków. Warunkiem rozpoczęcia notowań Akcji Sprzedawanych na Giełdzie będzie również ich uprzednia rejestracja w KDPW.

Niezależnie od sytuacji opisanych powyżej, KNF może nakazać wstrzymanie dopuszczenia lub rozpoczęcia notowań Akcji Sprzedawanych na okres nie dłuższy niż dziesięć dni, uzasadniając to zagrożeniem bezpieczeństwa obrotu na Giełdzie lub zagrożeniem interesów inwestorów (art. 20 ust. 1 Ustawy o Ofercie). W przypadku natomiast naruszenia lub uzasadnionego podejrzenia naruszenia przepisów prawa w związku z ubieganiem się o dopuszczenie lub wprowadzenie do obrotu na Giełdzie, KNF może:

- (i) nakazać wstrzymanie ubiegania się o dopuszczenie lub wprowadzenie Akcji Sprzedawanych do obrotu na okres nie dłuższy niż dziesięć dni,
- (ii) zakazać dopuszczenia lub wprowadzenia Akcji Sprzedawanych do obrotu lub
- (iii) opublikować informacje o niezgodnym z prawem działaniu w związku z dopuszczaniem lub wprowadzaniem Akcji Sprzedawanych do obrotu na Giełdzie (art. 17 Ustawy o Ofercie).

W przypadku opóźnienia rozpoczęcia notowań Akcji Sprzedawanych z przyczyn opisanych powyżej, inwestorzy muszą liczyć się z czasowym ograniczeniem płynności obrotu Akcjami Sprzedawanymi. Nie oznacza to jednak braku możliwości dokonywania obrotu Akcjami Sprzedawanymi. Od dnia przedziału do dnia pierwszego notowania Akcji Sprzedawanych na Giełdzie mogą one być przedmiotem transakcji dokonywanych poza Giełdą.

Spółka nie jest w stanie przewidzieć, czy spełni wymagania przewidziane w Regulaminie Giełdy, Szczegółowych Zasadach Obrotu Giełdowego i Ustawie o Ofercie, konieczne dla dopuszczenia i wprowadzenia Akcji Sprzedawanych do obrotu na Giełdzie.

2.3.8 Jeżeli aneks do Prospektu sporządzony przez Spółkę lub Akcjonariusza Sprzedającego nie będzie spełniał wymagań przewidzianych w Ustawie o Ofercie, aneks do Prospektu może nie zostać zatwierdzony

Art. 51 Ustawy o Ofercie określa przesłanki sporządzania przez Spółkę i Akcjonariusza Sprzedającego aneksu do Prospektu, jego zatwierdzenia przez KNF oraz zasady publikacji. W przypadku odmowy zatwierdzenia aneksu do Prospektu przez KNF przed rozpoczęciem Oferty KNF nakazuje wstrzymanie rozpoczęcia Oferty. Tym samym odmowa zatwierdzenia aneksu przed rozpoczęciem Oferty przez KNF nie wywoła żadnych skutków dla inwestorów.

W przypadku odmowy zatwierdzenia aneksu do Prospektu przez KNF po rozpoczęciu Oferty, KNF może m.in. nakazać jej przerwanie lub zakazać ubiegania się o dopuszczenie lub wprowadzenie Akcji do obrotu na Giełdzie.

2.3.9 Akcje Sprzedawane i Akcje Połączeniowe mogą mieć ograniczoną płynność w obrocie wtórnym na Giełdzie

Rynek Akcji Sprzedawanych oraz Akcji Połączeniowych, po wprowadzeniu Akcji do obrotu na Giełdzie, może charakteryzować się różnym stopniem płynności. W wybranych okresach sprzedaż akcji może być w ogóle niemożliwa ze względu na brak zainteresowania inwestowaniem w Akcje Sprzedawane lub Akcje Połączeniowe lub znalezienie nabywcy może wymagać czasu ze względu na niedopasowanie ofert sprzedaży i kupna Akcji Sprzedawanych lub Akcji Połączeniowych.

2.3.10 Inwestorzy mogą ponieść istotne straty na skutek zmiany kursu notowań Akcji Sprzedawanych i Akcji Połączeniowych

Każda inwestycja w papiery wartościowe będące przedmiotem notowań na Giełdzie wiąże się z ryzykiem istotnej zmienności kursu notowań papierów wartościowych.

Kurs notowań Akcji Sprzedawanych i Akcji Połączeniowych na Giełdzie będzie podlegać zmianom, jako że kurs giełdowy jest ustalany w oparciu o aktualnie występujący popyt i podaż na rynku giełdowym. Na kształtowanie się kursu notowań ma wpływ szereg czynników, wśród których są zarówno czynniki związane z sytuacją finansową Spółki, jak i czynniki związane z sytuacją gospodarczą kraju lub sektora, w którym Grupa TAURON prowadzi działalność. Spółka nie może przewidzieć, jaki będzie kurs Akcji Sprzedawanych i Akcji Połączeniowych po rozpoczęciu ich notowań na Giełdzie. W szczególności, kurs notowań Akcji może kształtować się poniżej Ceny Sprzedaży.

W przypadku obrotu wtórnego Akcjami Sprzedawanymi należy liczyć się z tym, że aktualna cena rynkowa może być niższa niż cena nabycia Akcji Sprzedawanych przez inwestora. W takim przypadku inwestor będzie miał do wyboru bądź sprzedać Akcje Sprzedawane i ponieść stratę bądź wstrzymać się ze sprzedażą w oczekiwaniu na wzrost kursu notowań tych papierów wartościowych, który jednak nie musi nastąpić.

2.3.11 Obrót Akcjami Sprzedawanymi i Akcjami Połączeniowymi na Giełdzie może zostać zawieszony

Po rozpoczęciu notowań Akcji Zarząd Giełdy może podjąć uchwałę o zawieszeniu obrotu tymi papierami wartościowymi. § 30 Regulaminu Giełdy określa sytuacje, w których obrót instrumentami finansowymi notowanymi na Giełdzie może zostać zawieszony. Z wnioskiem do Zarządu Giełdy o zawieszenie obrotu może wystąpić spółka publiczna, przy czym Zarząd Giełdy może taki wniosek uwzględnić lub odmówić jego uwzględnienia, w zależności od tego czy uzna wniosek za uzasadniony. Natomiast bez wniosku spółki publicznej Zarząd Giełdy może zawiesić obrót instrumentami finansowymi w celu ochrony interesów i bezpieczeństwa uczestników obrotu oraz w przypadku, gdy spółka publiczna narusza przepisy obowiązujące na Giełdzie. Obrót może zostać zawieszony na czas oznaczony, nie dłuższy niż trzy miesiące.

Uprawnienie do żądania od Giełdy zawieszenia obrotu instrumentami notowanymi na Giełdzie na okres do jednego miesiąca posiada także KNF na podstawie Ustawy o Obrocie. KNF może skorzystać z powyższego uprawnienia w przypadku, gdy obrót papierami wartościowymi jest dokonywany w okolicznościach wskazujących na możliwość zagrożenia prawidłowego funkcjonowania Giełdy, bezpieczeństwa obrotu na Giełdzie lub naruszenia interesów inwestorów. Pozostałe przesłanki wystąpienia przez KNF z żądaniem zawieszenia obrotu instrumentami określa szczegółowo Ustawa o Obrocie.

W okresie zawieszenia obrotu papierami wartościowymi inwestorzy nie mają możliwości nabywania i zbywania takich papierów wartościowych w obrocie giełdowym, co negatywnie wpływa na ich płynność. Spółka nie może wykluczyć, że po rozpoczęciu notowań Akcji Sprzedawanych i Akcji Połączeniowych nie powstaną przesłanki zawieszenia obrotu tymi instrumentami.

2.3.12 Jeżeli Spółka nie spełni wymagań określonych w Regulaminie Giełdy, Ustawie o Ofercie lub Rozporządzeniu Prospektowym, Akcje Sprzedawane i Akcje Połączeniowe mogą zostać wykluczone z obrotu na Giełdzie

Akcje Sprzedawane i Akcje Połączeniowe będące przedmiotem obrotu na Giełdzie mogą zostać z niego wykluczone uchwałą Zarządu Giełdy. § 31 Regulaminu Giełdy określa przesłanki zarówno fakultatywnego wykluczenia instrumentów finansowych z obrotu, jak również przesłanki, gdy Zarząd Giełdy obligatoryjnie dokonuje wykluczenia instrumentów finansowych z obrotu na Giełdzie.

Akcje podlegają wykluczeniu z obrotu w przypadku, gdy ich zbywalność stała się ograniczona lub gdy została zniesiona ich dematerializacja (tj. przywrócona forma dokumentu, tzw. *delisting*), a także na żądanie KNF w związku z istotnym zagrożeniem prawidłowego funkcjonowania Giełdy, bezpieczeństwa obrotu na Giełdzie lub interesów inwestorów oraz w innych przypadkach określonych szczegółowo w Ustawie o Obrocie.

W przypadku naruszenia przez spółkę publiczną obowiązków nałożonych przez Ustawę o Ofercie lub obowiązków przewidzianych w Rozporządzeniu Prospektowym, KNF może podjąć decyzję o wykluczeniu akcji z obrotu na Giełdzie. Takie uprawnienie przysługuje KNF w przypadku naruszenia przez spółkę publiczną określonych obowiązków dotyczących informacji poufnych wynikających z przepisów Ustawy o Obrocie. Przesłankami fakultatywnego wykluczenia przez Zarząd Giełdy akcji z obrotu są, między innymi, uporczywe naruszenie przez spółkę publiczną przepisów obowiązujących na Giełdzie, złożenie przez spółkę publiczną wniosku o wykluczenie, ogłoszenie upadłości spółki publicznej, brak obrotu na akcjach przez okres trzech miesięcy czy też otwarcie likwidacji spółki publicznej.

Spółka nie jest w stanie przewidzieć, czy w przyszłości nie wystąpi którakolwiek z przesłanek stanowiąca podstawę do wykluczenia Akcji Sprzedawanych i Akcji Połączeniowych z obrotu na Giełdzie.

Wraz z wykluczeniem papierów wartościowych z obrotu giełdowego inwestorzy tracą możliwość dokonywania obrotu tymi papierami wartościowymi na Giełdzie, co w sposób negatywny może wpłynąć na płynność tych papierów wartościowych.

2.3.13 W przypadku naruszenia przez Spółkę obowiązków wynikających z przepisów prawa, na Spółkę mogą zostać nałożone sankcje administracyjne

Zgodnie z art. 96 Ustawy o Ofercie, w przypadku gdy spółka publiczna nie wykonuje lub wykonuje nienależycie obowiązki wymagane przez przepisy prawa, w szczególności obowiązki informacyjne wynikające z Ustawy o Ofercie, KNF może:

- (i) wydać decyzję o wykluczeniu, na czas określony lub bezterminowo, papierów wartościowych z obrotu na rynku regulowanym, albo
- (ii) nałożyć, biorąc pod uwagę w szczególności sytuację finansową podmiotu, na który kara jest nakładana, karę pieniężną do wysokości 1 mln zł, albo
- (iii) zastosować obie sankcje łącznie.

Zgodnie z art. 176 Ustawy o Obrocie w przypadku, gdy spółka publiczna nie wykonuje albo wykonuje nienależycie obowiązki, o których mowa w art. 157, art. 158 lub art. 160 Ustawy o Obrocie, KNF może:

- (i) wydać decyzję o wykluczeniu papierów wartościowych z obrotu na rynku regulowanym, albo

- (ii) nałożyć karę pieniężną do wysokości 1 mln zł, albo
- (iii) wydać decyzję o wykluczeniu, na czas określony lub bezterminowo, papierów wartościowych z obrotu na rynku regulowanym, nakładając jednocześnie karę pieniężną określoną powyżej.

Spółka nie jest w stanie przewidzieć, czy w przyszłości nie wystąpi którakolwiek z przesłanek stanowiąca podstawę dla KNF do nałożenia na Spółkę wskazanych powyżej sankcji administracyjnych.

2.3.14 Wartość Akcji Sprzedawanych może dla inwestorów zagranicznych ulec negatywnej zmianie wobec zmienności kursów walutowych

Walutą notowań Akcji jest złoty. Wpłaty na Akcje Sprzedawane wnoszone przez inwestorów zagranicznych będą dokonywane w walucie polskiej. Zasadniczo będzie się to wiązało z koniecznością wymiany waluty krajowej inwestora zagranicznego na złote według określonego kursu wymiany. W konsekwencji, stopa zwrotu z inwestycji w Akcje Sprzedawane będzie zależała nie tylko od zmiany kursu notowań Akcji na Giełdzie w okresie inwestycji, ale także od zmian kursu danej waluty względem złotego. Deprecjacja złotego wobec walut obcych może w negatywny sposób wpłynąć na równowartość w walutach obcych kwoty wypłacanej w związku z Akcjami, co będzie powodować obniżenie rzeczywistej stopy zwrotu z inwestycji w Akcje Sprzedawane. Ryzyko kursowe będzie dotyczyć także wszelkich wypłat z Akcji, w tym wypłaty dywidendy, która dokonywana będzie w złotych.

2.3.15 Emisja nowych akcji przez Spółkę lub przyszłe transakcje sprzedaży znaczącej liczby Akcji na rynku przez akcjonariuszy, w tym przez Skarb Państwa, dokonywane po przeprowadzeniu Oferty lub przekonanie, że takie emisje lub sprzedaż będą miały miejsce, mogą istotnie wpłynąć na cenę rynkową Akcji Sprzedawanych i Akcji Połączeniowych lub na możliwość pozyskania przez Spółkę kapitału w przyszłości

Akcjonariusz Sprzedający oraz Spółka zamierzają zawrzeć standardowe w ofertach publicznych podobnych do Oferty zobowiązania ograniczające zbywalność Akcji, w tym w celu ograniczenia emisji nowych akcji Spółki (szczegółowy opis tych zobowiązań zawiera Rozdział 23 (*Subemisja, Stabilizacja i Umowne Ograniczenia Zbywalności Akcji*)).

Po wygaśnięciu ograniczeń wynikających z powyższych umów Skarb Państwa będzie mógł zbyć Akcje. Ponadto Spółka będzie mogła wyemitować nowe akcje, w tym także dokonując emisji z wyłączeniem prawa poboru, co jest możliwe za zgodą Walnego Zgromadzenia po podjęciu uchwały większością 80% głosów oddanych i co może skutkować rozwodnieniem udziałów istniejących akcjonariuszy w kapitale zakładowym Spółki. Nie ma pewności co do tego, czy w przyszłości Akcjonariusz Sprzedający będzie chciał sprzedać swoje Akcje, ani co do tego, że Spółka będzie chciała wyemitować nowe akcje.

Nie można wykluczyć, że w przypadku przeprowadzania przez Spółkę kolejnej emisji akcji, a także sprzedaży kolejnego pakietu akcji istniejących należących do Akcjonariusza Sprzedającego czy też do innego znacznego akcjonariusza Spółki w przyszłości lub przekonania wśród uczestników rynku, że taka emisja lub sprzedaż będą miały miejsce, zostanie zwiększona podaż Akcji Sprzedawanych na Giełdzie, co w konsekwencji może istotnie negatywnie wpłynąć na kurs notowań Akcji, a także na zdolność Spółki do pozyskania kapitału w drodze publicznej lub niepublicznej oferty Akcji lub innych papierów wartościowych.

W wyniku rozpoczętego w sierpniu 2009 r., na podstawie Ustawy o Wymianie Akcji Pracowniczych, procesu konwersji akcji spółek konsolidowanych (tj. PKE, Enion, EnergiaPro, ESW) posiadanych przez pracowników tych spółek na akcje Spółki posiadane przez Skarb Państwa, pracownicy posiadają według stanu na dzień 30 kwietnia 2010 r. 1.744.225.535 Akcji Pracowniczych, co stanowi 12,5% kapitału zakładowego Spółki. W sytuacji konwersji wszystkich Akcji Pracowniczych przez wszystkich uprawnionych pracowników w liczbie ok. 26 tys. będą one stanowiły 13,4% kapitału zakładowego Spółki. Akcje Pracownicze nie są objęte zobowiązaniami ograniczającymi ich zbywalność. Pracownicy Grupy TAURON lub osoby trzecie, które od nich nabyły Akcje Pracownicze, mogą sprzedać swoje akcje w każdym czasie, w tym w szczególności od razu po rozpoczęciu notowań Akcji na Giełdzie. Sprzedaż znaczącej liczby Akcji Pracowniczych na rynku kapitałowym po przeprowadzeniu Oferty, w krótkim okresie czasu, lub przekonanie, że taka sprzedaż Akcji Pracowniczych będzie miała miejsce, może negatywnie wpłynąć na cenę rynkową Akcji Sprzedawanych lub ograniczyć możliwość pozyskania przez Spółkę finansowania w drodze emisji akcji.

2.3.16 Dotychczasowy obrót Akcjami Pracowniczymi może powodować spory co do legitymacji akcjonariuszy

Akcje Pracownicze zostały nabyte przez akcjonariuszy na podstawie Ustawy o Wymianie Akcji Pracowniczych, w zamian za akcje PKE, Enion, EnergiaPro lub ESW, nieodpłatnie nabyte przez nich na podstawie Ustawy o Komerccjalizacji i Prywatyzacji. Nie można wykluczyć zaistnienia wadliwości prawnych lub błędów, zarówno w toku nieodpłatnego udostępniania akcji, jak i konwersji tych akcji na Akcje Pracownicze Spółki. Uwzględniając ograniczenie obrotu Akcjami Pracowniczymi wynikające z Ustawy o Komerccjalizacji i Prywatyzacji, obowiązujące w przeszłości dla nieodpłatnie udostępnionych akcji PKE, Enion, EnergiaPro oraz ESW, nie można wykluczyć podejmowania przez akcjonariuszy różnych działań mających na celu obejście takich ograniczeń, co mogło skutkować powstaniem wad prawnych w zakresie uprawnienia akcjonariuszy do akcji oraz potencjalnie może być źródłem kwestionowania skuteczności nabycia Akcji Pracowniczych Spółki przez tych akcjonariuszy.

2.4 Ryzyka związane z Ofertą Akcji Połączeniowych

2.4.1 Proces Połączenia może się wydłużyć lub nie dojść do skutku

Połączenie jest procesem złożonym, który pociąga za sobą szereg ryzyk i wymaga dokonania szeregu czynności, z których niektóre pozostają poza kontrolą Spółki, w tym dokonanie przez sąd rejestrowy wpisu do Rejestru Przedsiębiorców Połączenia i zmian Statutu w zakresie podwyższenia kapitału zakładowego Spółki o emisję Akcji Połączeniowych. Nie ma pewności, czy wszystkie czynności konieczne do podjęcia w ramach Połączenia zostaną dokonane w zakładanym terminie (co może spowodować przedłużenie się procedury Połączenia), oraz czy – w skrajnym przypadku – w ogóle zostaną sfinalizowane, a co za tym idzie, czy Połączenie dojdzie do skutku.

Połączenie zgodnie z art. 493 § 2 Kodeksu Spółek Handlowych następuje z dniem wpisania przez sąd rejestrowy połączenia do Rejestru Przedsiębiorców właściwego według siedziby Spółki (spółki przejmującej). Wpis następuje na wniosek Spółki. Wniosek ten powinien zostać zgłoszony do sądu rejestrowego nie później niż w ciągu 12 miesięcy od dnia powzięcia Uchwały Połączeniowej (tj. od dnia 8 kwietnia 2010 r.). W przypadku prawomocnego oddalenia wniosku o rejestrację Połączenia przez sąd rejestrowy Połączenie nie dojdzie do skutku, niezłożenia takiego prawidłowego wniosku w tym terminie lub skutecznego cofnięcia takiego wniosku.

Możliwe jest również niedojście emisji Akcji Połączeniowych do skutku z uwagi na przerwanie Oferty, odstąpienie od przeprowadzenia lub zawieszenie Oferty, które to ryzyka zostały opisane w odpowiednich czynnikach ryzyka poniżej.

Okoliczności te mogą mieć negatywny wpływ także na realizację Oferty oraz na działalność i perspektywy rozwoju Grupy TAURON i samej Spółki.

2.4.2 Uchwała Połączeniowa i uchwały zgromadzeń wspólników Spółek Przejmowanych o Połączeniu mogą zostać uchylone lub unieważnione, wskutek czego nie dojdzie do Połączenia

Możliwe jest skorzystanie przez akcjonariuszy Spółki (odpowiednio wspólników Spółek Przejmowanych) z uprawnień do zaskarżania uchwał połączeniowych Walnego Zgromadzenia i zgromadzeń wspólników Spółek Przejmowanych w drodze powództw o uchylenie uchwały lub stwierdzenie nieważności uchwały Walnego Zgromadzenia (zgromadzenia wspólników), przy czym powództwa te muszą być oparte na podstawach innych niż jedynie kwestionowanie Parytetu Wymiany. Powództwa takie po Dniu Połączenia mogą być kierowane jedynie w stosunku do samej Spółki. W przypadku uchylenia Uchwały Połączeniowej albo stwierdzenia nieważności Uchwały Połączeniowej sąd rejestrowy z urzędu wykreśli z Rejestru Przedsiębiorców wpisy dokonane w związku z Połączeniem. Jednakże wykreślenie takie nie wpływa na ważność czynności prawnych Spółki w okresie między Dniem Połączenia a dniem ogłoszenia o wykreśleniu skutków Połączenia z Rejestru Przedsiębiorców. Za zobowiązania wynikające z takich czynności łączące się spółki odpowiadają solidarnie.

Uchylenie Uchwały Połączeniowej lub stwierdzenie jej nieważności oznaczać będzie, że Połączenie nie doszło do skutku. W przypadku wystąpienia którejs z tych sytuacji akcjonariusze Spółki, jak również wspólnicy Spółek Przejmowanych mogą ponieść szkody. W takiej sytuacji zaistnieć może sytuacja skutecznego dochodzenia przez nich roszczeń odszkodowawczych z tego tytułu od Spółki lub Spółek Przejmowanych. Istnieje ryzyko, że wskazana sytuacja będzie mogła mieć negatywny wpływ na działalność i wyniki finansowe Grupy TAURON i samej Spółki.

2.4.3 Spółka będzie przejściowo zobowiązana do odrębnego zarządzania majątkami łączących się spółek, co przejściowo ograniczy możliwość zarządzania mieniem Spółki

Zgodnie z art. 495 Kodeksu Spółek Handlowych, majątek każdej z połączonych spółek powinien być zarządzany przez Spółkę oddzielnie, aż do dnia zaspokojenia lub zabezpieczenia wierzycieli, których wierzytelności powstały przed Dniem Połączenia, a którzy przed upływem sześciu miesięcy od dnia ogłoszenia o Połączeniu zażądali na piśmie zapłaty z tytułu swoich wierzytelności. W okresie odrębnego zarządzania majątkami połączonych spółek wierzycielom każdej ze spółek służy pierwszeństwo zaspokojenia lub zabezpieczenia z majątku swej pierwotnej dłużniczki przed wierzycielami pozostałych łączących się spółek. Istnieje ryzyko, że wskazana sytuacja będzie mogła mieć negatywny wpływ na działalność i wyniki finansowe Grupy TAURON i samej Spółki.

2.4.4 Istnieją różnice w prawach wynikających z Akcji Połączeniowych w stosunku do udziałów w Spółkach Przejmowanych, co może powodować utrudnienia w ich wykonywaniu przez akcjonariuszy otrzymujących Akcje Połączeniowe

W wyniku dokonanego Połączenia dotychczasowym wspólnikom Energomix Servis i Enion Zarządzanie Aktywami wydane zostaną Akcje Połączeniowe. Z uwagi na odmienny charakter akcji jako papieru wartościowego w porównaniu do udziału w spółce z o.o. i praw z niego wynikających, jakie przysługiwały do tej pory wspólnikom w tych spółkach, należy wskazać szereg odmienności i ryzyk związanych z tą zmianą. W celu prawidłowej identyfikacji ryzyk i zagrożeń związanych ze statusem akcjonariusza w spółce akcyjnej konieczne jest zapoznanie się z prawami i obowiązkami akcjonariuszy opisanymi w punkcie 18.3 (*Prawa i obowiązki związane z Akcjami*). W odróżnieniu od udziałów w spółce z o.o. zaistnieje po stronie Spółki obowiązek wystawienia Akcji i wydania ich akcjonariuszowi, co z uwagi na uwarunkowania Oferty Akcji Połączeniowych może nastąpić poprzez zapisanie zdematerializowanych Akcji Połączeniowych na odpowiednim rachunku papierów wartościowych prowadzonym przez Oferującego Akcje Połączeniowe.

2.4.5 Wydanie Akcji Połączeniowych może nastąpić na rzecz osób nieuprawnionych. Z wykonywaniem praw z Akcji Połączeniowych mogą wiązać się dodatkowe koszty dla akcjonariuszy

Wydanie Akcji Połączeniowych nastąpi w oparciu o listy wspólników prowadzone przez Spółki Przejmowane. Nie można wykluczyć zarówno błędów w zakresie prowadzenia przez Spółki Przejmowane list wspólników, jak i błędów w przydziale i wydaniu Akcji Połączeniowych. Zaistnienie takich błędów może być źródłem roszczeń w stosunku do Spółki lub w stosunku do poszczególnych akcjonariuszy.

W związku z powiązaniem czasowym realizacji Oferty Akcji Połączeniowych z Ofertą, wydawane w wyniku Połączenia wspólnikom Spółek Przejmowanych Akcje Połączeniowe będą zapisywane na odpowiednim rachunku papierów wartościowych prowadzonym przez Oferującego Akcje Połączeniowe. Koszty prowadzenia rachunku papierów wartościowych ponosi lub będzie ponosić Spółka, przy czym z uwagi na obowiązującą u Oferującego Akcje Połączeniowe odpowiednią Tabelę prowizji i opłat nie można wykluczyć, iż w przypadku realizowania przez akcjonariusza swoich praw, w szczególności przeniesienia akcji, realizacji prawa poboru czy uzyskania prawa do wypłaty dywidendy, akcjonariusz może ponieść koszty takich operacji.

W przypadku opóźnienia lub braku decyzji Zarządu Giełdy o dopuszczeniu i wprowadzeniu Akcji do obrotu giełdowego lub w przypadku powodowanego innymi przyczynami braku dematerializacji Akcji Połączeniowych i w przypadku braku kontynuowania opłacania odpowiednich usług przez Spółkę może wystąpić sytuacja konieczności ponoszenia takich kosztów przez akcjonariusza, a w dalszej perspektywie w przypadku nieuiszczenia takich opłat przez akcjonariusza możliwe jest powstanie po stronie akcjonariusza obowiązku przeniesienia Akcji Połączeniowych na rachunek papierów wartościowych prowadzony przez inny uprawniony podmiot. W skrajnej sytuacji braku dematerializacji Akcji Połączeniowych lub wtórnej ich materializacji (tj. przywrócenia im formy dokumentu) i wydania Akcji Połączeniowych w formie dokumentu, akcjonariusz może być narażony na ryzyko zagubienia, zniszczenia lub kradzieży dokumentu akcji, co z uwagi na charakter akcji na okaziciela może w znaczący sposób utrudnić lub uniemożliwić realizację praw akcjonariusza wynikających z Akcji Połączeniowych, a w skrajnym przypadku może spowodować skuteczną realizację praw akcjonariusza przez osobę nieuprawnioną na szkodę akcjonariusza.

2.4.6 Parytet Wymiany może stać się źródłem roszczeń majątkowych opartych o Parytet Wymiany

W związku z przyjętym przez akcjonariuszy (wspólników) uczestniczących w Połączeniu spółek parytetem wymiany udziałów Energomix Servis i Enion Zarządzanie Aktywami na Akcje Połączeniowe istnieje ryzyko wysunięcia przez wspólników tych spółek, którzy poczują się poszkodowani w związku z przyjętym parytetem wymiany roszczeń odszkodowawczych na zasadach ogólnych, wynikających z Kodeksu Cywilnego. W przypadku ewentualnego uwzględnienia przez sąd takiego powództwa lub powództw Spółka może być zobowiązana do naprawienia szkody w wysokości zasądzonej przez sąd. Należy zwrócić uwagę, że zgodnie z art. 509 § 3 Kodeksu Spółek Handlowych uchwały o połączeniu spółek nie podlegają zaskarżeniu ze względu na zastrzeżenia dotyczące wyłącznie stosunku wymiany udziałów i akcji, co nie ogranicza jednak prawa do dochodzenia odszkodowania na zasadach ogólnych. Istnieje ryzyko, że wskazana sytuacja będzie mogła mieć negatywny wpływ na działalność i wyniki finansowe Grupy TAURON i samej Spółki.

2.4.7 Dopuszczenie i wprowadzenie Akcji Połączeniowych na Giełdę może nie zostać zrealizowane lub zostać zrealizowane z opóźnieniem (z uwagi na powiązanie z Ofertą)

Dopuszczenie i wprowadzenie Akcji Połączeniowych do obrotu na rynku regulowanym powiązane jest czasowo z terminem dopuszczenia i wprowadzenia do obrotu na rynku regulowanym innych Akcji, w tym Akcji Sprzedawanych, i jest uzależnione od przebiegu Oferty. W przypadku niezrealizowania lub opóźnienia wprowadzenia Akcji Sprzedawanych na Giełdę istnieje ryzyko, że taki stan rzeczy dotyczyć będzie również Akcji Połączeniowych, dlatego kluczowe dla oceny stanu i perspektyw Oferty Akcji Połączeniowych jest przeanalizowanie również ryzyk dotyczących Oferty opisanych w Prospekcie, w szczególności w zakresie niedojścia tej oferty do skutku, jej opóźnienia lub przesunięcia. Efektem tych zdarzeń może być szereg negatywnych skutków dla akcjonariuszy, w szczególności obniżenie wartości Akcji Połączeniowych związane z ryzykami wizerunkowymi Spółki, brak rynkowej wyceny Akcji Połączeniowych oraz znacznie obniżona płynność Akcji Połączeniowych, przy możliwym obrocie Akcjami Połączeniowymi jedynie w ograniczonym zakresie w ramach obrotu poza rynkiem regulowanym.

2.4.8 Obrót Akcjami Połączeniowymi może przebiegać w warunkach ograniczonej płynności i przy braku bieżących wycen Akcji

Akcje Połączeniowe do czasu ich wprowadzenia do obrotu na rynku regulowanym i rozpoczęcia ich notowań charakteryzowały się będą ograniczoną płynnością, co może rodzić po stronie akcjonariuszy negatywne konsekwencje w postaci utrudnionego zbycia tych akcji, konieczności zawierania umów sprzedaży w obrocie poza rynkiem regulowanym i rejestracji przeniesienia na odpowiednim rachunku papierów wartościowych. Zwiększone rygory takiego obrotu w stosunku do obrotu akcjami notowanymi na Giełdzie mogą w skrajnym przypadku ich niedochowania prowadzić do uznania czynności sprzedaży takich akcji za niedokonaną (nieskuteczną). Brak bieżącej wyceny może prowadzić do wykorzystywania niewiedzy lub przymusowego położenia poszczególnych akcjonariuszy w celu doprowadzenia ich do rozporządzenia Akcjami Połączeniowymi znacznie poniżej ich wartości. W kontekście opóźnienia się Oferty Akcji Połączeniowych może zaistnieć przejściowe zablokowanie możliwości kwalifikowanego dysponowania (o znacznym stopniu płynności) tymi akcjami.

2.4.9 Spółka może przerwać, odstąpić od przeprowadzenia lub zawiesić Ofertę Akcji Połączeniowych, co może opóźnić lub uniemożliwić wydanie Akcji Połączeniowych

Zgodnie z Uchwałą Połączeniową Zarząd jest upoważniony do niewnoszenia lub cofnięcia wniosku do sądu rejestrowego w zakresie rejestracji Połączenia, w przypadku gdyby rejestracja tego Połączenia mogła, wedle wyłącznego uznania Zarządu, mieć negatywny wpływ na realizację Oferty. Podjęcie przez Zarząd takiej decyzji skutkowałoby wstrzymaniem lub zawieszeniem realizacji Oferty Akcji Połączeniowych, a w razie upływu terminu z art. 431 § 4 Kodeksu Spółek Handlowych – odstąpieniem od przeprowadzenia Oferty Akcji Połączeniowych. Oferta Akcji Połączeniowych nie zostanie przeprowadzona również w przypadku, gdy do dnia wpisu Połączenia do Rejestru Przedsiębiorców Walne Zgromadzenie podejmie uchwałę o uchyleniu Uchwały Połączeniowej oraz zobowiązaniu Zarządu do dokonania wszelkich czynności faktycznych i prawnych mających na celu doprowadzenie do wstrzymania Połączenia. W takim przypadku Zarząd nie wnosiłby wniosku o rejestrację Połączenia i zmiany statutu Spółki w zakresie emisji Akcji Połączeniowych, a wniesiony wcześniej wniosek zostałby cofnięty. Wskutek powyższych zdarzeń Połączenie, jak i Oferta Akcji Połączeniowych nie doszłyby do skutku.

Ewentualna informacja o przerwaniu, zawieszeniu lub odstąpieniu od przeprowadzenia Oferty Akcji Połączeniowych zostanie podana do publicznej wiadomości w formie aneksu do Prospektu w sposób, w jaki został opublikowany Prospekt.

2.4.10 W przypadku odstąpienia od przeprowadzenia Oferty lub zawieszenia jej przeprowadzenia, może mieć to negatywny wpływ na Ofertę Akcji Połączeniowych

W związku z możliwością odstąpienia od przeprowadzenia Oferty lub zawieszenia jej przeprowadzenia należy wskazać na negatywne konsekwencje tych zdarzeń dla wprowadzenia Akcji Połączeniowych do obrotu na rynku regulowanym. Planowany proces Scalenia Akcji zakłada uzyskanie przez Spółkę statusu spółki publicznej w rozumieniu Ustawy o Ofercie oraz dopuszczenie wszystkich Akcji do obrotu na Gieldzie przed dniem ustalenia ceny sprzedaży w ramach Oferty. W związku z powyższym odstąpienie Akcjonariusza Sprzedającego od przeprowadzenia Oferty po przeprowadzeniu Scalenia Akcji nie będzie skutkowało dla Spółki zniesieniem statusu spółki publicznej oraz spółki, której akcje są dopuszczone do obrotu na rynku regulowanym. W związku z tym Spółka nadal będzie podlegała stosownym wymogom i obowiązkom. Natomiast obrót akcjami Spółki będzie ograniczony do obrotu Akcjami będącymi w posiadaniu akcjonariuszy Spółki innych niż Skarb Państwa, w efekcie czego rynek Akcji będzie mógł charakteryzować się niskim stopniem płynności.

2.4.11 Harmonogram Oferty Akcji Połączeniowych może ulec zmianie lub opóźnieniu

Nie można wykluczyć, że harmonogram Oferty Akcji Połączeniowych ulegnie zmianom.

Harmonogram Oferty Akcji Połączeniowych, przedstawiony w punkcie 25.3 (*Przewidywany harmonogram Oferty Akcji Połączeniowych i czynności w zakresie dopuszczenia i wprowadzenia Akcji Połączeniowych, do obrotu na rynku regulowanym*) zakłada, że obrót Akcjami Połączeniowymi na Gieldzie rozpocznie się w terminie około 30 czerwca 2010 r.

W przypadku gdyby doszło do zmiany harmonogramu Oferty Akcji Połączeniowych, wydłuży się okres oczekiwania na dzień, od którego akcjonariusze, którym przydzielono Akcje Połączeniowe, będą mogli nimi rozporządzać w obrocie na rynku regulowanym.

2.4.12 Może nastąpić zakaz lub wstrzymanie przeprowadzenia Oferty Akcji Połączeniowych, co może powodować niemożliwość lub opóźnienie wydania Akcji Połączeniowych

Zgodnie z art. 16 Ustawy o Ofercie, w przypadku naruszenia lub uzasadnionego podejrzenia naruszenia przepisów prawa w związku z ofertą publiczną dokonywaną na podstawie Prospektu, na terytorium Polski, przez Spółkę lub inne podmioty uczestniczące w Ofercie Akcji Połączeniowych w imieniu lub na zlecenie Spółki albo uzasadnionego podejrzenia, że takie naruszenie może nastąpić, KNF może:

- (a) nakazać wstrzymanie ubiegania się o dopuszczenie lub wprowadzenie Akcji Połączeniowych Spółki do obrotu na Gieldzie, na okres nie dłuższy niż dziesięć dni roboczych;
- (b) zakazać rozpoczęcia oferty publicznej albo dalszego jej prowadzenia, lub;
- (c) opublikować, na koszt Spółki, informację o niezgodnym z prawem działaniu w związku z ofertą publiczną.

KNF może zastosować przedstawione powyżej środki także w przypadku, gdy z treści dokumentów lub informacji, składanych do KNF lub przekazywanych do wiadomości publicznej, wynika, że:

- (a) oferta papierów wartościowych, dokonywana na podstawie Oferty Akcji Połączeniowych, lub ich dopuszczenie do obrotu na rynku regulowanym w znaczący sposób naruszałoby interesy inwestorów;
- (b) istnieją przesłanki, które w świetle przepisów prawa mogą prowadzić do ustania bytu prawnego Spółki;
- (c) działalność Spółki była lub jest prowadzona z rażącym naruszeniem przepisów prawa, które to naruszenie może mieć istotny wpływ na ocenę papierów wartościowych Spółki lub też w świetle przepisów prawa może prowadzić do ustania bytu prawnego lub upadłości Spółki, lub
- (d) status prawny papierów wartościowych jest niezgodny z przepisami prawa i w świetle tych przepisów istnieje ryzyko uznania tych papierów wartościowych za nieistniejące lub obciążone wadą prawną mającą istotny wpływ na ich ocenę.

2.4.13 Dopuszczenie i wprowadzenie Akcji Połączeniowych na Giełdę może nie zostać zrealizowane lub doznać opóźnienia (ryzyka samoistne)

Warunkiem rozpoczęcia notowań Akcji Połączeniowych na Giełdzie jest ich dopuszczenie, a następnie wprowadzenie do obrotu na Giełdzie w trybie określonym w Regulaminie Giełdy oraz w Szczegółowych Zasadach Obrotu Giełdowego.

Dopuszczenie Akcji Połączeniowych do obrotu nastąpi na podstawie uchwały Zarządu Giełdy podjętej na wniosek Spółki, przy czym uchwała Zarządu Giełdy w sprawie dopuszczenia Akcji Połączeniowych do obrotu na Giełdzie musi zostać podjęta w terminie czternastu dni od złożenia wniosku przez Spółkę. Rozpoznając wniosek o dopuszczenie Akcji Połączeniowych do obrotu, Zarząd Giełdy będzie brał pod uwagę kryteria określone w Regulaminie Giełdy, którymi są przede wszystkim sytuacja finansowa Spółki i jej prognoza, perspektywy rozwoju Spółki, doświadczenie i kwalifikacje członków Zarządu oraz Rady Nadzorczej oraz bezpieczeństwo obrotu i interesy jego uczestników. Podjęcie uchwały o dopuszczeniu Akcji Połączeniowych do obrotu zależy również od pozytywnych przewidywań Zarządu Giełdy co do przyszłej płynności obrotu Akcji Połączeniowych objętych wnioskiem o dopuszczenie oraz bezpieczeństwa transakcji, których przedmiotem będą Akcje Połączeniowe. W związku z tym, że powyższe kryteria mają charakter ocenny, istnieje ryzyko podjęcia przez Zarząd Giełdy uchwały o odmowie dopuszczenia Akcji Połączeniowych do obrotu na Giełdzie, od której przysługuje Spółce odwołanie do Rady Giełdy. Skutkiem odmowy dopuszczenia Akcji Połączeniowych do obrotu na Giełdzie jest niemożność złożenia ponownego wniosku o dopuszczenie tych samych Akcji Połączeniowych przez okres sześciu miesięcy od dnia doręczenia uchwały Zarządu Giełdy, a w przypadku wniesienia odwołania od dnia doręczenia uchwały Rady Giełdy.

Spółka powinna złożyć wniosek o wprowadzenie Akcji Połączeniowych do obrotu na Giełdzie w terminie nie dłuższym niż sześć miesięcy odpowiednio od dnia wydania uchwały o dopuszczeniu Akcji Połączeniowych do obrotu, jako że po upływie tego okresu Zarząd Giełdy może uchylić uchwałę o dopuszczeniu. Wprowadzenia Akcji Połączeniowych do obrotu na Giełdzie dokonuje Zarząd Giełdy w drodze uchwały. Jeśli wniosek o wprowadzenie Akcji Połączeniowych do obrotu będzie spełniał warunki określone w Regulaminie Giełdy i Szczegółowych Zasadach Obrotu Giełdowego, Zarząd Giełdy wprowadzi Akcje Połączeniowe do obrotu na Giełdzie. Istnieje ryzyko, że złożony przez Spółkę wniosek o wprowadzenie Akcji Połączeniowych do obrotu będzie dotknięty brakami. Może to skutkować opóźnieniem rozpoczęcia notowań Akcji Połączeniowych o czas potrzebny na uzupełnienie takich braków. Warunkiem rozpoczęcia notowań Akcji Połączeniowych na Giełdzie będzie również ich rejestracja w KDPW.

Niezależnie od sytuacji opisanych powyżej, KNF może nakazać wstrzymanie dopuszczenia lub rozpoczęcia notowań Akcji Połączeniowych na okres nie dłuższy niż dziesięć dni, uzasadniając to zagrożeniem bezpieczeństwa obrotu na Giełdzie lub zagrożeniem interesów inwestorów (art. 20 ust. 1 Ustawy o Ofercie). W przypadku natomiast naruszenia lub uzasadnionego podejrzenia naruszenia przepisów prawa w związku z ubieganiem się o dopuszczenie lub wprowadzenie do obrotu na Giełdzie, KNF może:

- (i) nakazać wstrzymanie ubiegania się o dopuszczenie lub wprowadzenie Akcji Połączeniowych do obrotu na okres nie dłuższy niż dziesięć dni,
- (ii) zakazać dopuszczenia lub wprowadzenia Akcji Połączeniowych do obrotu lub
- (iii) opublikować informacje o niezgodnym z prawem działaniu w związku z dopuszczaniem lub wprowadzaniem Akcji Połączeniowych do obrotu na Giełdzie (art. 17 Ustawy o Ofercie).

W przypadku opóźnienia rozpoczęcia notowań Akcji Połączeniowych z przyczyn opisanych powyżej akcjonariusze muszą liczyć się z czasowym ograniczeniem płynności obrotu Akcjami Połączeniowymi. Nie oznacza to jednak braku możliwości dokonywania obrotu Akcjami Połączeniowymi. Do dnia pierwszego notowania Akcji Połączeniowych na Giełdzie mogą one być przedmiotem transakcji dokonywanych poza Giełdą.

3. Ważne Informacje

3.1 Ważne informacje na temat Prospektu

Niniejszy Prospekt został sporządzony w związku z (i) ofertą publiczną Akcji Sprzedawanych prowadzoną w Polsce przez Akcjonariusza Sprzedającego, (ii) wydawaniem przez Spółkę Akcji Połączeniowych Wspólnikom Spółek Przejmowanych i (iii) ubieganiem się o dopuszczenie Akcji do obrotu na GPW oraz został zatwierdzony przez KNF w dniu 27 maja 2010 r. Niniejszy Prospekt został sporządzony w oparciu o obowiązujące przepisy prawa, w szczególności Ustawę o Ofercie oraz Rozporządzenie Prospektowe. Niniejszy Prospekt, będący prospektem emisyjnym w rozumieniu art. 7 ust. 1 Ustawy o Ofercie, jest jedynym prawnie wiążącym dokumentem informacyjnym o Spółce, Grupie TAURON oraz Akcjach Sprzedawanych i – z zastrzeżeniem Planu Połączenia – Akcjach Połączeniowych, stanowiącym odpowiednio podstawę podjęcia przez potencjalnych inwestorów decyzji o nabyciu Akcji Sprzedawanych w ramach Oferty w Polsce lub sporządzonym w związku z Połączeniem i wydawaniem przez Spółkę Akcji Połączeniowych Wspólnikom Spółek Przejmowanych. Niniejszy Prospekt publikowany jest jedynie na terytorium Polski, a oferta publiczna Akcji Sprzedawanych i Akcji Połączeniowych przeprowadzana jest na jego podstawie wyłącznie w Polsce. Niniejszy Prospekt nie będzie publikowany poza terytorium Polski, w szczególności w innych Państwach Członkowskich, na podstawie postanowień Rozporządzenia Prospektowego.

Inwestorzy powinni polegać wyłącznie na informacjach zawartych w niniejszym Prospekcie. Z zastrzeżeniem właściwych przepisów prawa, żadna osoba nie jest upoważniona do udzielania informacji ani składania jakichkolwiek oświadczeń w związku z Ofertą, sprzedażą Akcji Sprzedawanych lub wydawaniem Akcji Połączeniowych innych niż zawarte w niniejszym Prospekcie, a w przypadku ich udzielenia lub złożenia, informacje lub oświadczenia te nie mogą zostać uznane za udzielone lub złożone z upoważnienia Spółki lub Grupy TAURON, Akcjonariusza Sprzedającego ani któregokolwiek z Globalnych Współprowadzących Księgę Popytu i Oferującego Akcje Połączeniowe, o ile nie zostały udzielone lub złożone bezpośrednio przez którąkolwiek z wyżej wymienionych stron. Niniejszy Prospekt został przygotowany przez: (i) Spółkę oraz Akcjonariusza Sprzedającego wyłącznie w celu umożliwienia potencjalnym inwestorom rozważenia nabycia Akcji Sprzedawanych oraz (ii) Spółkę wyłącznie na potrzeby Połączenia w celu umożliwienia Wspólnikom Spółek Przejmowanych uzyskania informacji odnośnie warunków, na jakich Wspólnikom Spółek Przejmowanych wydawane są Akcje Połączeniowe, jak również przedstawienia informacji o Grupie TAURON oraz Akcjach Sprzedawanych i Akcjach Połączeniowych w związku z ubieganiem się o dopuszczenie Akcji do obrotu na rynku regulowanym.

Każdy z Globalnych Współprowadzących Księgę Popytu działa w związku z Ofertą wyłącznie na rzecz Spółki oraz Akcjonariusza Sprzedającego.

Decyzja o nabyciu Akcji Sprzedawanych jest samodzielną decyzją inwestora podjętą w oparciu o niniejszy Prospekt oraz własną ocenę Spółki i warunków Oferty, w tym korzyści i ryzyka, dokonaną przez inwestora. W szczególności, inwestor sam ponosi ryzyko związane z inwestycją w Akcje Sprzedawane, w tym ryzyko zgodności z prawem takiej inwestycji. Niniejszy Prospekt nie stanowi porady prawnej, finansowej, podatkowej czy innej i każdy inwestor powinien we własnym zakresie uzyskać poradę w sprawach prawnych, finansowych i podatkowych.

Niniejszy Prospekt nie stanowi oferty sprzedaży ani próby zabiegania o inwestorów w imieniu lub na rzecz Spółki, Akcjonariusza Sprzedającego lub któregokolwiek z Globalnych Współprowadzących Księgę Popytu w celu sprzedaży Akcji Sprzedawanych lub pozyskania inwestorów na Akcje Sprzedawane w jakiegokolwiek jurysdykcji, w której składanie takiej oferty lub próby zabiegania o inwestorów są niezgodne z przepisami prawa. Rozpowszechnianie niniejszego Prospektu oraz oferty sprzedaży papierów wartościowych podlega w niektórych jurysdykcjach ograniczeniom na mocy obowiązujących przepisów prawa. Osoby, które wejdą w posiadanie niniejszego Prospektu, zobowiązane są do zapoznania się z ograniczeniami rozpowszechniania niniejszego Prospektu właściwymi dla jurysdykcji, której podlegają, oraz do przestrzegania tych ograniczeń. Więcej informacji na temat ograniczeń w oferowaniu i sprzedaży Akcji Sprzedawanych znaleźć można w Rozdziale 24 (*Ograniczenia Sprzedaży Akcji Sprzedawanych*).

Terminy pisane w niniejszym Prospekcie z wielkiej litery zostały zdefiniowane w Rozdziale 28 (*Definicje*) lub w tekście niniejszego Prospektu. Wyjaśnienia terminów branżowych używanych w niniejszym Prospekcie zostały zamieszczone w Rozdziale 29 (*Terminy Branżowe*). O ile z kontekstu nie wynika inaczej, terminy „Grupa TAURON” oraz „Grupa” odnoszą się do spółki TAURON Polska Energia S.A. z siedzibą w Katowicach wraz ze wszystkimi jej Spółkami Zależnymi, tj. do Spółki oraz spółek zależnych Spółki, których sprawozdania finansowe są konsolidowane ze sprawozdaniem finansowym Spółki przy zastosowaniu metody konsolidacji pełnej. Wszelkie odniesienia do „Rozdziału” stanowią odniesienia do rozdziału niniejszego Prospektu.

O ile nie wskazano inaczej, wszelkie przekonania, oczekiwania, szacunki i opinie Spółki lub jej kierownictwa odzwierciedlają przekonania, oczekiwania, szacunki i opinie Zarządu.

3.2 Zmiany do Prospektu

3.2.1 Aneksy

W przypadku, gdy po dniu zatwierdzenia Prospektu przez KNF, tj. po 27 maja 2010 r., wystąpią lub ujawnią się istotne okoliczności mogące mieć wpływ na ocenę inwestycji w Akcje Sprzedawane bądź wystąpią lub ujawnią się błędy w tekście Prospektu, Spółka będzie zobowiązana do sporządzenia aneksu do Prospektu, przedstawienia go KNF do zatwierdzenia oraz do jego upublicznienia w sposób, w jaki sam Prospekt

został udostępniony do publicznej wiadomości. Przekazanie aneksu do zatwierdzenia przez KNF powinno nastąpić niezwłocznie po wystąpieniu zdarzenia uzasadniającego jego sporządzenie, przy czym w żadnym wypadku nie później niż w terminie dwóch dni roboczych. Z kolei udostępnienie aneksu do publicznej wiadomości powinno nastąpić niezwłocznie po jego zatwierdzeniu, przy czym w żadnym wypadku nie później niż w ciągu 24 godzin od zatwierdzenia przez KNF.

Obowiązek sporządzania aneksów do Prospektu będzie trwał do dnia dopuszczenia Akcji do obrotu na Giełdzie.

W przypadku, gdy w okresie pomiędzy zatwierdzeniem Prospektu przez KNF a udostępnieniem Prospektu do publicznej wiadomości zostaną sporządzone i zatwierdzone aneksy do Prospektu, wraz z udostępnieniem Prospektu do publicznej wiadomości zostaną udostępnione w taki sam sposób (aczkolwiek w formie odrębnego dokumentu) aneksy do Prospektu. Inwestorzy winni mieć na uwadze fakt, że w takiej sytuacji niektóre informacje zawarte w Prospekcie mogą być nieaktualne na dzień jego udostępnienia do wiadomości publicznej. W związku z powyższym inwestorzy winni zapoznać się z treścią zarówno Prospektu, jak i aneksów do Prospektu udostępnionych do wiadomości publicznej w dniu upublicznienia Prospektu, jak i po tym dniu. Istniejącą w takiej sytuacji rozbieżność między treścią Prospektu a treścią aneksu należy rozstrzygnąć na korzyść aneksu.

3.2.2 Komunikaty aktualizujące

W przypadku wystąpienia okoliczności dotyczących organizacji lub prowadzenia subskrypcji lub sprzedaży Akcji Sprzedawanych lub wydawania Akcji Połączeniowych, a także dopuszczenia Akcji do obrotu na Giełdzie, które nie uzasadniają sporządzenia aneksu do Prospektu, ale powodują zmianę treści Prospektu, Spółka będzie mogła udostępnić informację o wystąpieniu powyższych okoliczności w formie komunikatu aktualizującego. Udostępnienie komunikatu aktualizującego następuje w sposób, w jaki został udostępniony Prospekt, przy czym taki komunikat powinien zostać jednocześnie przekazany do KNF. W przypadku, gdy w okresie pomiędzy zatwierdzeniem Prospektu przez KNF a udostępnieniem Prospektu do publicznej wiadomości zostaną sporządzone komunikaty aktualizujące, wraz z udostępnieniem Prospektu do publicznej wiadomości zostaną udostępnione w taki sam sposób (aczkolwiek w formie odrębnego dokumentu) komunikaty aktualizujące.

3.2.3 Informacja o cenie i ostatecznej liczbie Akcji Sprzedawanych oferowanych w Ofercie

Prospekt nie zawiera informacji o ostatecznej Cenie Sprzedaży, ani o ostatecznej liczbie Akcji Sprzedawanych oferowanych w Ofercie. Informacje na temat Ceny Sprzedaży oraz ostatecznej liczbie Akcji Sprzedawanych zostanie przekazana przez Spółkę do publicznej wiadomości w trybie określonym w art. 54 ust. 3 Ustawy o Ofercie, tj. w sposób, w jaki zostanie opublikowany Prospekt oraz w formie raportu bieżącego. Inwestorom, którzy złożą zapisy na Akcje Sprzedawane przed przekazaniem do publicznej wiadomości powyższych informacji, przysługiwać będzie uprawnienie do uchylenia się od skutków prawnych złożonego zapisu, w terminie dwóch dni roboczych od dnia przekazania do publicznej wiadomości takiej informacji, stosownie do art. 54 ust. 1 pkt 3 Ustawy o Ofercie.

3.3 Prezentacja informacji finansowych i innych danych

Zbadane Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za lata obrotowe zakończone w dniu 31 grudnia 2007 r., w dniu 31 grudnia 2008 r. oraz w dniu 31 grudnia 2009 r. oraz Śródroczne Skrócone Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za pierwszy kwartał 2010 r. zakończone w dniu 31 marca 2010 r., zamieszczone w niniejszym Prospekcie zostało sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej wydanymi przez Radę Międzynarodowych Standardów Rachunkowości, w formie przyjętej przez Unię Europejską. Zbadane Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe zostało zbadane przez niezależnego biegłego rewidenta Grupy TAURON, spółkę Ernst & Young Audit Sp. z o.o.

W niniejszym Prospekcie przedstawiono również Śródroczne Skrócone Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe Spółki, przy czym sprawozdanie to nie zostało poddane badaniu przez podmiot uprawniony do badania sprawozdań finansowych. Śródroczne Skrócone Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za pierwszy kwartał 2010 r. zawiera również dane porównawcze obejmujące okres od dnia 1 stycznia 2009 r. do dnia 31 marca 2009 r. Przegląd Śródrocznego Skróconego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego został przeprowadzony przez Ernst & Young Audit Sp. z o.o.

Prezentacja informacji finansowych zgodnie z MSSF wymaga od Zarządu przyjęcia pewnych szacunków i założeń, które mogą mieć wpływ na dane przedstawione w sprawozdaniu finansowym oraz informacjach dodatkowych do sprawozdania finansowego.

Zbadane Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe jest pierwszym skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym Grupy TAURON sporządzonym zgodnie z MSSF. Na dzień zatwierdzenia Zbadanego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego do publikacji, tj. na dzień 16 marca 2010 r., ostatnim skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym Grupy TAURON sporządzonym zgodnie z PSR było skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy TAURON sporządzone za rok obrotowy zakończony w dniu 31 grudnia 2008 r. Datą przejścia na stosowanie MSSF jest dzień 1 stycznia 2007 r. Zgodnie z MSSF 1 Zbadane Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe zostało sporządzone przy zastosowaniu wszystkich standardów obowiązujących na dzień 31 grudnia 2009 r., tak jakby obowiązywały one na dzień 1 stycznia 2007 r., co wiąże się z obowiązkiem dokonania przekształceń w skonsolidowanych sprawozdaniach finansowych sporządzonych zgodnie z PSR. Opis najważniejszych różnic pomiędzy PSR i MSSF oraz wymagane uzgodnienia w zakresie kapitałów własnych, całkowitych dochodów, aktywów oraz przepływów pieniężnych zostały zamieszczone w Nocie 9 Zbadanego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego.

Spółka nie podaje prognoz wyników ani wyników szacunkowych.

Dane finansowe dotyczące sytuacji finansowej Grupy TAURON zamieszczone w niniejszym Prospekcie, w szczególności dane zamieszczone w Rozdziale 9 (*Wybrane Historyczne Informacje Finansowe i Dane Operacyjne*) i Rozdziale 10 (*Przegląd Sytuacji Operacyjnej i Finansowej*), zostały opracowane w oparciu o informacje zawarte w Zbadanym Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym i Śródrocznym Skróconym Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym, chyba że wskazano, że zostały opracowane w oparciu o inne źródła takie jak zapisy księgowe i opracowania sporządzone przez Spółkę na własne potrzeby.

Grupa TAURON przygotowuje sprawozdania finansowe w walucie funkcjonalnej i sprawozdawczej Grupy TAURON, jaką jest waluta polska. O ile nie zaznaczono inaczej lub nie wymaga tego kontekst, odniesienia w niniejszym Prospekcie do „PLN”, „polskich złotych” lub „złotych” są odniesieniami do prawnego środka płatniczego na terytorium Polski; wszelkie odniesienia do „EUR” lub „Euro” są odniesieniami do wspólnej waluty wprowadzonej na początku trzeciego etapu Europejskiej Unii Gospodarczej i Walutowej, włączając Grecję, Słowenię, Cypr, Maltę i Słowację; wszelkie odniesienia do „dolarów amerykańskich”, „USD”, „\$” lub „US\$” są odniesieniami do prawnego środka płatniczego na terytorium Stanów Zjednoczonych Ameryki.

Niektóre dane operacyjne i informacje statystyczne dotyczące działalności Grupy TAURON zawarte w niniejszym Prospekcie nie podlegały badaniu i pochodzą z niezbadanych sprawozdań finansowych lub zapisów księgowych.

Niektóre dane finansowe przedstawione w niniejszym Prospekcie zostały zaokrąglone i podane w milionach lub miliardach złotych, a nie w tysiącach złotych, jak w Zbadanym Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym lub Śródrocznym Skróconym Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym. Ponadto, czasami kwoty w poszczególnych kolumnach i wierszach tabel zawartych w niniejszym Prospekcie mogą nie odpowiadać dokładnie sumom wyliczonym dla danej kolumny lub wiersza. Niektóre wartości procentowe również zostały zaokrąglone i ich łączna kwota może nie być równa 100%. Obliczenia dotyczące zmian procentowych pomiędzy okresami porównawczymi zostały dokonane na podstawie kwot oryginalnych a niezaokrąglonych.

Niektóre części Prospektu zawierają odniesienia do EBITDA. Za wyjątkiem gdy EBITDA podawana jest w podziale na segmenty działalności (jak opisano poniżej), Grupa TAURON definiuje EBITDA jako zysk operacyjny (w przypadku EBITDA dla poszczególnych segmentów działalności – zysk (strata) z działalności kontynuowanej przed opodatkowaniem i przychodami (kosztami) finansowymi z danego segmentu działalności) powiększony o amortyzację i odpisy na aktywa niefinansowe.

EBITDA nie jest miarą zysku operacyjnego, wyniku działalności ani płynności zgodnie z MSSF. EBITDA jest miarą stosowaną przez Grupę TAURON w zarządzaniu prowadzoną przez nią działalnością. Zarząd uważa, że wskaźnik EBITDA jest powszechnie prezentowany i używany przez inwestorów w celu spójnego porównania wyników działalności bez uwzględniania amortyzacji, która może się znacznie różnić w zależności od przyjętych metod księgowych (w szczególności, gdy miało miejsce nabycie składnika majątku) oraz bez uwzględnienia elementów innych niż koszty i przychody operacyjne. Wskaźnik EBITDA został zaprezentowany w niniejszym Prospekcie, aby umożliwić pełniejszą i bardziej wyczerpującą analizę wyników działalności Grupy TAURON w porównaniu z innymi podmiotami. Jednakże inwestor nie powinien analizować EBITDA w oderwaniu od analizy lub zamiast analizy zysku operacyjnego ustalonego według MSSF ani traktować EBITDA jako wskaźnika wyniku działalności Grupy TAURON lub przepływów pieniężnych Grupy TAURON z działalności operacyjnej, które powinny być analizowane w oparciu o dane opracowane według MSSF. Inwestor nie powinien opierać się na EBITDA jako wskaźniku nieprzewidywanym w MSSF, lecz na analizie przedstawionej w rachunku zysków i strat Grupy TAURON lub w rachunku przepływów pieniężnych Grupy TAURON. EBITDA prezentowana w niniejszym Prospekcie nie jest porównywalna z EBITDA prezentowaną przez inne spółki, jako że brak jest jednolitej definicji EBITDA. W konsekwencji, EBITDA prezentowana przez Grupę TAURON nie musi być porównywalna z podobnie nazywanymi wskaźnikami prezentowanymi przez inne spółki.

Niektóre ograniczenia stosowania EBITDA jako miernika obejmują, między innymi, następujące kwestie:

- wskaźnik ten nie odzwierciedla wydatków gotówkowych Grupy TAURON ani przyszłych potrzeb w zakresie nakładów inwestycyjnych lub zobowiązań umownych;
- wskaźnik ten nie odzwierciedla zmian w zapotrzebowaniu Grupy TAURON na kapitał obrotowy ani potrzeb gotówkowych Grupy TAURON w tym zakresie;
- wskaźnik ten nie odzwierciedla kosztów odsetkowych ani potrzeb gotówkowych Grupy TAURON związanych ze spłatą oraz obsługą zadłużenia Grupy TAURON;
- chociaż amortyzacja należy do kosztów, które nie wiążą się z wydatkiem środków pieniężnych, aktywa podlegające amortyzacji często są zastępowane, natomiast EBITDA nie odzwierciedla potrzeb gotówkowych związanych z takim zastąpieniem.

W Rozdziale 9 (*Wybrane Historyczne Informacje Finansowe i Dane Operacyjne*) zamieszczona jest informacja o zysku operacyjnym oraz EBITDA.

3.4 Dane makroekonomiczne, branżowe i statystyczne

W niniejszym Prospekcie Grupa TAURON przedstawiła niektóre dane dotyczące sektora gospodarki i rynku, takie jak statystyki wolumenu sprzedaży i udziału w rynku pochodzące z oficjalnych źródeł branżowych, jak również z innych źródeł zewnętrznych, które Grupa TAURON uważa za wiarygodne. Takie informacje, dane i statystyki mogą być przybliżone, szacunkowe lub zawierać zaokrąglone liczby.

Niektóre dane makroekonomiczne i statystyczne w odniesieniu do Polski oraz informacje dotyczące pozycji konkurencyjnej Spółki i Grupy TAURON zawarte w niniejszym Prospekcie wynikają z oficjalnych danych m.in. Narodowego Banku Polskiego, Agencji Rynku Energii S.A., Głównego Urzędu Statystycznego, Urzędu Regulacji Energetyki i Rady Ministrów. Ponadto, niektóre prognozy oraz dane dotyczące rynku, gospodarki i sektora działalności oraz twierdzenia dotyczące pozycji Grupy TAURON na rynku pochodzą z własnych badań lub badań przeprowadzonych na zlecenie Grupy TAURON przez osoby trzecie. Takie badania na zlecenie obejmują publikacje ogólne oraz dotyczące sektora działalności, w tym Politykę Energetyczną Polski do 2030 r. oraz publikacje polskiej prasy.

Grupa TAURON potwierdza, że wszystkie informacje pochodzące od osób trzecich zostały dokładnie powtórzone i według najlepszej wiedzy Grupy TAURON nie zostały pominięte żadne fakty, w wyniku czego prezentowane informacje byłyby niedokładne lub wprowadzałyby w błąd.

Niemniej jednak, inwestorzy powinni rozważyć informacje pochodzące od osób trzecich z ostrożnością. Informacje pochodzące od osób trzecich zawarte w niniejszym Prospekcie nie zostały niezależnie zweryfikowane, jak również nie zostały przeprowadzone jakiegokolwiek badania poprawności sporządzenia lub metodologii osób trzecich w przygotowaniu takich danych lub dokonywaniu szacunków i prognoz. W szczególności, badania rynku są często dokonywane w oparciu o informacje lub założenia, które mogą być niedokładne lub nieodpowiednie, a ich metodologia z natury polega na przewidywaniu i spekulacji. W związku z powyższym nie można mieć pewności, że takie informacje są prawdziwe lub w odniesieniu do przewidywanych danych, że prognozy zostały oparte na prawidłowych informacjach i założeniach lub że okażą się one trafne. Niniejszy punkt Prospektu należy czytać łącznie z punktem 3.7 (*Stwierdzenia dotyczące przyszłości*).

Źródło pochodzenia informacji od osób trzecich zawartych w Prospekcie podawane jest każdorazowo w przypadku użycia takich informacji w Prospekcie. W przypadku braku wskazania źródła pochodzenia informacji zawartych w niniejszym Prospekcie należy uznać, że zostały one dostarczone przez Spółkę.

3.5 Sprawozdawczość dotycząca złóż kopalni

Informacje zawarte w niniejszym Prospekcie dotyczące oszacowania zasobów kopalni i zostały zaczerpnięte lub pochodzą z Raportu Eksperta ds. Złóż zawartego w Załączniku nr 6 Prospektu i muszą być odczytywane łącznie z pełną treścią Raportu Eksperta ds. Złóż.

Określone dane dotyczące klasyfikacji rezerw złóż kopalni przedstawione w niniejszym Prospekcie zostały opracowane zgodnie z Polską Klasyfikacją i Metodami Oszacowania Zasobów i Rezerw (**Polska Klasyfikacja Złóż**) ustanowioną na podstawie Rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 6 lipca 2005 r. w sprawie szczegółowych wymagań, jakim powinny odpowiadać dokumentacje geologiczne złóż kopalni (Dz.U. z 2005 r. Nr 136, poz. 1151). Zasoby i rezerwy przedstawione zgodnie z Polską Klasyfikacją Złóż zostały dostosowane i przedstawione zgodnie z Australazjatyckim Kodeksem Sprawozdawczości w zakresie Wyników Poszukiwawczych, Zasobów Złóż i Rezerw Rudy (*Australasian Code for Reporting of Exploration Results, Mineral Resources and Ore Reserves*) opublikowanym w 2004 r. przez Wspólny Komitet do Spraw Rezerw Rudy Australazjatyckiego Instytutu Górnictwa i Metalurgii (*Joint Ore Reserves Committee of the Australasian Institute of Mining and Metallurgy, JORC*), Australijski Instytut Geologów (*Australian Institute of Geoscientists*) i Australijską Radę do Spraw Złóż (*Minerals Council of Australia*) (**Klasyfikacja JORC**). Generalnie, Polska Klasyfikacja Złóż istotnie różni się od Klasyfikacji JORC, Kodeksu Sprawozdawczości (*Reporting Code*) (Wielka Brytania/Irlandia/Europa Zachodnia), Standardu Definicji i Wytycznych CIM (*CIM Definition Standards and Guidelines*) (Kanada) lub Instrukcji SME (*SME Guide*) (USA).

Polska Klasyfikacja Złóż

Co do zasady, Polska Klasyfikacja Złóż opiera się na dwóch głównych kryteriach służących opisaniu zasobów mineralnych: (i) stopnia rozpoznania zasobu (w ramach którego wyróżnia się zasoby udokumentowane oraz zasoby perspektywiczne) oraz (ii) możliwości ekonomicznego wykorzystania zasobów (wyróżniamy zasoby bilansowe – ekonomiczne, tzn. zasoby, których wydobycie jest opłacalne oraz zasoby pozabilansowe – nieekonomiczne, których wydobycie obecnie jest nieopłacalne).

Udokumentowanymi zasobami są te zasoby, dla których parametry, w tym ilość, jakość i głębokość występowania, zostały zbadane w ramach określonej lokalizacji i które są należycie udokumentowane. Udokumentowane zasoby są zgodnie z Polską Klasyfikacją Złóż podzielone na następujące kategorie:

- | | |
|---------------|--|
| Kategoria A: | złoże jest rozpoznane w wysokim stopniu i w pełni zanalizowane z ekonomicznego punktu widzenia. Błąd oszacowania rzeczywistych zasobów nie przekracza 10%. |
| Kategoria B: | złoże jest zbadane w stopniu umiarkowanym, cechy i właściwości złoża są rozpoznane w sposób wystarczająco szczegółowy, aby gwarantować realizację projektu w stopniu podstawowym. Błąd oszacowania rzeczywistych zasobów nie przekracza 20%. |
| Kategoria C1: | złoża wymagają dalszych badań w celu określenia ich parametrów i jakości, jak również dalszych prac w związku z ich poszukiwaniem i uzyskiwaniem do nich dostępu. Błąd oszacowania rzeczywistych zasobów nie przekracza 30%. |

Kategoria C2: kategoria zbliżona do C1 powyżej, jednakże zasoby są zwykle określane na podstawie odwiertów i prac odkrywkowych prowadzonych na znacznych obszarze. Błąd oszacowania rzeczywistych zasobów nie przekracza 40%.

Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 27 czerwca 2005 r. w sprawie szczegółowych wymagań, jakim powinny odpowiadać projekty zagospodarowania złóż (Dz.U. z 2005 r. Nr 128, poz. 1075), projekt zagospodarowania złoża (dokument zawierający ogólną ocenę warunków geologicznych, technicznych, środowiskowych, prawnych i ekonomicznych dotyczących danego złoża), powinien określać w szczególności, zasoby:

Przemysłowe: część zasobów bilansowych przewidzianych do eksploatacji w trakcie sporządzania projektu kopalni; kalkulacja tych zasobów uwzględnia straty powstałe w związku z wydobyciem oraz zubożeniem złoża.

Nieprzemysłowe: część zasobów bilansowych nie uwzględniona w zasobach przemysłowych.

Generalnie, mimo że stosowane w Polsce procedury oceny zasobów mineralnych różnią się w pewnym zakresie od wytycznych Klasyfikacji JORC, istniejące różnice nie są znaczące z perspektywy potencjalnych inwestorów, w szczególności nie powinny skutkować wystąpieniem istotnych różnic w odniesieniu do przewidywanej wielkości zasobów w danym złożu.

W tym kontekście należy jednak wskazać na ważną różnicę pomiędzy Polską Klasyfikacją Złóż a Klasyfikacją JORC dotyczącą zakresu pojęcia „rezerwy”. Zgodnie z Klasyfikacją JORC terminy „rezerwy” (*reserves*) oraz „zasoby” (*resources*) są odrębnymi pojęciami. Termin „rezerwy” stanowi podzbiór ogólnej kategorii „zasoby” i odnosi się jedynie do przewidywanej ilości węgla, należącej do kategorii węgla dobrze rozpoznanego, której wydobycie jest ekonomicznie opłacalne. W odróżnieniu od Klasyfikacji JORC, polski system przewiduje jeden, zbiorczy termin „zasoby” (bez dodatkowego wyodrębnienia kategorii „rezerw”) obejmujący całość szacowanej ilości węgla potencjalnie nadającej się do eksploatacji. Dodatkowo jednak, z perspektywy opłacalności ekonomicznej, zasoby węgla dzieli się na dwie grupy: (i) zasoby bilansowe (których wydobycie jest aktualnie opłacalne) oraz (ii) zasoby pozabilansowe (których wydobycie aktualnie jest nieopłacalne). Ogólnie rzecz biorąc, kategoria „zasoby bilansowe” Polskiej Klasyfikacji Złóż powinna, co do zasady, pokrywać się z zakresem kategorii „bazowych zasobów węgla” (*coal resource base*) Klasyfikacji JORC (stanowiącej sumę tzw. „zasobów zmierzonych”, zasobów wykazanych oraz zasobów domniemanych). Natomiast termin „zasoby przemysłowe” Polskiej Klasyfikacji Złóż jest zbliżony do zakresu pojęcia „rezerwy” Klasyfikacji JORC.

Analizując zasady klasyfikowania bazowych wielkości zasobów z uwzględnieniem planowanego wydobycia, powyższe dwa systemy klasyfikacji wykazują dalsze różnice. Zgodnie z Polską Klasyfikacją Złóż, w ramach kategorii zasobów bilansowych wyodrębnia się tzw. zasoby przemysłowe (złoża przewidziane do wydobycia) oraz zasoby nieprzemysłowe. Zasoby przemysłowe obejmują globalną wielkość wydobycia w całym okresie funkcjonowania kopalni. W ramach Klasyfikacji JORC status „rezerw” jest nadawany jedynie zasobom, wobec których przeprowadzono realistyczną ocenę wykazującą, że wydobycie węgla jest możliwe i opłacalne w ramach określonych założeń finansowych. W rezultacie, ilości węgla określone jako „rezerwy” wskazują wielkości wydobycia w przeciągu najbliższych 10–20 lat (przygotowanie realistycznych projekcji kosztów wydobycia w okresie dłuższym niż 20 lat jest niezwykle trudne). W przypadku PKW, zgodnie z przyjętą polityką, ocena opłacalności wydobycia oceniana jest w 10-letnim horyzoncie czasowym i aktualizowana co roku, dlatego zgodnie z Klasyfikacją JORC kategoria „rezerwy” odpowiada zakładanemu 10-letniemu okresowi wydobycia.

Klasyfikacja JORC

Zgodnie z Klasyfikacją JORC, zasób kopaliny oznacza wystąpienie złoża ustalone na podstawie informacji geologicznych oraz przewidywanej zawartości substancji niepożądanych, wobec którego istnieją uzasadnione perspektywy opłacalnej ekonomicznie eksploatacji. Zasoby kopalin są podzielone w ramach Klasyfikacji JORC na „zmierzone” (*measured*), „wykazane” (*indicated*) oraz „domniemane” (*inferred*) odzwierciedlające ilość wiedzy geologicznej na ich temat:

Zmierzone zasoby kopaliny (*measured mineral resources*): zasób kopaliny, dla którego ilość, gęstość, kształt, cechy fizyczne, klasę i zawartość kopaliny można oszacować z wysokim poziomem pewności.

Wykazane zasoby kopaliny (*indicated mineral resources*): zasób kopaliny, dla którego ilość, gęstość, kształt, cechy fizyczne, klasę i zawartość kopaliny można oszacować ze średnim poziomem pewności.

Domniemane zasoby kopaliny (*inferred mineral resources*): zasób kopaliny, dla którego ilość, gęstość, kształt, cechy fizyczne, klasę i zawartość kopaliny można oszacować z niskim poziomem pewności.

Ustalenie „zmierzonych” lub „wykazanych” zasobów kopalin może być uznawane za fazę rozpoznania zasobów przeprowadzaną przed włączeniem dodatkowych parametrów opłacalności służącym oszacowaniu zasobów stanowiących „rezerwy”, obejmujących ściśle określone poziomy zawartości substancji niepożądanych, plany prowadzenia wydobycia, zanieczyszczenia kopaliny oraz ewentualne przybierki

w trakcie wydobywania. W praktyce, przedsiębiorstwa wydobywcze często kwalifikują określone zasoby o uzasadnionych przewidywaniach wydobywania do kategorii „rezerwy”, pomimo nieprzygotowania szczegółowego planu wydobywania. „Domniemane zasoby”, w myśl definicji przewidzianej w ramach Klasyfikacji JORC, obejmują zasoby, wobec których istnieje wysoki poziom niepewności co do ich występowania oraz dopuszczalności ich wydobywania z perspektywy opłacalności oraz właściwych przepisów prawa. Brak jest przy tym podstaw dla założeń, iż całość lub część określonych domniemanych zasobów będzie zaliczona do jednej z wyższych kategorii. „Domniemane zasoby” są uznawane za zbyt daleko oparte na przypuszczeniach z punktu widzenia informacji geologicznych, by przygotowywane analizy ekonomiczne pozwalały na objęcie ich kategorią rezerw kopalin. W związku z powyższym, inwestorzy powinni być poinformowani, by nie przyjmowali jednoznacznych założeń o występowaniu określonych domniemanych zasobów lub o prawnej i ekonomicznej dopuszczalności ich wydobywania.

Zgodnie z Klasyfikacją JORC, rezerwy są określone jako możliwa do ekonomicznie opłacalnego wydobywania część zasobów zmierzonych lub wykazanych, podzielone na kategorie „rezerw prawdopodobnych” (*probable reserves*) i „rezerw udowodnionych” (*proven reserves*). Rezerwy kopalin obejmują zanieczyszczenia kopalin oraz ewentualne przybierki w trakcie wydobywania, uwzględniają także czynniki ekonomiczne, górnicze, metalurgiczne, marketingowe, prawne, środowiskowe, społeczne oraz związane z wymogami organów państwowych:

Rezerwy prawdopodobne (<i>probable reserves</i>):	ekonomicznie opłacalna w eksploatacji część zasobów wykazanych oraz, w pewnych okolicznościach, zasobów zmierzonych.
Rezerwy udowodnione (<i>proven reserves</i>):	ekonomicznie opłacalna w eksploatacji część zasobów zmierzonych.

3.6 Stabilizacja

W związku z Ofertą Menedżer Stabilizujący jest upoważniony do nabywania na Giełdzie Akcji w celu stabilizacji ich kursu notowań na poziomie wyższym niż poziom, który zostałby ustalony w innej sytuacji. Menedżer Stabilizujący jest uprawniony, lecz nie zobowiązany do podejmowania działań stabilizacyjnych. Jeżeli działania stabilizacyjne w odniesieniu do Akcji zostaną podjęte przez Menedżera Stabilizującego, będzie to miało miejsce zgodnie z przepisami Rozporządzenia w sprawie Stabilizacji. Działania stabilizacyjne mogą być podejmowane przez okres nie dłuższy niż 30 dni od dnia rozpoczęcia notowań Akcji na Giełdzie. Rozpoczęte działania stabilizacyjne mogą zostać w każdej chwili przerwane.

3.7 Stwierdzenia dotyczące przyszłości

W niniejszym Prospekcie zawarte są stwierdzenia dotyczące przyszłości, tj. oświadczenia inne niż oświadczenia dotyczące faktów zaszłych w przeszłości, w tym oświadczenia, w których, przed którymi albo po których występują takie słowa jak „cel”, „może”, „będzie”, „oczekiwać”, „spodziewać się”, „wierzyć”, „przewidywać”, „przyszłość”, „kontynuować”, „szacować”, „plan”, „zamierzać”, „powinno się” albo inne podobne wyrażenia lub ich zaprzeczenia.

Stwierdzenia dotyczące przyszłości obejmują w szczególności przewidywania Spółki dotyczące Strategii Grupy TAURON i jej zdolności do realizacji tej Strategii, a także oczekiwania dotyczące rentowności i wzrostu, perspektyw rozwoju rynku elektroenergetycznego w Polsce oraz w Unii Europejskiej, możliwych i zakładanych przyszłych wyników działalności Spółki, badań i rozwoju Grupy TAURON, nakładów inwestycyjnych i planów inwestycyjnych, adekwatności kapitału i finansowania oraz zamierzeń dotyczących zmiany struktury oraz organizacji Grupy TAURON.

Stwierdzenia dotyczące przyszłości zawarte w niniejszym Prospekcie oparte są na aktualnych poglądach Zarządu dotyczących przyszłych zdarzeń i wyników finansowych Grupy TAURON. Poglądy te najlepiej odzwierciedlają ocenę Zarządu, ale łączą się z szeregiem ryzyk i niepewności, które mogą spowodować, że rzeczywiste wyniki będą się istotnie różnić od tych zawartych w stwierdzeniach Grupy TAURON dotyczących przyszłości i od poprzednich wyników, rezultatów lub osiągnięć Grupy TAURON. Pomimo że Grupa TAURON uważa, że szacunki i założenia zawarte w stwierdzeniach dotyczących przyszłości są uzasadnione, te szacunki i założenia mogą okazać się błędne. Ze swojej natury stwierdzenia dotyczące przyszłości wiążą się z ryzykiem i niepewnością, ponieważ dotyczą wydarzeń i zależą od okoliczności, które nastąpią w przyszłości. Czynniki, które mogą spowodować, że faktyczne wyniki i rozwój Grupy TAURON będą się istotnie różnić od tych wyrażonych lub wynikających ze stwierdzeń dotyczących przyszłości zawartych w niniejszym Prospekcie obejmują w szczególności takie czynniki jak:

- wpływy zmieniających się krajowych i unijnych przepisów dotyczących ochrony środowiska (w tym nieprzewidziane koszty zapewnienia zgodności z odpowiednimi regulacjami), polityki energetycznej lub poziomu ingerencji prawnej i regulacyjnej w ściśle regulowanym rynku;
- zmiany przewidywanych trendów biznesowych, takich jak zapotrzebowanie na energię elektryczną i jej ceny w Polsce;
- zmiany taryf dla energii elektrycznej lub cofnięcia (lub ograniczenie) zwolnień z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia przez Prezesa URE;
- ogólne warunki makroekonomiczne w Polsce, UE i na świecie;

- niekorzystny wpływ postępowań administracyjnych lub sądowych, w tym w odniesieniu do rekompensat na pokrycie kosztów osieroconych;
- awarie sprzętu lub ograniczenia produkcji z powodu awarii sprzętu lub sieci, trudne warunki atmosferyczne oraz inne czynniki ryzyka operacyjnego;
- niedostępność źródeł finansowania dla nakładów inwestycyjnych Grupy TAURON związanych z jej programem inwestycyjnym i strategią biznesową;
- zdolność zdobywania i utrzymywania decyzji i zezwoleń administracyjnych, wymaganych dla aktualnie prowadzonej działalności gospodarczej;
- różnice pomiędzy przewidywaną wielkością i jakością rezerw – zasobów przewidzianych do eksploatacji (*reserves*) oraz ogólnych zasobów (*resources*) węgla a rzeczywistymi wynikami;
- wzrost kosztów wydobycia, transportu, wytwarzania, dystrybucji, pracy oraz innych kosztów prowadzenia działalności gospodarczej;
- zmiany kluczowej kadry;
- zakłócenia w świadczeniu kluczowych usług lub dostawy sprzętu oraz niezrealizowanie procesu restrukturyzacji Grupy TAURON lub Strategii.

Powyższa lista czynników nie jest wyczerpująca. Dalszą analizę tych czynników oraz przedstawienie ryzyk zawiera Rozdział 2 (*Czynniki Ryzyka*), Rozdział 10 (*Przegląd Sytuacji Operacyjnej i Finansowej*) i Rozdział 13 (*Opis Działalności*). Stwierdzenia dotyczące przyszłości pojawiają się również w wielu miejscach w Raporcie Eksperta ds. Złóż, stanowiącym Załącznik nr 6 do niniejszego Prospektu. Raport Eksperta ds. Złóż zawiera dane pochodzące z badań przeprowadzonych w imieniu Grupy TAURON w zakresie jej zasobów górniczych i zawiera prognozy oraz szacunki dotyczące m.in. aktualnych planów górniczych Grupy TAURON, ilości i jakości złóż węgla stanowiących własność Grupy TAURON, zdolności wydobywczych kopalni oraz wskaźników ich wykorzystywania oraz aktualnego okresu użytkowania każdej z kopalni należących do Grupy TAURON. Szacunki i prognozy zawarte w Raporcie Eksperta ds. Złóż oparte są na szeregu założeń, w tym, na założeniach dotyczących dostępności i rentowności wydobycia ze złóż węgla, wielkości złóż w ramach należących do Grupy TAURON kopalni, wiarygodności danych zebranych na podstawie badań, pobranych próbek i analiz przeprowadzonych przez Grupę TAURON, metod wydobycia i przetwarzania, które mają zostać zastosowane, kosztów pracy, możliwości przedłużenia właściwych koncesji na prowadzenie działalności wydobywczej, poziomów rentowności oraz cen węgla.

Inwestorzy powinni być świadomi, że powyższe czynniki i okoliczności mogą sprawić, że rzeczywiste wyniki Grupy TAURON będą się istotnie różnić od planów, celów, oczekiwań i zamierzeń zawartych w stwierdzeniach dotyczących przyszłości.

Niniejszy Prospekt nie zawiera żadnych prognoz wyników ani wyników szacunkowych, w tym prognoz finansowych w rozumieniu Dyrektywy Prospektowej.

4. Wykorzystanie Wpływów z Oferty i Oferty Akcji Połączeniowych

4.1 Wykorzystanie Wpływów z Oferty

Spółka nie uzyska wpływów z Oferty. Jedynie Akcjonariusz Sprzedający uzyska wpływy ze sprzedaży Akcji Sprzedawanych w Ofercie.

W ocenie Spółki, ponoszone przez Spółkę koszty związane z przeprowadzeniem Oferty wyniosą ok. 17 mln zł i obejmą następujące koszty: (i) przygotowania i przeprowadzenia Oferty w wysokości 5,8 mln zł, (ii) sporządzenia Prospektu z uwzględnieniem wynagrodzenia na rzecz doradców Spółki w wysokości 8,4 mln zł oraz (iii) promocji Oferty w wysokości 2,8 mln zł.

Natomiast Akcjonariusz Sprzedający dokona zapłaty na rzecz Menedżerów Oferty prowizji i wynagrodzenia Menedżerów Oferty w wysokości 2,7 mln zł. Informacje na temat prowizji i wynagrodzenia Menedżerów Oferty w związku z Ofertą zostały opisane w punkcie 23.2 (*Prowizje na rzecz Menedżerów Oferty*).

Łącznie, przewidywane koszty Oferty ponoszone przez Spółkę i Akcjonariusza Sprzedającego, bez uwzględnienia prowizji dla Menedżerów Oferty, wyniosą ok. 19,7 mln zł.

Informacja na temat rzeczywistych kosztów Oferty, w tym wynagrodzenia Menedżerów Oferty, zostanie podana przez Spółkę do publicznej wiadomości w trybie raportu bieżącego po zakończeniu Oferty, zgodnie z art. 56 ust. 1 Ustawy o Ofercie.

4.2 Wykorzystanie Wpływów z Oferty Akcji Połączeniowych

Z tytułu Oferty Akcji Połączeniowych, Spółka uzyska środki o wartości ok. 370 mln zł w postaci (i) majątków Enion Zarządzanie Aktywami i Energomix Servis oraz (ii) dopłat wnoszonych przez Wspólników Spółek Przejmowanych. Majątki Enion Zarządzanie Aktywami i Energomix Servis zostaną wniesione na kapitał zakładowy Spółki w celu pokrycia Akcji Połączeniowych, które w związku z Połączeniem zostaną wydane Wspólnikom Spółek Przejmowanych oraz na kapitał zapasowy. Dopłaty, które zostaną wniesione przez Wspólników Spółek Przejmowanych będą przeznaczone na kapitał zapasowy Spółki.

Środki pozyskane przez Spółkę z Oferty zostaną zatrzymane w Spółce.

W ocenie Spółki, ponoszone przez Spółkę koszty związane z przeprowadzeniem Oferty Akcji Połączeniowych wyniosą ok. 1,4 mln zł i obejmą koszty doradztwa dla Spółki w związku z przeprowadzeniem Akcji Połączeniowych w wysokości ok. 0,6 mln zł oraz koszty związane z przeprowadzeniem procesu Połączenia przez Spółkę oraz Spółki Przejmowane w wysokości ok. 0,8 mln zł.

Spółka zapłaci również prowizję i wynagrodzenie Oferującego Akcje Połączeniowe. Informacje na temat prowizji i wynagrodzenia Oferującego Akcje Połączeniowe w związku z Ofertą Akcji Połączeniowych zostały opisane w punkcie 25.10 (*Wynagrodzenie Oferującego Akcje Połączeniowe*).

Informacja na temat rzeczywistych kosztów Oferty Akcji Połączeniowych, w tym wynagrodzenia TRIGON Domu Maklerskiego jako Oferującego Akcje Połączeniowe, zostanie podana przez Spółkę do publicznej wiadomości w trybie raportu bieżącego po zakończeniu Oferty Akcji Połączeniowych, zgodnie z art. 56 ust. 1 Ustawy o Ofercie.

5. Dywidenda i Polityka w Zakresie Dywidendy

5.1 Zasady wypłaty dywidendy

Posiadacze Akcji są uprawnieni do otrzymania tej części zysku Spółki, która została przeznaczona przez Walne Zgromadzenie do podziału. Dywidenda jest wypłacana z zysku netto wykazanego w jednostkowym sprawozdaniu finansowym Spółki sporządzonym zgodnie z Polskimi Standardami Rachunkowości.

Spółka zamierza sporządzać jednostkowe sprawozdania finansowe za kolejne lata obrotowe, począwszy od 2010 r., zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej. Zarząd Spółki podjął w dniu 27 kwietnia 2010 r. uchwałę w sprawie złożenia wniosku do Walnego Zgromadzenia o podjęcie uchwały w sprawie sporządzania sprawozdań finansowych TAURON Polska Energia S.A. zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Rachunkowości, Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej oraz związanymi z nimi interpretacjami ogłoszonymi w formie rozporządzeń Komisji Europejskiej (MSR), począwszy od roku obrotowego rozpoczynającego się dnia 1 stycznia 2010 r. Podjęcie przedmiotowej uchwały Walnego Zgromadzenia planowane jest na jego najbliższym posiedzeniu, które ma się odbyć w dniu 7 czerwca 2010 r.

Zgodnie z Kodeksem Spółek Handlowych, dywidenda wypłacana jest z zysku netto wykazanego w jednostkowym sprawozdaniu finansowym Spółki powiększonego o niepodzielone zyski z lat ubiegłych oraz o kwoty przeniesione z kapitału zapasowego i kapitałów rezerwowych utworzonych z zysku, które mogą zostać przeznaczone na dywidendę. Kwota, która może zostać przeznaczona na wypłatę dywidendy, podlega pomniejszeniu o niepokryte straty, akcje własne oraz kwoty, które podlegają przeniesieniu z zysku za ostatni rok obrotowy na kapitał zapasowy lub kapitały rezerwowe. W szczególności, zgodnie z Kodeksem Spółek Handlowych tak długo, jak kapitał zapasowy Spółki jest niższy niż jedna trzecia kapitału zakładowego, Spółka jest zobowiązana przeznaczyć co najmniej 8% jednostkowego zysku netto na kapitał zapasowy. Szczegółowe zasady wypłaty dywidendy zostały zamieszczone w punkcie 18.3.6 (*Prawo do udziału w zysku*).

Dodatkowo, holdingowy charakter struktury Grupy TAURON wpływa na zdolność Spółki do wypłaty dywidendy, jako że jej zdolność do wypłaty dywidendy zależy, w istotnym stopniu, od zysków i przepływów pieniężnych jej spółek zależnych i zdolności tych spółek zależnych do wypłaty dywidendy na rzecz Spółki. Zważywszy, że w części spółek zależnych Spółka posiada, pośrednio lub bezpośrednio, udział niższy niż 100%, jest ona uprawniona do otrzymania proporcjonalnej części dywidendy wypłacanej przez te spółki.

Statut Spółki nie przewiduje żadnych ograniczeń wypłaty dywidendy.

Wszystkie Akcje, w tym Akcje Sprzedawane, mają równe uprawnienia w zakresie wypłaty dywidendy (i odpowiednio zaliczki na poczet dywidendy) i uprawniają do udziału w zysku Spółki od dnia ich nabycia pod warunkiem podjęcia przez Walne Zgromadzenie uchwały o podziale zysku (lub odpowiednio w przypadku zaliczki na poczet dywidendy uchwał Zarządu i Rady Nadzorczej) i ustalenia dnia dywidendy na dzień przypadający po dniu nabycia Akcji.

Przychody z tytułu dywidendy są opodatkowane w Polsce podatkiem dochodowym według stawki 19%, zgodnie z opisem przedstawionym w punkcie 21.2 (*Opodatkowanie dochodów z posiadania akcji – osoby fizyczne*) oraz w punkcie 21.3 (*Opodatkowanie dochodów z posiadania akcji – osoby prawne*).

Statut upoważnia Zarząd do wypłaty zaliczki na poczet dywidendy. Dotychczas Zarząd nie wypłacał zaliczki na poczet przewidywanej dywidendy.

5.2 Polityka w zakresie dywidendy

W odniesieniu do lat kończących się w dniu 31 grudnia 2010 r., w dniu 31 grudnia 2011 r. oraz w dniu 31 grudnia 2012 r. Zarząd zamierza rekomendować Walnemu Zgromadzeniu wypłatę dywidendy na poziomie nie niższym niż 30% skonsolidowanego zysku netto przypadającego na rzecz akcjonariuszy Spółki jako jednostki dominującej, z tym zastrzeżeniem, że ostateczna wysokość proponowanej dywidendy uwzględni będzie potrzeby związane z rozwojem Spółki oraz Grupy TAURON, a w szczególności związane z realizacją przyjętego programu inwestycyjnego, jak również utrzymanie odpowiedniego poziomu płynności finansowej Spółki oraz Grupy TAURON. Rzeczywista wysokość wypłacanej dywidendy może być wyższa lub niższa niż 30% skonsolidowanego zysku netto.

W dłuższej perspektywie Zarząd zamierza rekomendować Walnemu Zgromadzeniu wypłatę dywidendy na poziomie około 40–50% skonsolidowanego zysku netto przypadającego na rzecz akcjonariuszy Spółki jako jednostki dominującej.

Wpływ na rekomendację Zarządu odnośnie wypłaty dywidendy każdorazowo będą miały w szczególności następujące czynniki: wysokość zysku netto wykazanego w jednostkowym sprawozdaniu finansowym Spółki, aktualny koszt pozyskania finansowania dłużnego oraz możliwości rynkowe pozyskania takiego finansowania, jak również bieżące potrzeby inwestycyjne Spółki oraz planowane akwizycje i wymogi prawa.

Rekomendacja Zarządu w sprawie wypłaty dywidendy będzie również uzależniona od udziału finansowania kapitałem obcym w kapitale ogólnym Spółki. Polityka w zakresie wypłaty dywidendy podlegała będzie okresowym przeglądom Zarządu, a decyzję o wypłacie dywidendy będzie podejmowało zwyczajne Walne Zgromadzenie.

5.3 Historyczne dane na temat wypłaty dywidendy

Poniższa tabela przedstawia wybrane informacje dotyczące dywidendy wypłacanej przez Spółkę za lata zakończone w dniu 31 grudnia 2009 r., w dniu 31 grudnia 2008 r. oraz w dniu 31 grudnia 2007 r.

Tabela. Dywidenda wypłacona przez Spółkę za lata 2009–2007

	2009	2008	2007
Zysk netto (tys. zł)	184.535,0	55.615,9	79.601,8
Całkowita kwota dywidendy (tys. zł)	0	51.166,6	20.000,5
Udział całkowitej dywidendy w zysku netto ⁽¹⁾	---	92,0%	25,1%
Kwota dywidendy na akcję (zł) ⁽²⁾	---	0,0037	0,0015

Źródło: dane Spółki, zgodnie z Polskimi Standardami Rachunkowości

⁽¹⁾ Pozycja nie uwzględnia obowiązkowych wpłat z zysku na rzecz Skarbu Państwa, na podstawie Ustawy o Wpłatach z Zysku na Rzecz Skarbu Państwa, które zostały opisane w punkcie 5.4 (*Obowiązkowe wpłaty z zysku na rzecz Skarbu Państwa*).

⁽²⁾ Pozycja obejmuje akcje o wartości nominalnej 1 zł każda.

Dywidenda za rok zakończony w dniu 31 grudnia 2007 r. została uchwalona przez zwyczajne Walne Zgromadzenie w dniu 25 czerwca 2008 r., a wypłacona w dniu 25 sierpnia 2008 r. Podmiotami uprawnionymi do dywidendy za 2007 r. były Skarb Państwa oraz ESW, Enion oraz EnergiaPro należące wówczas do Skarbu Państwa.

Dywidenda za rok zakończony w dniu 31 grudnia 2008 r. została uchwalona przez zwyczajne Walne Zgromadzenie w dniu 17 czerwca 2009 r., a wypłacona w dniu 17 sierpnia 2009 r. Podmiotem uprawnionym do dywidendy za 2008 r. był Skarb Państwa.

Zwyczajne Walne Zgromadzenie w dniu 4 marca 2010 r. podjęło uchwałę o niewypłaceniu dywidendy i przeznaczeniu wypracowanego w 2009 r. zysku netto na kapitał zapasowy Spółki. Informacje na temat wpłat z zysku na rzecz Skarbu Państwa są przedstawione w punkcie 5.4 (*Obowiązkowe wpłaty z zysku na rzecz Skarbu Państwa*).

5.4 Obowiązkowe wpłaty z zysku na rzecz Skarbu Państwa

Zgodnie z Ustawą o Wpłatach z Zysku na Rzecz Skarbu Państwa, Spółka podlegała obowiązkowi dokonywania wpłat na rzecz Skarbu Państwa w wysokości 15% jednostkowego zysku wypracowanego w danym roku obrotowym, w okresie od dnia 28 maja 2009 r. do dnia 31 sierpnia 2009 r. Kwota ta wyniosła za podany okres 8,4 mln zł. Od dnia 1 września 2009 r. Spółka nie podlega obowiązkowi dokonywania obowiązkowych wpłat z zysku na rzecz Skarbu Państwa.

Kwota obowiązkowej wpłaty na rzecz Skarbu Państwa pomniejszyła kwotę, którą mogło dysponować Walne Zgromadzenie przy podejmowaniu uchwały o podziale zysku.

6. Kapitalizacja i Zadłużenie

6.1 Oświadczenie o kapitale obrotowym

W ocenie Spółki poziom kapitału obrotowego Grupy TAURON jest wystarczający dla pokrycia przez nią bieżących potrzeb i prowadzenia działalności w okresie co najmniej dwunastu miesięcy od dnia zatwierdzenia niniejszego Prospektu.

6.2 Kapitalizacja i zadłużenie

W tabeli poniżej przedstawiono informacje na temat skonsolidowanej kapitalizacji i zadłużenia Grupy TAURON na dzień 31 marca 2010 r., które pochodzą ze Śródrocznego Skróconego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego.

Zadłużenie finansowe Grupy TAURON obejmuje wybrane pozycje zobowiązań długoterminowych (**Długoterminowe Zadłużenie Finansowe**) i zobowiązań krótkoterminowych (**Krótkoterminowe Zadłużenie Finansowe**) wskazanych w Śródrocznym Skróconym Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym. Długoterminowe Zadłużenie Finansowe obejmuje następujące pozycje Śródrocznego Skróconego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego: „kredyty, pożyczki i dłużne papiery wartościowe” oraz „zobowiązania z tytułu leasingu oraz umów dzierżawy z opcją zakupu”, natomiast Krótkoterminowe Zadłużenie Finansowe obejmuje następujące pozycje Śródrocznego Skróconego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego: „bieżąca część kredytów, pożyczek i dłużnych papierów wartościowych” oraz „bieżąca część zobowiązań z tytułu leasingu oraz umów dzierżawy z opcją zakupu”.

Dane zawarte w tabeli powinny być analizowane łącznie ze Śródrocznym Skróconym Skonsolidowanym Sprawozdaniem Finansowym (w tym łącznie z notami tego sprawozdania) stanowiącym część Prospektu oraz informacjami zamieszczonymi w Rozdziale 10 (*Przegląd Sytuacji Operacyjnej i Finansowej*).

Tabela. Skonsolidowana kapitalizacja i zadłużenie Grupy TAURON na dzień 31 marca 2010 r.

	Stan na dzień 31 marca 2010 r. (w tys. zł)
Zadłużenie finansowe	
Długoterminowe Zadłużenie Finansowe	1.225.153
Krótkoterminowe Zadłużenie Finansowe	618.314
Całkowite zadłużenie finansowe	1.843.467
Kapitał własny	
Kapitał własny przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej	12.144.911
<i>Kapitał podstawowy</i>	13.986.284
<i>Kapitał zapasowy</i>	240.209
<i>Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów zabezpieczających</i>	(6.238)
<i>Kapitał z tytułu świadczeń w formie akcji</i>	-
<i>Zyski zatrzymane / niepokryte straty</i>	(2.075.344)
Udziały niekontrolujące	2.441.911
Kapitał własny ogółem	14.586.822
Suma całkowitego zadłużenia finansowego i kapitału własnego	16.430.289
A. Środki pieniężne i ich ekwiwalenty, w tym:	758.148
<i>Środki pieniężne w banku i w kasie</i>	153.787
<i>Lokaty do 3 miesięcy</i>	602.447
<i>Inne środki pieniężne</i>	1.914
B. Płynność (A)	758.148
C. Krótkoterminowe kredyty bankowe i pożyczki oraz bieżąca część długoterminowych kredytów bankowych i pożyczek	494.346
D. Wyemitowane obligacje o terminie wykupu poniżej 1 roku	89.114
E. Inne krótkoterminowe zadłużenie finansowe	34.854
F. Krótkoterminowe Zadłużenie Finansowe (C+D+E)	618.314
G. Krótkoterminowe zadłużenie finansowe netto (F-B)	(139.834)
H. Długoterminowe kredyty bankowe i pożyczki	627.830
I. Wyemitowane obligacje o terminie wykupu powyżej 1 roku	518.715
J. Inne długoterminowe zadłużenie finansowe	78.608
K. Długoterminowe Zadłużenie Finansowe (H+I+J)	1.225.153
L. Zadłużenie finansowe netto (G+K)	1.085.319

Jako zabezpieczenie spłaty swojego zadłużenia wynikającego z umów kredytu i pożyczek Grupa TAURON stosuje różnorodne formy zabezpieczeń. Do najczęstszych zabezpieczeń ustanawianych przez Grupę TAURON należą umowy przelewu wierzytelności na zabezpieczenie, weksle, oświadczenia o poddaniu się egzekucji oraz pełnomocnictwa do rachunków bankowych. Zabezpieczeniami ustanawianymi na majątku Grupy TAURON są także hipoteki na nieruchomościach Grupy TAURON oraz umowy zastawów rejestrowych na majątku Grupy TAURON. Opis zabezpieczeń ustanowionych na zabezpieczenie zobowiązań spółek Grupy TAURON z tytułu zawartych umów kredytu i pożyczek został zawarty w punkcie 14.3 (*Umowy finansowe*).

Zobowiązania Grupy TAURON wynikające z umów kredytu oraz pożyczek nie są gwarantowane przez podmioty trzecie, za wyjątkiem pożyczki udzielonej PEC Katowice przez Międzynarodowy Bank Odbudowy i Rozwoju gwarantowanej przez Skarb Państwa.

6.3 Zobowiązania warunkowe

Informacje na temat istotnych zobowiązań warunkowych z tytułu, m.in.: (i) szkód górniczych, (ii) bezumownego korzystania z nieruchomości, (iii) rekompensat na pokrycie kosztów osieroconych, na podstawie Ustawy o Rozwiązaniu KDT, (iv) postępowań antymonopolowych, (v) potencjalnych zobowiązań z tytułu ochrony środowiska, (vi) podatku akcyzowego, zawiera Nota 34 Zbadanego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego, jak również Nota 23 Śródrocznego Skróconego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego.

7. Rozwodnienie

Poniższa tabela przedstawia informacje na temat struktury kapitału zakładowego Spółki na dzień Prospektu, spodziewanej zmiany struktury kapitału zakładowego Spółki po przeprowadzeniu Oferty oraz przewidywanego rozwodnienia kapitału zakładowego Spółki po przeprowadzeniu emisji Akcji Połączeniowych oraz Akcji Aportowych.

Ponadto, poniżej przedstawiona została również informacja na temat przewidywanego rozwodnienia kapitału zakładowego Spółki po przeprowadzeniu emisji akcji Spółki w związku z realizacją transakcji nabycia KWK Bolesław Śmiały i akcji w PKW.

Tabela. Struktura kapitału zakładowego Spółki oraz przewidywane rozwodnienie po przeprowadzeniu emisji Akcji Połączeniowych oraz Akcji Aportowych

Akcje	Stan na dzień Prospektu		Stan po przeprowadzeniu Oferty i Scalenia Akcji	
	Liczba akcji	% głosów na WZ/ udział w ogólnej liczbie Akcji	Liczba akcji	% głosów na WZ/ udział w ogólnej liczbie Akcji
Akcje Istniejące	13.986.283.558 ⁽¹⁾	100%	1.589.438.762 ⁽²⁾	90,32%
Akcje Połączeniowe	–	–	–	–
Akcje Aportowe	–	–	170.372.391 ⁽³⁾	9,68%
Akcje razem	13.986.283.558	100%	1.759.811.153⁽⁴⁾	100%

⁽¹⁾ Akcje o wartości nominalnej 1 złoty każda.

⁽²⁾ Łącznie Akcje Istniejące oraz Akcje Połączeniowe o wartości nominalnej 9 złotych każda, które będą oznaczone serią AA.

⁽³⁾ Akcje o wartości nominalnej 9 złotych każda, po przeprowadzeniu Scalenia Akcji. Na podstawie uchwały Walnego Zgromadzenia z dnia 26 kwietnia 2010 r. (bliżej opisanej w punkcie 18.1.4 (*Emisja Akcji Aportowych*)), Spółka jest upoważniona do emisji nie więcej niż 268.000.000 Akcji Aportowych. Liczba 268.000.000 Akcji Aportowych jest maksymalną liczbą Akcji Aportowych jaka może zostać wyemitowana na podstawie wskazanej uchwały Walnego Zgromadzenia, przy czym Spółka uzgodniła ze Skarbem Państwa, że liczba faktycznie wyemitowanych Akcji Aportowych nie przekroczy 170.372.391 Akcji Serii BB, a podwyższenie kapitału zakładowego zostanie dokonane o kwotę nie wyższą niż 1.533.351.521 zł. Powyższe ustalenia uwzględniają: (i) przeprowadzoną przez niezależnego biegłego wycenę wkładów niepieniężnych, które będą wnoszone przez Skarb Państwa na pokrycie Akcji Aportowych, (ii) uchwaloną przez Walne Zgromadzenie cenę emisyjną Akcji Aportowych, (iii) uzgodniony pomiędzy Spółką a Akcjonariuszem Sprzedającym parytet wymiany wnoszonych przez Akcjonariusza Sprzedającego wkładów niepieniężnych na Akcje Aportowe oraz (iv) maksymalną liczbę akcji w Spółkach Zależnych, które mogłyby stanowić przedmiot wkładów niepieniężnych, przy założeniu osiągnięcia przez Skarb Państwa 15% udziału w kapitale zakładowym każdej z powyższych Spółek Zależnych.

⁽⁴⁾ Akcje o wartości nominalnej 9 złotych każda serii AA i BB.

Emisja akcji Spółki w związku z realizacją transakcji nabycia KWK Bolesław Śmiały i akcji w PKW, której opis jest zawarty w punkcie 13.7.7 (*Planowane nabycie KWK Bolesław Śmiały i pozostałego udziału w kapitale zakładowym PKW*) oraz w punkcie 14.4 (*Umowa dotycząca nabycia KWK Bolesław Śmiały i akcji PKW*) może doprowadzić do dalszego rozwodnienia kapitału zakładowego Spółki, które to rozwodnienie w ocenie Zarządu uwzględniającej stan wiedzy na dzień Prospektu nie powinno przekroczyć 6%¹. Ostateczna wysokość rozwodnienia kapitału zakładowego Spółki może ulec zmianie i będzie uzależniona od końcowego ustalenia ceny emisyjnej akcji Spółki oraz wartości aportów (KWK Bolesław Śmiały i pozostałego udziału w kapitale zakładowym PKW) wnoszonych na pokrycie tych akcji przez Kompanię Węglową.

¹ Rozwodnienie rozumiane jako procentowy spadek udziału dotychczasowych akcjonariuszy w stosunku do całkowitej wysokości kapitału zakładowego Spółki.

8. Kursy Wymiany Walut

Dane finansowe zamieszczone w Zbadanych Skonsolidowanych Sprawozdaniach Finansowych, jak również inne dane zamieszczone w niniejszym Prospekcie są podawane w przeliczeniu na walutę obowiązującą na terytorium Polski, tj. na złote. Przedstawione poniżej przeliczenie kwot wyrażonych w walutach obcych na zł następuje według kursu walutowego obowiązującego w określonej dacie dziennej, na podstawie tabeli kursów walutowych Narodowego Banku Polskiego.

W poniższych tabelach przedstawiono ogłoszone przez Narodowy Bank Polski, we wskazanych okresach, kursy średnie, najwyższe oraz najniższe, a także kurs na koniec okresu dla transakcji walutowych EUR/złoty oraz USD/złoty. Kursy walutowe stosowane przy sporządzaniu Zbadanych Skonsolidowanych Sprawozdań Finansowych, jak również przy opracowywaniu danych zamieszczonych w niniejszym Prospekcie mogły różnić się od kursów przedstawionych w poniższej tabeli. Poniższe kursy walutowe są zamieszczone jedynie dla wygody czytającego i nie powinny w związku z tym być traktowane jako oświadczenia stanowiące, że określona waluta rzeczywiście odpowiadała lub mogła być przeliczona na daną walutę po wskazanym kursie lub innym kursie.

8.1 EUR/złoty

Okres	Najwyższy kurs EUR/złoty ⁽¹⁾	Najniższy kurs EUR/złoty	Średni kurs EUR/złoty	Kurs EUR/złoty na koniec okresu
2004 r.	4,9149	4,0518	4,5302	4,0790
2005 r.	4,2756	3,8223	4,0234	3,8598
2006 r.	4,1065	3,7565	3,8959	3,8312
2007 r.	3,9385	3,5699	3,7845	3,5820
2008 r.	4,1848	3,2026	3,5132	4,1724
2009 r.	4,8999	3,9170	4,3276	4,1082
2009 r. styczeń	4,4392	3,9170	4,2196	4,4392
luty	4,8999	4,4366	4,6496	4,6578
marzec	4,7493	4,4653	4,6247	4,7013
kwiecień	4,6462	4,2351	4,4315	4,3838
maj	4,4876	4,3362	4,4089	4,4588
czerwiec	4,5518	4,4447	4,5081	4,4696
lipiec	4,4241	4,1605	4,3005	4,1605
sierpień	4,2046	4,0854	4,1308	4,0998
wrzesień	4,2461	4,0969	4,1626	4,2226
październik	4,2640	4,1518	4,2129	4,2430
listopad	4,2907	4,0909	4,1691	4,1431
grudzień	4,2028	4,0660	4,1409	4,1082
2010 r. styczeń	4,1109	4,0143	4,0675	4,0616
luty	4,0921	3,9630	4,0142	3,9768
marzec	3,9403	3,8622	3,8931	3,8622
kwiecień	3,9514	3,8356	3,8748	3,9020

Źródło: Narodowy Bank Polski

⁽¹⁾ Wartość 1 EUR wyrażona w złotych.

W dniu 26 maja 2010 r. średni kurs wymiany EUR do złotego ogłoszony przez Narodowy Bank Polski wyniósł 4,1366 złotego za 1 EUR.

8.2 USD/złoty

Okres	Najwyższy kurs USD/złoty ⁽¹⁾	Najniższy kurs USD/złoty	Średni kurs USD/złoty	Kurs USD/złoty na koniec okresu
2004 r.	4,0572	2,9716	3,6487	2,9904
2005 r.	3,4491	2,9066	3,2338	3,2613
2006 r.	3,3008	2,8628	3,1053	2,9105
2007 r.	3,0400	2,4260	2,7692	2,4350
2008 r.	3,1303	2,0220	2,4062	2,9618
2009 r.	3,8978	2,7093	3,1175	2,8503
2009 r. styczeń	3,4561	2,8844	3,1841	3,4561
luty	3,8978	3,4653	3,6340	3,6758
marzec	3,7906	3,3330	3,5487	3,5416
kwiecień	3,5222	3,1946	3,3592	3,2859
maj	3,3281	3,1543	3,2319	3,1812
czerwiec	3,2742	3,1248	3,2172	3,1733
lipiec	3,1852	2,9230	3,0547	2,9525
sierpień	2,9795	2,8460	2,8964	2,8675
wrzesień	2,9401	2,7969	2,8587	2,8852
październik	2,9237	2,7750	2,8428	2,8595
listopad	2,9195	2,7364	2,7949	2,7538
grudzień	2,9293	2,7093	2,8342	2,8503
2010 r. styczeń	2,9083	2,9730	2,8475	2,9083
luty	2,9915	2,8321	2,9314	2,9251
marzec	2,9163	2,8083	2,8678	2,8720
kwiecień	3,0038	2,8325	2,8857	2,9305

Źródło: Narodowy Bank Polski

⁽¹⁾ Wartość 1 USD wyrażona w złotych.

W dniu 26 maja 2010 r. średni kurs wymiany USD do złotego ogłoszony przez Narodowy Bank Polski wynosił 3,3520 złotego za 1 USD.

9. Wybrane Historyczne Informacje Finansowe i Dane Operacyjne

Poniższe tabele przedstawiają wybrane dane finansowe zaczerpnięte ze Zbadanego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego oraz Śródrocznego Skróconego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego, a także niezbadane dane operacyjne Grupy TAURON za lata obrotowe zakończone w dniach 31 grudnia 2009 r., 2008 r. i 2007 r. oraz za kwartał zakończony w dniu 31 marca 2010 r. (wraz z danymi porównawczymi). Zamieszczone poniżej dane finansowe należy czytać łącznie z Rozdziałem 10 (*Przeгляд Sytuacji Operacyjnej i Finansowej*), jak również Zbadanym Skonsolidowanym Sprawozdaniem Finansowym oraz Śródrocznym Skróconym Skonsolidowanym Sprawozdaniem Finansowym zamieszczonymi w Rozdziale 30 (*Sprawozdania Finansowe*).

9.1 Dane ze skonsolidowanego sprawozdania z całkowitych dochodów i ze skonsolidowanego rachunku przepływów pieniężnych za lata zakończone w dniu 31 grudnia 2009, 2008 i 2007 r.

	Rok zakończony dnia 31 grudnia		
	2009	2008	2007
	(tys. zł)		
<i>Dane ze skonsolidowanego sprawozdania z całkowitych dochodów</i>			
Przychody ze sprzedaży towarów, produktów i materiałów bez wyłączenia akcyzy . . .	9.855.179	8.541.605	8.577.567
Podatek akcyzowy	(412.755)	(384.961)	(440.193)
Przychody ze sprzedaży towarów, produktów i materiałów	9.442.424	8.156.644	8.137.374
Przychody ze sprzedaży usług	4.166.489	4.268.797	4.107.509
Pozostałe przychody	24.660	23.225	19.114
Przychody ze sprzedaży	13.633.573	12.448.666	12.263.997
Koszt własny sprzedaży	(11.521.540)	(11.266.254)	(11.480.508)
Zysk brutto ze sprzedaży	2.112.033	1.182.412	783.489
Pozostałe przychody operacyjne	112.106	68.872	114.298
Koszty sprzedaży	(188.182)	(211.807)	(118.536)
Koszty ogólnego zarządu	(621.537)	(591.079)	(493.344)
Pozostałe koszty operacyjne	(154.686)	(101.350)	(99.008)
Zysk operacyjny	1.259.734	347.048	186.899
Przychody finansowe	113.456	113.443	148.860
Koszty finansowe	(208.170)	(210.232)	(186.143)
Zysk brutto	1.165.020	250.259	149.616
Podatek dochodowy	(266.306)	(67.978)	163
Zysk netto za rok obrotowy	898.714	182.281	149.779
Przynależny akcjonariuszom jednostki dominującej	732.394	130.848	153.509
Przynależny akcjonariuszom mniejszościowym	166.320	51.433	(3.730)
<i>Dane ze skonsolidowanego rachunku przepływów pieniężnych</i>			
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	1.963.199	1.615.482	1.471.269
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(1.354.024)	(1.514.187)	(1.755.617)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	(543.464)	(95.729)	118.387

9.2 Dane ze skonsolidowanego sprawozdania z całkowitych dochodów i ze skonsolidowanego rachunku przepływów pieniężnych za kwartały zakończone w dniu 31 marca 2010 i 2009 r.

	Kwartał zakończony dnia 31 marca	
	2010	2009
	niezbadane (tys. zł)	
Dane ze skonsolidowanego sprawozdania z całkowitych dochodów		
Przychody ze sprzedaży towarów, produktów i materiałów bez wyłączenia akcyzy	2.711.503	2.580.805
Podatek akcyzowy	(105.549)	(97.881)
Przychody ze sprzedaży towarów, produktów i materiałów	2.605.954	2.482.924
Przychody ze sprzedaży usług	1.181.008	1.060.394
Pozostałe przychody	7.371	6.187
Przychody ze sprzedaży	3.794.333	3.549.505
Koszt własny sprzedaży	(3.106.970)	(3.031.275)
Zysk brutto ze sprzedaży	687.363	518.230
Pozostałe przychody operacyjne	31.761	11.035
Koszty sprzedaży	(52.512)	(44.707)
Koszty ogólnego zarządu	(144.596)	(140.264)
Pozostałe koszty operacyjne	(45.970)	(9.628)
Zysk operacyjny	476.046	334.666
Przychody finansowe	26.239	33.989
Koszty finansowe	(52.556)	(62.796)
Zysk brutto	449.729	305.859
Podatek dochodowy	(90.142)	(84.820)
Zysk netto	359.587	221.039
Przynależny akcjonariuszom jednostki dominującej	291.813	186.024
Przynależny udziałom niekontrolującym	67.774	35.015
Dane ze skonsolidowanego rachunku przepływów pieniężnych		
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	210.575	14.139
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(398.173)	(328.655)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	(72.728)	(65.314)

9.3 Dane ze skonsolidowanego sprawozdania z sytuacji finansowej za lata zakończone w dniu 31 grudnia 2009, 2008 i 2007 r.

	Na dzień 31 grudnia		
	2009	2008	2007
	(tys. zł)		
Dane ze skonsolidowanego sprawozdania z sytuacji finansowej			
AKTYWA			
Aktywa trwałe:			
Rzeczowe aktywa trwałe	17.260.573	17.098.842	16.469.748
Wartości niematerialne	824.751	533.305	285.180
Pozostałe długoterminowe aktywa finansowe	179.746	176.904	537.062
Pozostałe długoterminowe aktywa niefinansowe	58.547	61.522	84.600
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	156.897	113.583	10.395
Suma aktywów trwałych	18.480.514	17.984.156	17.386.985
Aktywa obrotowe:			
Zapasy	536.201	395.163	267.332
Należności z tytułu podatku dochodowego	52.926	40.351	48.218
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	1.874.996	1.275.331	1.229.989
Pozostałe krótkoterminowe aktywa niefinansowe	158.725	113.350	157.685
Pozostałe krótkoterminowe aktywa finansowe	18.753	63.401	181.597
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	1.032.103	949.710	974.221
Suma aktywów obrotowych	3.673.704	2.837.306	2.859.042
Aktywa trwałe zaklasyfikowane jako przeznaczone do sprzedaży	5.951	1.671	1.671
AKTYWA	22.160.169	20.823.133	20.247.698

	Na dzień 31 grudnia		
	2009	2008	2007
	(tys. zł)		
PASYWA			
Kapitał własny przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej:			
Kapitał podstawowy	13.986.284	13.698.646	13.698.646
Kapitał spółek zależnych na podniesienie kapitału TAURON	–	287.883	287.883
Akcje własne	–	(245)	(245)
Kapitał zapasowy	64.050	59.601	–
Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów zabezpieczających	(766)	(17.765)	517
Kapitał z tytułu świadczeń w formie akcji	–	21.411	851.866
Zyski zatrzymane/Niepokryte straty	(2.233.034)	(2.923.621)	(3.811.885)
Kapitały akcjonariuszy mniejszościowych	2.367.683	2.219.533	2.179.270
KAPITAŁ WŁASNY OGÓŁEM	14.184.217	13.345.443	13.206.052
Zobowiązania długoterminowe:			
Kredyty, pożyczki i dłużne papiery wartościowe	1.179.406	1.426.185	1.535.120
Zobowiązania z tytułu leasingu oraz umów dzierżawy z opcją zakupu	88.291	120.630	148.516
Rezerwy długoterminowe i świadczenia pracownicze	978.807	944.358	862.133
Długoterminowe rozliczenia międzyokresowe i dotacje rządowe	682.790	584.129	433.426
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług i pozostałe finansowe zobowiązania długoterminowe	5.683	34.891	19.326
Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	1.143.771	988.143	1.044.156
Suma zobowiązań długoterminowych	4.078.748	4.098.336	4.042.677
Zobowiązania krótkoterminowe:			
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług i pozostałe zobowiązania	1.490.726	1.240.063	1.373.409
Bieżąca część kredytów, pożyczek i dłużnych papierów wartościowych	596.315	649.744	460.947
Bieżąca część zobowiązań z tytułu leasingu oraz umów dzierżawy z opcją zakupu ..	35.377	34.306	33.324
Pozostałe zobowiązania krótkoterminowe	556.669	460.019	452.430
Rozliczenia międzyokresowe i dotacje rządowe	213.093	197.878	170.608
Zobowiązania z tytułu podatku dochodowego	67.034	6.716	31.091
Rezerwy krótkoterminowe i świadczenia pracownicze	937.990	790.628	477.160
Suma zobowiązań krótkoterminowych	3.897.204	3.379.354	2.998.969
ZOBOWIĄZANIA RAZEM	7.975.952	7.477.690	7.041.646
PASYWA	22.160.169	20.823.133	20.247.698

9.4 Dane ze skonsolidowanego sprawozdania z sytuacji finansowej na dzień 31 marca 2010 r. i 31 grudnia 2009 r.

	Na dzień	
	31 marca 2010	31 grudnia 2009 ⁽¹⁾
	niezbadane	
	(tys. zł)	
Dane ze skonsolidowanego sprawozdania z sytuacji finansowej		
AKTYWA		
Aktywa trwałe:		
Rzeczowe aktywa trwałe	17.108.018	17.260.573
Wartości niematerialne	550.581	824.751
Pozostałe długoterminowe aktywa finansowe	176.028	179.746
Pozostałe długoterminowe aktywa niefinansowe	85.939	58.547
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	113.834	152.221
Suma aktywów trwałych	18.034.400	18.475.838
Aktywa obrotowe:		
Zapasy	445.805	536.201
Należności z tytułu podatku dochodowego	44.780	52.926
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	2.162.303	1.874.996
Pozostałe krótkoterminowe aktywa finansowe	100.201	18.753
Pozostałe krótkoterminowe aktywa niefinansowe	256.526	158.725
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	758.148	1.032.103
Suma aktywów obrotowych	3.767.763	3.673.704
Aktywa trwałe zaklasyfikowane jako przeznaczone do sprzedaży	5.820	5.951
AKTYWA	21.807.983	22.155.493

⁽¹⁾ Dane zaprezentowane w powyższej tabeli według stanu na 31 grudnia 2009 r. zostały zaczerpnięte ze Śródrocznego Skróconego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego i różnią się nieznacznie od danych według stanu na 31 grudnia 2009 r. zaprezentowanych w Zbadanym Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym. Rozbieżność ta wynika ze stosowania od 1 stycznia 2010 r. (z efektem od 1 lipca 2009 r.) interpretacji KIMSF 18, która została szerzej opisana w Nocie 3 Śródrocznego Skróconego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego.

	Na dzień	
	31 marca 2010	31 grudnia 2009 ⁽²⁾
	niezbadane	
	(tys. zł)	
PASYWA		
Kapitał własny przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej:		
Kapitał podstawowy	13.986.284	13.986.284
Kapitał zapasowy	240.209	64.050
Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów zabezpieczających	(6.238)	(766)
Zyski zatrzymane/Niepokryte straty	(2.075.344)	(2.191.002)
Udziały niekontrolujące	2.441.911	2.375.100
KAPITAŁ WŁASNY OGÓŁEM	14.586.822	14.233.666
Zobowiązania długoterminowe:		
Kredyty, pożyczki i dłużne papiery wartościowe	1.146.545	1.179.406
Zobowiązania z tytułu leasingu oraz umów dzierżawy z opcją zakupu	78.608	88.291
Rezerwy długoterminowe i świadczenia pracownicze	990.819	978.807
Długoterminowe rozliczenia międzyokresowe i dotacje rządowe	618.675	624.567
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług i pozostałe finansowe zobowiązania długoterminowe	8.579	5.683
Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	1.175.970	1.150.695
Suma zobowiązań długoterminowych	4.019.196	4.027.449
Zobowiązania krótkoterminowe:		
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług i pozostałe zobowiązania	1.114.809	1.490.726
Bieżąca część kredytów, pożyczek i dłużnych papierów wartościowych	583.460	596.315
Bieżąca część zobowiązań z tytułu leasingu oraz umów dzierżawy z opcją zakupu	34.854	35.377
Pozostałe zobowiązania krótkoterminowe	779.395	556.669
Rozliczenia międzyokresowe i dotacje rządowe	177.932	210.267
Zobowiązania z tytułu podatku dochodowego	35.048	67.034
Rezerwy krótkoterminowe i świadczenia pracownicze	476.467	937.990
Suma zobowiązań krótkoterminowych	3.201.965	3.894.378
ZOBOWIĄZANIA RAZEM	7.221.161	7.921.827
PASYWA	21.807.983	22.155.493

⁽²⁾ Dane zaprezentowane w powyższej tabeli według stanu na 31 grudnia 2009 r. zostały zaczerpnięte ze Śródrocznego Skróconego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego i różnią się nieznacznie od danych według stanu na 31 grudnia 2009 r. zaprezentowanych w Zbadanym Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym. Rozbieżność ta wynika ze stosowania od 1 stycznia 2010 r. (z efektem od 1 lipca 2009 r.) interpretacji KIMSF 18, która została szerzej opisana w Nocie 3 Śródrocznego Skróconego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego.

9.5. Inne dane operacyjne, w tym EBITDA i podstawowe wskaźniki

Podstawowe dane operacyjne	Rok zakończony dnia 31 grudnia			Kwartał zakończony dnia 31 marca	
	2009	2008	2007	2010	2009
Moc osiągalna (energia elektryczna)	5,6 GW	5,4 GW	5,5 GW	5,5 GW	5,1 GW
Produkcja energii elektrycznej netto	18,6 TWh	19,5 TWh	22,6 TWh	5,3 TWh	4,7 TWh
Produkcja energii elektrycznej brutto	20,9 TWh	21,9 TWh	25,2 TWh	6,0 TWh	5,3 TWh
Sprzedaż energii elektrycznej (detaliczna)	30,4 TWh	34,7 TWh	33,9 TWh	8,6 TWh	8,4 TWh
Odbiorcy energii elektrycznej	4,1 mln	4,1 mln	4,0 mln	4,1 mln	4,1 mln
Dystrybucja energii elektrycznej do klientów końcowych	30,9 TWh	32,3 TWh	32,2 TWh	8,4 TWh	7,9 TWh
Moc osiągalna (ciepło)	3,2 GW	3,2 GW	3,2 GW	3,2 GW	3,3 GW
Produkcja ciepła brutto ⁽¹⁾	15,7 PJ	15,5 PJ	16,4 PJ	7,6 PJ	6,5 PJ
Produkcja węgla handlowego	4,9 mln ton	5,6 mln ton	4,6 mln ton	1,4 mln ton	1,1 mln ton
Sieci dystrybucyjne (tys. km)	192,4	189,9	188,0	_(2)	_(2)
Średnie zatrudnienie	28.824	28.941	28.593	28.750	28.885
Przychody ze sprzedaży (mln zł)	13.633,6	12.448,7	12.264,0	3.794,3	3.549,5
EBITDA (mln zł) ⁽³⁾	2.580,0	1.642,7	1.410,6	821,5	660,8
Zadłużenie finansowe netto (mln zł) ⁽⁴⁾	867,3	1.281,2	1.203,7	1.085,3	1.642,8
Marża EBITDA ⁽⁵⁾	18,9%	13,2%	11,5%	21,7%	18,6%
Zadłużenie finansowe netto/EBITDA	33,6%	78,0%	85,3%	nie dotyczy ⁽⁶⁾	nie dotyczy ⁽⁶⁾

⁽¹⁾ Z wyłączeniem lokalnych wytwórców ciepła.

⁽²⁾ Spółka nie gromadzi informacji na temat długości sieci dystrybucyjnej w ujęciu kwartalnym.

⁽³⁾ Dane niezbadane. Grupa TAURON definiuje EBITDA jako zysk operacyjny powiększony o amortyzację i odpisy na aktywa niefinansowe. EBITDA nie jest miarą zysku operacyjnego, wyniku działalności ani płynności zgodnie z MSSF. Bardziej szczegółowy opis EBITDA przedstawiono w Rozdziale 10 (*Przegląd Sytuacji Operacyjnej i Finansowej*).

⁽⁴⁾ Sposób wyliczenia „zadłużenia finansowego netto” został przedstawiony w punkcie 10.8 (*Zadłużenie*).

⁽⁵⁾ Dane niezbadane. Grupa TAURON definiuje wskaźnik Marża EBITDA jako relację EBITDA do przychodów ze sprzedaży. Marża EBITDA nie jest miarą zysku operacyjnego, wyniku działalności ani płynności zgodnie z MSSF.

⁽⁶⁾ Wskaźnik nie jest prezentowany, jako że EBITDA jest podawana za okres kwartału.

10. Przegląd Sytuacji Operacyjnej i Finansowej

Poniżej przedstawione zostały informacje, które zdaniem Zarządu są istotne dla zrozumienia sytuacji finansowej oraz wyników działalności Grupy TAURON za lata zakończone w dniach 31 grudnia 2009 r., 2008 r. oraz 2007 r. oraz za kwartały zakończone w dniach 31 marca 2010 r. i 2009 r. Niektóre z przedstawianych informacji finansowych zostały zaczerpnięte ze Zbadanego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego oraz Śródrocznego Skróconego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego. Poniższą analizę należy czytać łącznie ze Zbadanym Skonsolidowanym Sprawozdaniem Finansowym oraz Śródrocznym Skróconym Skonsolidowanym Sprawozdaniem Finansowym zamieszczonymi w Rozdziale 30 (*Sprawozdania Finansowe*).

Twierdzenia na temat perspektyw sektora energetycznego, przewidywanych przez Zarząd przyszłych wyników spółek z Grupy TAURON, a także inne twierdzenia nie dotyczące przeszłych zdarzeń i faktów są twierdzeniami odnoszącymi się do przyszłości. Z twierdzeniami takimi wiążą się liczne ryzyka i niewiadome, między innymi te, które opisano w Rozdziale 2 (*Czynniki Ryzyka*). Rzeczywiste przyszłe wyniki Grupy TAURON mogą istotnie różnić się od wyników opisywanych w twierdzeniach dotyczących przyszłości. Wybrane czynniki, które mogą spowodować takie różnice lub przyczynić się do ich powstania, zostały omówione poniżej oraz w innych częściach Prospektu, między innymi w Rozdziale 2 (*Czynniki Ryzyka*).

10.1 Informacje ogólne

Grupa TAURON jest zintegrowanym pionowo przedsiębiorstwem energetycznym, które zajmuje wiodącą pozycję w obszarze wytwarzania, dystrybucji oraz sprzedaży energii elektrycznej w Polsce. Jest ona największym dystrybutorem i jednym z dwóch największych sprzedawców energii elektrycznej w Polsce, jak również jednym z największych dystrybutorów i sprzedawców energii elektrycznej w Europie Środkowo-Wschodniej. Grupa TAURON jest również drugim co do wielkości przedsiębiorstwem energetycznym w Polsce pod względem zainstalowanej mocy wytwórczych i wielkości produkcji energii netto.

Grupa TAURON prowadzi działalność w następujących obszarach (segmentach):

- wydobywanie, wzbogacanie i sprzedaż węgla kamiennego w Polsce;
- wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła ze źródeł konwencjonalnych, jak również wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła przy współspalaniu biomasy;
- wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych;
- dystrybucja energii elektrycznej z wykorzystaniem sieci dystrybucyjnych położonych w południowej Polsce;
- sprzedaż energii elektrycznej do klientów końcowych oraz handel hurtowy energią elektryczną, jak również obrót i zarządzanie uprawnieniami do emisji oraz zarządzanie prawami majątkowymi ze świadectw pochodzenia;
- pozostała działalność, w tym dystrybucja i sprzedaż ciepła.

10.2 Istotne czynniki wpływające na wyniki działalności Grupy TAURON

Grupa TAURON uważa, że na wyniki jej działalności będą wpływać przede wszystkim, tak jak to miało miejsce w przeszłości, następujące czynniki:

- trendy makroekonomiczne w gospodarce polskiej i światowej;
- ceny sprzedaży energii elektrycznej i węgla oraz taryfy dystrybucyjne jako czynniki wpływające na wysokość przychodów;
- koszty paliw, w szczególności koszty nabycia węgla;
- ceny energii elektrycznej i ciepła nabywanych w celu dalszej odsprzedaży;
- otoczenie regulacyjne;
- ceny świadectw pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych i z kogeneracji;
- liczba uprawnień do emisji CO₂ przyznanych nieodpłatnie, a także ceny nabywanych uprawnień;
- wysokość rekompensat na pokrycie kosztów osieroconych związanych z rozwiązaniem KDT; oraz
- sezonowość i warunki pogodowe.

10.2.1 Trendy makroekonomiczne w gospodarce polskiej i światowej

Działalność Grupy TAURON prowadzona jest zasadniczo na terytorium Polski oraz, w niewielkim zakresie, na terytorium Czech. W związku z tym, tak jak to miało miejsce w przeszłości, w kolejnych latach największy wpływ na działalność Grupy TAURON będą miały trendy makroekonomiczne występujące w gospodarce polskiej, co jednak nie wyklucza istotnego wpływu trendów światowych.

Poniższa tabela przedstawia podstawowe dane makroekonomiczne dotyczące Polski za lata 2009, 2008 i 2007.

	2009	2008	2007
Realny wzrost PKB (%)	1,7 ⁽¹⁾	5,0	6,8
Inflacja (%)	3,5	4,2	2,5
Wzrost przeciętnego wynagrodzenia brutto (%)	4,4	10,3	8,7
Stopa bezrobocia (%)	11,9	9,5	11,4

Źródło: GUS

⁽¹⁾ Dane szacunkowe GUS.

W okresie od 1 maja 2004 r., tj. daty przystąpienia Polski do Unii Europejskiej, do 2008 r. polska gospodarka rozwijała się bardzo dynamicznie przy inflacji (wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych) na poziomie poniżej 4,2%, spadającym bezrobociu, stabilnym popycie krajowym oraz rosnącym przeciętnym wynagrodzeniu.

Spowolnienie tempa wzrostu pod koniec 2008 r. i w 2009 r. spowodowane było w głównej mierze gwałtownie pogarszającym się w tym okresie stanem światowej gospodarki, co miało swój początek pod koniec 2007 r. i częściowo związane było z kryzysem na amerykańskim rynku kredytów hipotecznych o najniższym ratingu. Globalne spowolnienie gospodarcze pogłębiało się przez cały 2008 r. oraz 2009 r. i nadal wywiera wpływ na gospodarki państw na całym świecie. Należy jednak zauważyć, że pomimo globalnego spowolnienia gospodarczego Polska odnotowała w 2009 r. wzrost PKB o 1,7% (dane szacunkowe Głównego Urzędu Statystycznego), dzięki czemu zajęła czołową pozycję wśród państw członkowskich UE pod względem wzrostu gospodarczego.

Zasadniczo istnieje zależność między wzrostem gospodarczym i wzrostem popytu na energię elektryczną. W związku z tym czynniki makroekonomiczne dotyczące zarówno gospodarki polskiej, jak i światowej wpływały i nadal będą wpływać na wyniki finansowe Grupy TAURON. W latach 2007 i 2008 Grupa TAURON odczuła korzyści płynące ze wzrostu polskiego PKB i wynikającego stąd większego popytu na energię elektryczną wśród odbiorców przemysłowych, a także wzrostu popytu wśród gospodarstw domowych z powodu rosnącej zamożności społeczeństwa i zwiększającego się wykorzystania domowych urządzeń elektrycznych i elektronicznych. Natomiast w 2009 r. światowa recesja przyczyniła się do spadku popytu na energię elektryczną wśród odbiorców przemysłowych, co przy niewielkim wzroście zużycia przez odbiorców indywidualnych przełożyło się na ogólny spadek zapotrzebowania na energię elektryczną z produkcji krajowej w Polsce o 3,0% w porównaniu z 2008 r.

10.2.2 Ceny sprzedaży energii elektrycznej i węgla oraz taryfy dystrybucyjne jako czynniki wpływające na wysokość przychodów

Ceny energii elektrycznej

Większość przychodów Grupy TAURON pochodzi z segmentów wytwarzania i sprzedaży energii elektrycznej, a zatem ceny energii elektrycznej wpływają istotnie na wysokość przychodów Grupy TAURON. Ceny energii elektrycznej kształtuje wiele czynników, wśród których najważniejsze są czynniki rynkowe i czynniki związane z otoczeniem regulacyjnym. Grupa TAURON przewiduje, że w najbliższej przyszłości na ceny hurtowe energii elektrycznej oraz ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych w Polsce wpływać będą między innymi następujące podstawowe czynniki: (i) koszty paliw (w tym przede wszystkim ceny węgla kamiennego), (ii) koszty ewentualnych inwestycji wymuszonych przepisami z zakresu ochrony środowiska, w tym związanych z ograniczaniem emisji CO₂, SO₂ i NO_x oraz (iii) otoczenie regulacyjne, w tym obowiązki w zakresie umarzania świadectw pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych i z kogeneracji oraz wysokość opłat zastępczych, jak również harmonogram uwalniania cen energii elektrycznej dla gospodarstw domowych w Polsce, co zostało dokładnie omówione w dalszej części niniejszego Rozdziału.

Poniższa tabela przedstawia średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej spółek krajowej sieci elektroenergetycznej w latach 2009–2007.

	2009	2008	2007
	(zł/MWh)		
W ramach KDT	–	186,6	176,6
Poza KDT, w tym:	195,2	152,6	127,2
Spółki dystrybucyjne	–	–	127,6
Przedsiębiorstwa obrotu (dane dla lat 2008 i 2009 z uwzględnieniem przedsiębiorstw obrotu wyłonionych z przekształceń dawnych spółek dystrybucyjnych)	193,5	152,3	125,3
Rynek giełdowy	211,6	246,3	124,8
Rynek bilansujący	198,7	188,8	131,1
Razem	195,2	155,5	145,8

Źródło: ARE

W 2007 r. i w pierwszym kwartale 2008 r. Grupa TAURON sprzedawała znaczną część wytwarzanej energii elektrycznej na podstawie KDT, tj. długoterminowych umów między wytwórcami energii (w przypadku Grupy TAURON była to jej spółka zależna – PKE) i PSE, zgodnie z którymi moc i energia elektryczna sprzedawane były po cenie umożliwiającej pokrycie kosztów produkcji, a także kosztów finansowych związanych z finansowaniem przedsięwzięć inwestycyjnych służących poprawie ochrony środowiska i efektywności wytwarzania energii elektrycznej. Energia elektryczna sprzedawana przez PKE oraz innych wytwórców na podstawie KDT do PSE była następnie sprzedawana, w ramach mechanizmu minimalnej ilości energii (MIE), spółkom zajmującym się sprzedażą energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Zgodnie z mechanizmem MIE energia ta była odsprzedawana w ściśle określonych ilościach do zobligowanych do jej zakupu spółek zajmujących się sprzedażą energii elektrycznej. KDT miały bezpośredni wpływ na ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym i pośredni na ceny w dwustronnych umowach zawieranych przez wytwórców ze sprzedawcami. Ceny energii elektrycznej sprzedawanej w ramach KDT były w 2007 r. o 38,8%, a w 2008 r. o 22,3% wyższe od cen energii nie objętej KDT.

Rozwiązanie KDT było częścią procesu liberalizacji polskiego sektora energetycznego, który doprowadził do zastąpienia KDT umowami handlowymi zawieranymi na zasadach rynkowych. Z uwagi na to, że wolny rynek hurtowy energii elektrycznej dopiero zaczyna się w Polsce rozwijać, trudno przewidzieć, jakim zmianom podlegać będą ceny energii elektrycznej w przyszłości. Zarząd uważa, iż ceny energii elektrycznej w Polsce w perspektywie średnio- i długookresowej będą rosły na skutek przewidywanego kurczenia się marginesu rezerw mocy polskiego systemu energetycznego (to jest różnicy między osiągalną mocą szczytową a popytem na energię elektryczną) spowodowanego oczekiwanym wzrostem popytu na energię elektryczną przy ograniczonej podaży nowych mocy wytwórczych oraz planowanych wyłączeniach przestarzałych aktywów wytwórczych.

Ceny węgla

Znaczna część paliwa dostarczana do elektrowni i elektrociepłowni Grupy TAURON pochodzi z kopalń węgla kamiennego należących do PKW. W 2009 r. PKW sprzedał około 4,8 mln ton węgla kamiennego, z czego 69,0% dotyczyło sprzedaży do innych spółek z Grupy TAURON, natomiast 31,0% zostało sprzedane odbiorcom zewnętrznym na terenie całej Polski. Ceny węgla w Polsce są corocznie negocjowane na podstawie umów dwustronnych. Ceny węgla w Polsce znacznie wzrosły w latach 2007–2009, co przełożyło się zarówno na wyższe koszty ponoszone przez Grupę TAURON (węgiel jest paliwem przy wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła), jak również na wyższe przychody (węgiel wydobywany przez PKW jest sprzedawany poza Grupę TAURON). W przypadku wzrostu cen węgla, rosną zarówno koszty, jak i przychody Grupy TAURON, przy czym wzrost kosztów jest wyższy niż wzrost przychodów. Wynika to z tego, że wolumen węgla kupowanego przez Grupę TAURON od dostawców zewnętrznych przewyższa wolumen węgla wydobywanego przez Grupę TAURON i sprzedawanego odbiorcom zewnętrznym. Więcej informacji przedstawiono w punkcie 10.2.4 (*Koszty paliw*) oraz punkcie 2.1.13 (*Dostawy paliwa do jednostek wytwórczych Grupy TAURON mogą zostać zakłócone, a wzrost cen paliwa może niekorzystnie wpłynąć na działalność Grupy TAURON*).

Poniższa tabela przedstawia średnie ceny roczne jednej tony węgla kamiennego energetycznego dla elektrowni i elektrociepłowni zawodowych w Polsce w latach 2009, 2008 i 2007.

	2009	2008	2007
	(zł/tona)		
Średnia cena z wyłączeniem kosztów transportu	235,3	169,4	144,0

Źródło: ARE

10.2.3 Taryfy dla dystrybucji i sprzedaży energii elektrycznej

Informacje ogólne

Znaczna część przychodów Grupy TAURON pochodzi ze sprzedaży energii elektrycznej i usług dystrybucyjnych dokonywanej po cenach, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE. W latach 2007, 2008 i 2009, odpowiednio, około 54%, 47% i 46% przychodów Grupy TAURON stanowiły przychody uzależnione od taryf zatwierdzanych przez Prezesa URE. W związku z powyższym, tak jak to miało miejsce w przeszłości, w kolejnych latach decyzje Prezesa URE w sprawie zatwierdzenia taryf będą wpływać na przychody i wyniki finansowe Grupy TAURON.

Sprzedaż detaliczna

W 2007 r. Prezes URE zatwierdzał taryfy dla energii elektrycznej w zakresie sprzedaży energii elektrycznej i usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym Grupy TAURON ze wszystkich grup taryfowych. Z dniem 1 stycznia 2008 r. zwolniona z obowiązku taryfikacji została sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym z grup taryfowych A, B i C (obejmujących głównie odbiorców z sektora przemysłowego), natomiast Prezes URE nadal zatwierdza taryfy dla odbiorców z grupy G (tj. gospodarstw domowych).

W 2008 i 2009 r. nowe taryfy dla sprzedaży energii elektrycznej (zawierające wyższe ceny) zostały zatwierdzone z około miesięcznym opóźnieniem, co niekorzystnie wpłynęło na przychody Grupy TAURON w pierwszych tygodniach zarówno 2008, jak i 2009 r. Więcej informacji na temat taryf dla sprzedaży przedstawiono w punkcie 12.5 (*Taryfy*).

Dystrybucja

W obszarze dystrybucji Grupy TAURON obowiązują taryfy zatwierdzone przez Prezesa URE. W 2009 r. obszar dystrybucji wypracował 18,0% całkowitych przychodów ze sprzedaży Grupy TAURON przed wyłączeniami konsolidacyjnymi.

Taryfy zatwierdzone są z reguły na okres roku kalendarzowego. Prezes URE wyznacza długość okresów regulacyjnych (od 3 do 5 lat), dla których określa model ustalania kosztów uznanych za uzasadnione. W 2008 i 2009 r. nowe taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej zawierające wyższe ceny niż uprzednie taryfy zostały zatwierdzone z kilkutygodniowym opóźnieniem, co niekorzystnie wpłynęło na przychody Grupy TAURON w pierwszych tygodniach zarówno 2008, jak i 2009 r. Więcej informacji na temat taryf dla dystrybucji przedstawiono w punkcie 12.5 (Taryfy).

Zarząd spodziewa się wprowadzenia w przyszłości zmian regulacyjnych, które wpłyną na zasady ustalania kosztu kapitału, a w szczególności na metodę obliczania wartości regulacyjnej aktywów (WRA), co może spowodować, że taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej będą systematycznie rosły, przekładając się na systematyczny wzrost przychodów z tytułu świadczonych usług dystrybucyjnych. Więcej informacji na ten temat przedstawiono w punkcie 13.10 (Obszar Dystrybucji) oraz punkcie 12.5 (Taryfy).

10.2.4 Koszty paliw

Koszty paliw to najbardziej znaczący składnik kosztów produkcji energii elektrycznej i ciepła, a tym samym istotny czynnik wpływający na rentowność Grupy TAURON. Wytwórcy z Grupy TAURON kupują węgiel w ramach Grupy TAURON z należących do niej kopalń węgla kamiennego oraz od dostawców zewnętrznych, w tym przede wszystkim od następujących spółek: Kompanii Węglowej S.A., Katowickiego Holdingu Węglowego S.A. i Jastrzębskiej Spółki Węglowej S.A. Grupa TAURON wykorzystuje także do produkcji energii elektrycznej i ciepłej odpadowe gazy technologiczne – gaz koksowniczy dostarczany przez Zakłady Koksownicze Zdzeszowice Sp. z o.o. i gaz wielkopieczowy dostarczany przez ArcelorMittal Poland S.A. Biomasa kupowana jest przez Grupę TAURON od wielu lokalnych dostawców.

Poniższa tabela przedstawia ilość i koszt węgla, gazu oraz biomasy kupionych przez Grupę TAURON od dostawców zewnętrznych w latach 2009, 2008 i 2007.

	Rok zakończony dnia 31 grudnia			Rok zakończony dnia 31 grudnia		
	2009	2008	2007	2009	2008	2007
	Ilość			Całkowity koszt zakupu (tys. zł)		
<i>Rodzaj paliwa (jednostka):</i>						
Węgiel (tony)	7.556.379	7.983.317	9.109.144	1.805.619	1.353.775	1.322.866
Gaz (tys. m ³)	2.057.102	2.729.830	2.924.523	140.640	151.222	156.161
Biomasa (tony)	480.193	240.146	133.077	124.302	50.787	21.668
Razem	nie dotyczy	nie dotyczy	nie dotyczy	2.070.561	1.555.784	1.500.695

Źródło: Spółka

Węgiel

W 2009 r. około 70% dostaw węgla dla Grupy TAURON pochodziło od zewnętrznych dostawców. Zważywszy, że wewnętrzna produkcja zaspokaja około 30% zapotrzebowania na paliwo elektrowni i elektrociepłowni Grupy TAURON opalanych węglem energetycznym, Grupa TAURON jest częściowo zabezpieczona przed krótkoterminowymi wahaniami cen węgla na rynku. Wolumen węgla kupowanego przez Grupę TAURON od dostawców zewnętrznych zmniejszył się w okresie od 2007 do 2009 r. z 9,1 mln ton do 7,6 mln ton, co jest wynikiem zarówno zwiększenia wydobycia w kopalniach należących do Grupy TAURON, jak i spadku zużycia energii elektrycznej w 2009 r. na skutek spowolnienia gospodarczego. Zakupy węgla dokonywane są na podstawie umów wieloletnich, umów krótkoterminowych oraz umów na jednorazowe dostawy węgla. W umowach długoterminowych określa się wolumen dostaw węgla kamiennego w każdym roku, natomiast cena i harmonogram dostaw są ustalane w aneksach do tych umów zawieranych corocznie lub co kwartał w drodze negocjacji stron. Jako że wytwórcy z Grupy TAURON ustalają ceny węgla kamiennego na okresy nie dłuższe niż rok, ponoszone przez wytwórców z Grupy TAURON koszty paliwa są uzależnione od zmian rynkowych cen węgla kamiennego. Ceny węgla w Polsce ustalane są w oparciu o koszty wydobycia oraz tzw. parytet importowy, uwzględniający światowe ceny węgla, koszty transportu oraz kurs wymiany dolar/złoty. Grupa TAURON kupuje węgiel od PKW na zasadach rynkowych.

Gaz

Na potrzeby działalności w obszarze wytwarzania energii elektrycznej i ciepła Grupa TAURON kupuje odpadowe gazy technologiczne – gaz koksowniczy i gaz wielkopieczowy – od dwóch dostawców zewnętrznych wchodzących w skład grupy ArcelorMittal, tj. odpowiednio od spółki Zakłady Koksownicze Zdzeszowice Sp. z o.o. i spółki ArcelorMittal Poland S.A. Na podstawie długoterminowych umów Grupa TAURON kupuje cały wolumen gazu wyprodukowany przez tych dostawców, jaki jest w stanie wykorzystać. Wolumen nabywanego gazu zmienia się w zależności od wielkości jego produkcji. W latach 2007–2009 ilość gazu zakupionego przez Grupę TAURON zmniejszyła się w wyniku zmniejszenia produkcji przez dostawców. Było to spowodowane spadkiem popytu w hutnictwie. W tym samym okresie ceny gazu wzrosły, co wynikało ze wzrostu cen paliw referencyjnych, na podstawie których ceny te są ustalane.

Biomasa

Grupa TAURON kupuje biomasę od szeregu lokalnych dostawców. Zakupy są dokonywane na podstawie kilku umów długoterminowych oraz wielu umów jednorazowych. Zgodnie z warunkami umów, ceny biomasy ustala się zwykle na okresy roczne.

10.2.5 Ceny energii elektrycznej i ciepła nabywanych w celu dalszej odsprzedaży

Grupa TAURON kupuje energię elektryczną i ciepło od dostawców zewnętrznych w celu zaspokojenia popytu na te produkty wśród swoich odbiorców końcowych. W latach 2007, 2008 i 2009 wartość sprzedanych towarów i materiałów, które obejmują głównie energię elektryczną i ciepło zakupione w celu odsprzedaży, stanowiła odpowiednio 34,9%, 36,7% i 34,5% kosztu własnego sprzedaży Grupy TAURON.

Poniższa tabela przedstawia ilość oraz koszt energii elektrycznej i ciepła zakupionych przez Grupę TAURON od dostawców zewnętrznych w latach 2009, 2008 i 2007.

	Rok zakończony dnia 31 grudnia			Rok zakończony dnia 31 grudnia		
	2009	2008	2007	2009	2008	2007
		Ilość			Koszt zakupu (tys. zł)	
<i>Rodzaj (jednostka):</i>						
Energia elektryczna (MWh)	15.051.410	20.510.494	28.736.758	3.091.952	3.287.642	3.675.025
Ciepło (Gj)	6.118.926	4.496.476	2.908.972	157.673	106.133	64.446
Razem	nie dotyczy	nie dotyczy	nie dotyczy	3.249.625	3.393.775	3.739.471

Źródło: Spółka

Energia elektryczna kupowana w celu odsprzedaży

Ilość energii elektrycznej kupowanej od dostawców zewnętrznych miała w poprzednich latach istotny wpływ na wyniki Grupy TAURON. W latach 2007, 2008 i 2009 Grupa TAURON zakupiła, odpowiednio, około 56,0%, 51,3% i 44,7% całego wolumenu energii elektrycznej sprzedanej przez siebie na podstawie umów z dostawcami zewnętrznymi. W 2008 r., w porównaniu z 2007 r., ilość zakupionej energii elektrycznej zmniejszyła się, co było głównie wynikiem zaprzestania sprzedaży do PSE na podstawie KDT. W 2009 r., w porównaniu z 2008 r., zmniejszył się wolumen energii elektrycznej zakupionej od dostawców zewnętrznych, przede wszystkim na skutek (i) zmniejszenia sprzedaży częściowo spowodowanego globalnym spowolnieniem gospodarczym, (ii) zaprzestania sprzedaży na podstawie KDT po pierwszym kwartale 2008 r., oraz (iii) wdrożenia z dniem 1 października 2008 r. w Grupie TAURON zintegrowanego obrotu energią elektryczną, co doprowadziło do zwiększenia obrotu energią elektryczną wewnątrz Grupy TAURON. W latach 2007–2009 ceny energii elektrycznej kupowanej w celu odsprzedaży wzrosły, co było wynikiem wzrostu hurtowych cen energii elektrycznej w Polsce.

Ciepło kupowane w celu odsprzedaży

Większość ciepła sprzedawanego przez Grupę TAURON wytwarzają należące do niej spółki. Resztę Grupa TAURON nabywa od zewnętrznych dostawców na podstawie długoterminowych umów sprzedaży zawieranych w oparciu o taryfy zatwierdzone przez Prezesa URE. W latach 2007–2009 ilość ciepła nabywana przez Grupę TAURON od dostawców zewnętrznych znacznie wzrosła, co było spowodowane przede wszystkim przejęciem kontroli nad dystrybutorem ciepła, spółką PEC Katowice, począwszy od maja 2008 r. Wcześniej zakup ciepła wynikał jedynie z realizacji zakupów przez inną spółkę dystrybucyjną, tj. PEC Dąbrowa Górnicza. W tym samym okresie wzrosła również cena ciepła kupowanego przez Grupę TAURON od dostawców zewnętrznych, co wynikało głównie z podwyższenia cen ciepła w taryfach zatwierdzanych przez Prezesa URE.

10.2.6 Otoczenie regulacyjne

Grupa TAURON prowadzi działalność, która podlega szczególnym regulacjom prawnym. Tak jak to miało miejsce w przeszłości, również w kolejnych latach istotny wpływ wywierać na nią będzie szereg aktów prawnych, w tym: Prawo Energetyczne, Prawo Europejskie i konwencje międzynarodowe, w szczególności z zakresu ochrony środowiska. Czynniki takie, jak polityka Prezesa URE i innych organów publicznych oraz decyzje wydawane przez te organy w odniesieniu do działalności Grupy TAURON, przede wszystkim w zakresie zatwierdzania taryf oraz innych obowiązków regulacyjnych, wpływały i będą wpływać na działalność Grupy TAURON. Ponadto, na wyniki działalności Grupy TAURON wpływ będą miały także następujące czynniki i zmiany regulacyjne: (i) stopniowa deregulacja rynku energii elektrycznej w Polsce, co może wpłynąć na przychody Grupy TAURON w miarę dalszej liberalizacji tego rynku (ostateczna liberalizacja rynku obejmie również ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych), (ii) implementacja Dyrektywy 2009/72/WE w sprawie wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej i Rozporządzenia (WE) 714/2009 w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej, co może mieć wpływ na wielkość sprzedaży Grupy TAURON, (iii) coroczne zwiększanie obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej w kogeneracji oraz energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych, co może zwiększyć koszty Grupy TAURON, (iv) przyszłe zmiany regulacyjne w metodzie obliczania WRA, co może spowodować, że stawki taryf dla usług dystrybucji energii elektrycznej będą systematycznie rosły, przekładając się na systematyczny wzrost przychodów z tytułu świadczonych usług dystrybucyjnych, (v) przewidywane zmiany w unijnym systemie handlu uprawnieniami do emisji

CO₂ oraz wprowadzenie obowiązku ograniczenia emisji SO₂ i NO_x, co może zwiększyć koszty wytwarzania ponoszone przez Grupę TAURON, (vi) wprowadzenie obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców, co będzie miało trudny do przewidzenia wpływ na ceny energii elektrycznej, a tym samym na przychody Grupy TAURON, oraz (vii) wysokość rekompensat na pokrycie kosztów osieroconych związanych z rozwiązaniem KDT oraz wynik sporu między Prezesem URE i PKE w sprawie kwoty rekompensat wypłaconych za 2008 r. oraz metodologii obliczania wysokości rekompensat, co może w przyszłości wpłynąć na wysokość przychodów Grupy TAURON. Zarząd oczekuje, że przyszłe zmiany w przepisach wprowadzą bardziej rygorystyczne wymagania z zakresu ochrony środowiska (w tym odnośnie efektywności wytwarzania energii elektrycznej, uprawnień do emisji i świadectw pochodzenia energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych). Więcej informacji przedstawiono w punkcie 12.21 (*Regulacje dotyczące ochrony klimatu, związane z emisjami CO₂ i innych substancji do atmosfery*) i w Nocie 26 Zbadanego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego.

10.2.7 Ceny świadectw pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych i z kogeneracji

Zgodnie z Prawem Energetycznym wszystkie spółki obrotu energią elektryczną w Polsce, w tym spółki z Grupy TAURON, dokonujące sprzedaży do odbiorców końcowych obowiązane są albo uzyskać świadectwa pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych i z kogeneracji i przedstawić je Prezesowi URE do umorzenia, albo uiścić opłatę zastępczą. W latach 2007–2009 Grupa TAURON wykonała swoje zobowiązania, umarzając stosowne świadectwa pochodzenia energii, jak również uiszczając stosowne opłaty zastępcze. Ilość energii, dla której Grupa TAURON musi uzyskać i umorzyć świadectwa pochodzenia ze źródeł odnawialnych i świadectwa pochodzenia z kogeneracji, obliczana jest jako procentowy udział w całkowitej ilości energii elektrycznej sprzedawanej odbiorcom końcowym. Udział ten będzie stopniowo wzrastał w nadchodzących latach z 8,7% w 2009 r. do 12,9% w 2017 r. w przypadku świadectw pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych, z 2,9% w 2009 r. do 3,5% w 2012 r. w przypadku świadectw pochodzenia energii z kogeneracji w źródłach opalanych gazem oraz z 20,6% w 2009 r. do 23,2% w 2012 r. w przypadku świadectw pochodzenia energii z kogeneracji w pozostałych źródłach. Dodatkowo zwiększyć się może ilość energii elektrycznej sprzedawanej przez Grupę TAURON odbiorcom końcowym, co będzie wymagać uzyskania większej liczby takich świadectw. Grupa TAURON przewiduje, że energia elektryczna wytwarzana przez nią ze źródeł odnawialnych lub kogeneracji nie wystarczy, by zaspokoić zobowiązania dotyczące umarzania świadectw pochodzenia ze źródeł odnawialnych i z kogeneracji, w związku z czym spodziewa się, że z każdym rokiem będzie musiała nabywać coraz więcej takich świadectw lub płacić coraz wyższą opłatę zastępczą. Koszt opłat zastępczych nie różni się jednak zbyt od rynkowej ceny świadectw pochodzenia z uwagi na ich ogólny niedobór na rynku. Grupa TAURON nie spodziewa się w najbliższej przyszłości istotnych zmian w tym zakresie.

10.2.8 Liczba uprawnień do emisji CO₂ przyznanych nieodpłatnie, a także ceny nabywanych uprawnień

Działalność Grupy TAURON w zakresie wytwarzania energii elektrycznej oraz ciepła jest częściowo uzależniona od poziomu uprawnień do emisji CO₂ przyznanych w danym okresie rozliczeniowym. Uprawnienia do emisji CO₂ można uzyskać w drodze bezpłatnego przydziału lub nabyć na rynku. W ramach KPRU I polski rząd przydzielił uprawnienia do emisji na lata 2005–2007. W 2007 r. Grupie TAURON przydzielono łącznie uprawnienia do emisji na poziomie około 29,5 mln ton CO₂, co przewyższyło jej łączne potrzeby operacyjne. Nadwyżki uprawnień do emisji posiadane przez spółki wytwórcze zostały sprzedane na rynku, natomiast niedobory wybranych Spółek Grupy TAURON zostały pokryte zakupem uprawnień na pokrycie deficytów. Ceny uprawnień do emisji CO₂ w 2007 r. znacznie się zmniejszyły, w związku z czym transakcje te nie miały istotnego wpływu na wyniki Grupy TAURON za ten rok.

W dniu 14 listopada 2008 r. polski rząd przyjął KPRU II, zgodnie z którym Grupie TAURON przydzielono uprawnienia do emisji na poziomie około 108,6 mln ton CO₂ na pięcioletni okres od 2008 do 2012 r. (około 21,7 mln ton na każdy rok). W 2008 r. Grupa TAURON wyemitowała około 22,8 mln ton CO₂, natomiast w 2009 r. około 21,0 mln ton CO₂. Z uwagi na to, że uprawnienia do emisji mogą być przenoszone w ramach pięcioletniego okresu rozliczeniowego, Grupa TAURON przyjęła zasadę, że rezerwa na pokrycie deficytu uprawnień do emisji CO₂ będzie tworzona po przekroczeniu pięcioletniego limitu emisji. Więcej informacji na ten temat przedstawiono w Nocie 11.27 Zbadanego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego.

W następstwie zaskarżenia przez Polskę decyzji Komisji Europejskiej zmniejszającej ilość uprawnień do emisji CO₂ przyznanych polskim przedsiębiorstwom, w dniu 23 września 2009 r. Sąd Pierwszej Instancji wydał orzeczenie uchylające decyzję Komisji Europejskiej dotyczącą krajowego planu rozdziału uprawnień do emisji gazów cieplarnianych przedłożonego przez Polskę na okres lat 2008–2012. W efekcie Komisja Europejska ponownie przeanalizowała KPRU II i w dniu 11 grudnia 2009 r. wydała decyzję, w której odrzuciła przygotowany w 2006 r. KPRU II na lata 2008–2012, zobowiązując Polskę do przedłożenia nowego planu rozdziału uprawnień do emisji. W związku z tym Polska przygotowała nowy KPRU II na lata 2008–2012, uwzględniający aktualną sytuację gospodarczą oraz nowe uwarunkowania w zakresie systemu handlu uprawnieniami do emisji, a także wyrok Sądu Pierwszej Instancji. W dniu 19 kwietnia 2010 r. Komisja Europejska zaakceptowała złożoną przez rząd polski nową propozycję KPRU II. Zgodnie z tą propozycją, w stosunku do obecnie obowiązującego KPRU II nie zmienia się ogólny średnioroczny przydział uprawnień do emisji CO₂. Bardziej szczegółowe informacje zostały zawarte w punkcie 12.21 (*Regulacje dotyczące ochrony klimatu, związane z emisjami CO₂ i innych substancji do atmosfery*).

Poza uprawnieniami do emisji przyznanymi Grupie TAURON w ramach KPRU II, w dniu 14 kwietnia 2010 r. Krajowy Administrator Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji (KASHUE) przyznał PKE dodatkowe uprawnienia do emisji na lata 2010–2012 w związku ze wzrostem zapotrzebowania PKE na uprawnienia ponad wielkość przydziału określoną w KPRU II na skutek oddania do użytku nowego bloku energetycznego w Elektrowni Łągisza w połowie 2009 r. Dodatkowe uprawnienia do emisji CO₂ zostały przydzielone na poziomie 6,7 mln ton na lata 2010–2012 (około 2,2 mln ton na każdy rok), co umożliwi PKE odpowiednio wyższą produkcję energii elektrycznej.

Po 2012 r. podstawowym sposobem przyznawania uprawnień do emisji CO₂ ma być system aukcji, którego wprowadzenie przewidywane jest do 2012 r. Zgodnie z Dyrektywą 2009/29/WE niektóre Państwa Członkowskie mogą przydzielać przejściowo bezpłatne uprawnienia niektórym wytwórcóm energii elektrycznej. Jeżeli chodzi o liczbę bezpłatnych uprawnień, jaka ma zostać przyznana Państwóm Członkowskim po 2012 r., to w 2013 r. całkowita liczba przyznanych przejściowych bezpłatnych uprawnień nie przekroczy 70% średniej rocznej ilości zweryfikowanych emisji wytwórców energii elektrycznej w danym Państwie Członkowskim za lata 2005–2007. Liczba ta ma się stopniowo zmniejszać aż do całkowitej likwidacji przydziałów bezpłatnych uprawnień w 2020 r. Więcej informacji przedstawiono w punkcie 12.21 (*Regulacje dotyczące ochrony klimatu, związane z emisjami CO₂ i innych substancji do atmosfery*). Zarząd oczekuje, że Grupa TAURON będzie mogła skorzystać z częściowo bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂ w okresie od 2013 do 2020 r. Jednakże, w wyniku przewidywanego ograniczania uprawnień do emisji CO₂, a także w przypadku zlikwidowania w przyszłości bezpłatnych przydziałów uprawnień do emisji CO₂, koszty wytwarzania energii elektrycznej przez Grupę TAURON mogą znacznie wzrosnąć z uwagi na konieczność zakupu uprawnień na wolnym rynku. Ponadto, jeżeli Grupa TAURON nie będzie w stanie uzyskać w przyszłości wystarczającej liczby uprawnień do emisji, może być zmuszona do ograniczenia wielkości produkcji energii elektrycznej lub do przeprowadzenia dodatkowych przedsięwzięć inwestycyjnych mających na celu ograniczenie emisji CO₂.

10.2.9 Wysokość rekompensat na pokrycie kosztów osieroconych związanych z rozwiązaniem KDT

Jak wcześniej wspomniano, przed przystąpieniem Polski do Unii Europejskiej w dniu 1 maja 2004 r., PKE zawarła szereg KDT z PSE – spółką, która była wówczas zarówno operatorem systemu przesyłowego, jak i głównym hurtowym sprzedawcą energii elektrycznej. W 2007 r. Komisja Europejska wydała decyzję, w której uznała KDT za niezgodną z prawem pomoc publiczną. Jeszcze przed wydaniem tej decyzji Sejm uchwalił jednak Ustawę o Rozwiązaniu KDT umożliwiającą wytwórcóm energii elektrycznej rozwiązanie KDT i uzyskanie rekompensat z tytułu tzw. kosztów osieroconych. Bardziej szczegółowe informacje na temat KDT i Ustawy o Rozwiązaniu KDT przedstawiono w punkcie 12.15 (*Rozwiązanie Kontraktów Długoterminowych (KDT)*).

Z dniem 1 kwietnia 2008 r. PKE rozwiązała wszystkie sześć obowiązujących na ten dzień KDT zgodnie z Ustawą o Rozwiązaniu KDT. Ustawa o Rozwiązaniu KDT ustala górny limit łącznych środków dostępnych do wypłacenia wszystkim wytwórcóm energii na pokrycie kosztów osieroconych zdyskontowanych na dzień 1 stycznia 2007 r. jako 12.582,7 mln zł, z czego 1.479,7 mln zł to limit środków dla PKE.

Poniższa tabela przedstawia informacje na temat okresu, za który przyznane zostały rekompensaty oraz maksymalnej kwoty rekompensat z tytułu kosztów osieroconych dla PKE.

	Rok zakończony dnia 31 grudnia					
	2012	2011	2010	2009	2008	2007
	(mln zł)					
Maksymalna kwota rekompensat należnych na podstawie Ustawy o Rozwiązaniu KDT	107,2	124,8	140,8	267,8	256,1	583,0 ⁽¹⁾
Otrzymane zaliczki na poczet rekompensat	nie dotyczy	nie dotyczy	69,7 ⁽²⁾	273,2	128,1	nie dotyczy
Rekompensaty ujęte w skonsolidowanych przychodach Grupy TAURON	nie dotyczy	nie dotyczy	73,6 ⁽³⁾	483,9	192,2	nie dotyczy

Źródło: Załącznik nr 2 do Ustawy o Rozwiązaniu KDT i Spółka

⁽¹⁾ Okres rozliczeniowy objęty Ustawą o Rozwiązaniu KDT obejmuje okres od 2007 r., mimo że rozwiązanie KDT i wypłacanie zaliczek na poczet rekompensat rozpoczęło się 1 kwietnia 2008 r.

⁽²⁾ Zaliczki na poczet rekompensat otrzymane przez PKE w pierwszym kwartale 2010 r.

⁽³⁾ Rekompensaty ujęte w skonsolidowanych przychodach Grupy TAURON w pierwszym kwartale 2010 r.

Więcej informacji na ten temat przedstawiono w Nocie 34 Zbadanego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego.

Zgodnie z Ustawą o Rozwiązaniu KDT, mechanizm rekompensat ma na celu pokrycie tzw. kosztów osieroconych określonych w tej ustawie. Wysokość kosztów osieroconych w poszczególnych latach będzie obliczana zgodnie z Ustawą o Rozwiązaniu KDT. Zasadniczo większy zysk wytwórcy energii elektrycznej w danym roku obrotowym, w stosunku do zysku prognozowanego w Ustawie o Rozwiązaniu KDT, wypracowany przy wykorzystaniu aktywów związanych uprzednio z KDT skutkuje obniżeniem wysokości rekompensaty za ten okres. Zaliczki na poczet rekompensat na pokrycie kosztów osieroconych wypłacane są kwartalnie, na wniosek wytwórców i podlegają corocznej weryfikacji przez Prezesa URE. W wyniku weryfikacji Prezes URE ustala wysokość rocznej korekty kosztów osieroconych. W roku następującym po zakończeniu okresu korygowania trwającego do pierwotnej daty wygaśnięcia ostatniego z rozwiązanych KDT danego wytwórcy dokonane będzie ostateczne rozliczenie i korekta końcowa kosztów osieroconych. W wyniku tego wytwórcy energii energetycznej mogą zostać zobowiązani do zwrotu części lub całości środków otrzymanych w całym okresie obowiązywania systemu rekompensat.

Zgodnie z Ustawą o Rozwiązaniu KDT, w 2008 r. PKE rozpoznała przychody w wysokości 192,2 mln zł z tytułu rekompensaty na pokrycie kosztów osieroconych. W dniu 31 lipca 2009 r., po zweryfikowaniu wysokości kosztów osieroconych PKE za 2008 r., Prezes URE wydał decyzję nakazującą PKE zwrot części otrzymanej zaliczki w kwocie 159,5 mln zł. W świetle przepisów polskiego prawa decyzja Prezesa URE podlega rygorowi natychmiastowej wymagalności, nawet jeżeli jest przedmiotem odwołania. W sierpniu 2009 r. PKE odwołała się od decyzji Prezesa URE odnośnie kosztów osieroconych za 2008 r. PKE wniosła o zmianę decyzji Prezesa URE, a także o wypłatę dodatkowej kwoty w wysokości

79,1 mln zł, ponieważ – zdaniem PKE – otrzymana zaliczka nie była wystarczająca na pokrycie kosztów osieroconych za 2008 r. W dniu 23 września 2009 r. Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów, który rozpatruje odwołania od decyzji Prezesa URE, wydał postanowienie nakazujące PKE zwrot połowy spornej kwoty, tj. 79,8 mln zł, natomiast zwrot pozostałej części został zawieszony do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sprawy. Na podstawie uzgodnień z administratorem systemu rekompensat PKE dokonała spłaty tej kwoty w ratach do dnia 31 marca 2010 r. W dniu 26 maja 2010 r. Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów wydał wyrok uwzględniający odwołanie PKE od decyzji Prezesa URE, zgodnie z którym: (i) uchylono obowiązek zwrotu części otrzymanej przez PKE zaliczki za 2008 r. w kwocie 159,5 mln zł, oraz (ii) przyznano dodatkowo na rzecz PKE kwotę 79,1 mln zł. Wyrok jest nieprawomocny, co oznacza, że przysługuje od niego apelacja.

10.2.10 Sezonowość i warunki pogodowe

Popyt na energię elektryczną podlega wahaniom sezonowym i tym samym wpływa na ilość wytwarzanej i dostarczanej energii elektrycznej. Na ogół sprzedaż i dystrybucja energii elektrycznej wzrastają w miesiącach zimowych, a spadają w letnich. Jest to uzależnione od temperatury powietrza oraz długości dnia. Sezonowość sprzedaży daje się zauważyć zwłaszcza wśród gospodarstw domowych, tj. odbiorców z grupy taryfowej G, a w mniejszym stopniu wśród odbiorców przemysłowych.

Zmienne warunki pogodowe mogą mieć także niekorzystny wpływ na urządzenia Grupy TAURON służące do dystrybucji energii elektrycznej, powodując zakłócenia ich pracy i spadek sprzedaży. Zmienne warunki pogodowe mogą mieć również wpływ na poziom strat sieciowych spółek dystrybucyjnych. Przykładowo niższe temperatury powodują na ogół większe straty wynikające z ubytków w sieci dystrybucyjnej, ale jednocześnie Grupa TAURON sprzedaje więcej energii elektrycznej w chłodniejszych okresach. Szczególnie sroga zima w styczniu 2010 r. spowodowała uszkodzenia sieci dystrybucyjnych z powodu znacznego ich oblodzenia. Przełożyło się to na wyższy poziom strat sieciowych oraz niższy wolumen dostarczonej energii. Szczegółowe informacje zostały zamieszczone w punkcie 2.1.8 (*Warunki atmosferyczne mogą mieć niekorzystny wpływ na zapotrzebowanie na energię i wysokość przychodów Grupy TAURON*). Sprzedaż ciepła na ogół wzrasta w chłodniejszym okresie, który trwa zwykle od października do kwietnia.

Wielkość produkcji Grupy TAURON cechuje się sezonowością wynikającą z planowych prac konserwacyjnych i remontowych w elektrowniach i elektrociepłowniach. Zasadniczo planowe prace konserwacyjne i remontowe przypadają w sezonie letnim, kiedy też zmniejsza się popyt na energię elektryczną. Elektrownie i elektrociepłownie, których dotyczą prace, są w tych okresach wyłączane z eksploatacji, przez co wielkość produkcji Grupy TAURON zmniejsza się zwykle w trzecim kwartale każdego roku. W celu przeprowadzenia konserwacji i remontów Grupa TAURON zazwyczaj w różnych terminach zamyka instalacje w swoich elektrowniach i elektrociepłowniach: (i) na kilka dni co roku – w celu przeprowadzenia mniejszych remontów okresowych, (ii) na okres od czterech do pięciu tygodni co 3 lata – w celu przeprowadzenia remontów średnich, oraz (iii) na okres od dwóch do trzech miesięcy co 5–7 lat – w celu przeprowadzenia remontów kapitalnych.

10.3 Istotne zdarzenia po 31 marca 2010 r.

Połączenie Spółki z Enion Zarządzanie Aktywami i Energomix Servis

W 2009 r. Grupa TAURON rozpoczęła proces łączenia Spółki z dwiema spółkami wchodzącymi w skład Grupy TAURON – Enion Zarządzanie Aktywami i Energomix Servis. Zgodnie z planem połączenia z dnia 16 grudnia 2009 r., całość majątku spółek Enion Zarządzanie Aktywami i Energomix Servis zostanie przeniesiona na rzecz Spółki w zamian za akcje Spółki w podwyższonym kapitale zakładowym, które otrzymają wspólnicy przejmowanych spółek Enion Zarządzanie Aktywami i Energomix Servis.

Zgodnie z przepisami, Plan Połączenia został uzgodniony między zarządami łączących się spółek, pozytywnie zaopiniowany przez biegłego wyznaczonego przez sąd, a następnie zatwierdzony przez (i) Walne Zgromadzenie Spółki w dniu 8 kwietnia 2010 r.; (ii) nadzwyczajne zgromadzenie wspólników Enion Zarządzanie Aktywami w dniu 26 marca 2010 r. oraz (iii) nadzwyczajne zgromadzenie wspólników Energomix Servis w dniu 26 marca 2010 r.

Spółka planuje, że Połączenie zostanie zarejestrowane do dnia ustalenia Ceny Sprzedaży. Opis Połączenia jest przedstawiony w punkcie 13.5.1 (*Restrukturyzacja Grupy TAURON*), w punkcie 18.1.3 (*Emisja akcji związana z Połączeniem Spółki z Enion Zarządzanie Aktywami i Energomix Servis*) oraz w Rozdziale 25 (*Warunki Oferty Akcji Połączeniowych*).

Scalenie Akcji

Spółka zamierza przeprowadzić proces Scalenia Akcji, który obejmie Akcje Sprzedawane, Akcje Połączeniowe oraz pozostałe Akcje Spółki. Scalenie Akcji zostanie dokonane na podstawie uchwały Walnego Zgromadzenia z dnia 26 kwietnia 2010 r. Scalenie Akcji ma zostać przeprowadzone po zakończeniu przyjmowania zapisów na Akcje Sprzedawane od Inwestorów Indywidualnych i od Inwestorów Instytucjonalnych, lecz przed przydziałem Akcji Sprzedawanych w Ofercie.

Scalenie Akcji ma nastąpić poprzez zwiększenie wartości nominalnej jednej Akcji Spółki z dotychczasowej kwoty 1 zł do kwoty 9 zł i proporcjonalne zmniejszenie ogólnej liczby Akcji. W wyniku Scalenia Akcji wszystkie dotychczasowe Akcje serii A, B, C, D, E, F, G, H, I, J i K zostaną oznaczone nową serią AA.

Szczegółowe informacje na temat Scalenia Akcji są przedstawione w punkcie 18.1.2 (Scalenie Akcji). Ryzyko związane z ewentualnym niedojściem procesu Scalenia Akcji do skutku zostało opisane w punkcie 2.3.1 (*Proces Scalenia Akcji może nie dojść do skutku lub w toku procesu mogą zaistnieć błędy, co w konsekwencji może niekorzystnie wpłynąć na obrót Akcjami i kurs Akcji w przyszłości*).

Podwyższenie kapitału zakładowego Spółki w zamian za akcje niektórych Spółek Zależnych, które wniesie Skarb Państwa

Na podstawie uchwały Walnego Zgromadzenia z dnia 26 kwietnia 2010 r., Spółka zamierza podwyższyć kapitał zakładowy Spółki w drodze emisji nie więcej niż 268.000.000 akcji zwykłych na okaziciela serii BB, które zostaną objęte przez Skarb Państwa w zamian za wkłady niepieniężne, którymi są należące do Skarbu Państwa akcje w PKE, Enion, EnergiaPro i ESW. Emisja Akcji Aportowych nastąpi po dniu 13 sierpnia 2010 r., gdy zgodnie z harmonogramem ustalonym przez Spółkę zakończy się proces konwersji Akcji Pracowniczych na podstawie Ustawy o Wymianie Akcji Pracowniczych oraz pod warunkiem zarejestrowania przez sąd rejestrowy zmiany Statutu w związku ze Scaleniem Akcji.

Spółka uzgodniła ze Skarbem Państwa, że liczba faktycznie wyemitowanych Akcji Aportowych nie przekroczy 170.372.391 Akcji Serii BB, a podwyższenie kapitału zakładowego zostanie dokonane o kwotę nie wyższą niż 1.533.351.521 zł.

Powyższe ustalenia uwzględniają: (i) przeprowadzoną przez niezależnego biegłego wycenę wkładów niepieniężnych, które będą wnoszone przez Skarb Państwa na pokrycie Akcji Aportowych, (ii) uchwaloną przez Walne Zgromadzenie cenę emisyjną Akcji Aportowych, (iii) uzgodniony pomiędzy Spółką a Akcjonariuszem Sprzedającym parytet wymiany wnoszonych przez Akcjonariusza Sprzedającego wkładów niepieniężnych na Akcje Aportowe oraz (iv) maksymalną liczbę akcji w Spółkach Zależnych, które mogłyby stanowić przedmiot wkładów niepieniężnych, przy założeniu osiągnięcia przez Skarb Państwa 15% udziału w kapitale zakładowym każdej z powyższych Spółek Zależnych.

Szczegółowe informacje na temat emisji Akcji Aportowych są przedstawione w punkcie 18.1.4 (*Emisja Akcji Aportowych*).

10.4 Bieżąca działalność i perspektywy

Dane udostępnione przez ARE za 2009 r. wskazują, że zapotrzebowanie na energię elektryczną z produkcji krajowej spadło o 3% w 2009 r. w porównaniu z 2008 r. Zarząd przewiduje, że zużycie energii elektrycznej w Polsce nieznacznie wzrośnie w 2010 r. w porównaniu z 2009 r. Według danych operatora systemu przesyłowego zużycie energii elektrycznej wzrosło o 3,5% w pierwszym kwartale 2010 r. w porównaniu z pierwszym kwartałem 2009 r. Na ostateczny poziom krajowego zużycia energii elektrycznej w 2010 r. mogą mieć wpływ między innymi czynniki atmosferyczne.

10.5 Omówienie EBITDA oraz wybranych pozycji skonsolidowanego sprawozdania z całkowitych dochodów Grupy TAURON

EBITDA

EBITDA obejmuje zysk operacyjny powiększony o amortyzację i odpisy na aktywa niefinansowe. EBITDA w podziale na poszczególne segmenty działalności obejmuje zysk (stratę) z działalności kontynuowanej przed opodatkowaniem i przychodami (kosztami) finansowymi w podziale na segmenty powiększony o amortyzację i odpisy na aktywa niefinansowe dotyczące poszczególnych segmentów. EBITDA nie jest miarą zysku operacyjnego, wyniku działalności ani płynności zgodnie z MSSF. EBITDA jest miarą stosowaną przez Grupę TAURON w zarządzaniu prowadzoną przez nią działalnością. Zarząd uważa, iż EBITDA jest powszechnie prezentowany i używany przez inwestorów w celu spójnego porównania wyników działalności bez uwzględniania amortyzacji, która może się znacznie różnić w zależności od przyjętych metod księgowych (w szczególności, gdy miało miejsce nabycie składnika majątku) oraz bez uwzględnienia elementów innych niż koszty i przychody operacyjne. EBITDA został zaprezentowany w niniejszym Prospekcie, aby umożliwić pełniejszą i bardziej wyczerpującą analizę wyników działalności Grupy TAURON w porównaniu z innymi podmiotami. Jednakże inwestor nie powinien analizować EBITDA w oderwaniu od analizy lub zamiast analizy zysku operacyjnego ustalonego według MSSF ani traktować EBITDA, jako wskaźnika wyniku działalności Grupy TAURON lub przepływów pieniężnych Grupy TAURON z działalności operacyjnej, które powinny być analizowane w oparciu o dane opracowane według MSSF. Inwestor nie powinien opierać się na EBITDA, jako wskaźniku nieprzewidywanym w MSSF lecz na analizie przedstawionej w skonsolidowanym sprawozdaniu z całkowitych dochodów Grupy TAURON lub w rachunku przepływów pieniężnych Grupy TAURON. EBITDA prezentowany w niniejszym Prospekcie nie jest porównywalny z EBITDA prezentowanym przez inne spółki, jako że brak jest jednolitej definicji EBITDA.

Poniższa tabela przedstawia uzgodnienie zysku operacyjnego do EBITDA za lata 2009, 2008 i 2007 oraz za kwartały zakończone 31 marca 2010 r. i 2009 r.

	Rok zakończony dnia 31 grudnia					Kwartał zakończony dnia 31 marca		
	2009		2008		2007	2010	2009	
	tys. zł	% zmiana w stosunku do 2008 r.	tys. zł	% zmiana w stosunku do 2007 r.	tys. zł	tys. zł	% zmiana w stosunku do 2009 r.	tys. zł
	<i>(niezbadane)</i>							
Zysk operacyjny	1.259.734	263,0	347.048	85,7	186.899	476.046	42,2	334.666
Amortyzacja i odpisy na aktywa niefinansowe . .	1.320.307	1,9	1.295.603	5,9	1.223.681	345.483	5,9	326.174
EBITDA	2.580.041	57,1	1.642.651	16,5	1.410.580	821.529	24,3	660.840

Poniższa tabela przedstawia uzgodnienie zysku/(straty) z działalności kontynuowanej przed opodatkowaniem i przychodami (kosztami) finansowymi do EBITDA za lata 2009, 2008 i 2007 oraz za kwartały zakończone 31 marca 2010 r. i 2009 r. w rozbiciu na poszczególne segmenty działalności.

	Rok zakończony dnia 31 grudnia					Kwartał zakończony dnia 31 marca		
	2009		2008		2007	2010	2009	
	tys. zł	% zmiana w stosunku do 2008 r.	tys. zł	% zmiana w stosunku do 2007 r.	tys. zł	tys. zł	% zmiana w stosunku do I kwartału 2009 r.	tys. zł
<i>(niezbadane)</i>								
Wydobycie węgla								
Zysk operacyjny ⁽¹⁾	147.031	133,9	62.858	nie dotyczy	(71.453)	43.048	(3,6)	44.662
Amortyzacja i odpisy na aktywa niefinansowe . .	106.171	(3,4)	109.940	(0,1)	110.030	26.735	1,0	26.475
EBITDA	253.202	46,5	172.798	347,9	38.577	69.783	(1,9)	71.137
Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej ze źródeł konwencjonalnych								
Zysk operacyjny	677.144	nie dotyczy	(735)	nie dotyczy	70.848	184.867	5,7	174.951
Amortyzacja i odpisy na aktywa niefinansowe . .	504.272	4,5	482.429	1,5	475.398	137.551	15,3	119.297
EBITDA	1.181.416	145,3	481.694	(11,8)	546.246	322.418	9,6	294.248
Wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych								
Zysk operacyjny	55.141	25,4	43.964	(3,4)	45.495	13.926	(18,5)	17.095
Amortyzacja i odpisy na aktywa niefinansowe . .	21.311	14,0	18.702	24,7	15.001	5.396	4,8	5.151
EBITDA	76.452	22,0	62.666	3,6	60.496	19.322	(13,1)	22.246
Dystrybucja energii elektrycznej								
Zysk operacyjny	94.572	(51,2)	193.880	77,0	109.541	116.952	nie dotyczy	(18.389)
Amortyzacja i odpisy na aktywa niefinansowe . .	626.950	(0,5)	629.996	9,2	577.015	162.502	1,5	160.134
EBITDA	721.522	(12,4)	823.876	20,0	686.556	279.454	97,2	141.745
Sprzedaż energii i pozostałych produktów rynku energetycznego								
Zysk operacyjny	301.837	235,2	90.053	382,4	18.666	84.400	(25,3)	112.918
Amortyzacja i odpisy na aktywa niefinansowe . .	4.339	52,8	2.840	396,5	572	1.518	30,7	1.161
EBITDA	306.176	229,6	92.893	382,9	19.238	85.918	(24,7)	114.079
Pozostałe								
Zysk operacyjny	6.579	nie dotyczy	(24.617)	61,7	(15.224)	26.259	79,2	14.650
Amortyzacja i odpisy na aktywa niefinansowe . .	57.264	10,8	51.696	13,2	45.665	11.781	(15,6)	13.956
EBITDA	63.843	135,8	27.079	(11,0)	30.441	38.040	33,0	28.606
Pozycje nieprzypisane i wyłączenia								
Zysk operacyjny	(22.570)	(23,0)	(18.355)	nie dotyczy	29.026	6.594	nie dotyczy	(11.221)
Amortyzacja i odpisy na aktywa niefinansowe . .	0	nie dotyczy	0	nie dotyczy	0	0	nie dotyczy	0
EBITDA	(22.570)	(23,0)	(18.355)	nie dotyczy	29.026	6.594	nie dotyczy	(11.221)
EBITDA razem	2.580.041	57,1	1.642.651	16,5	1.410.580	821.529	24,3	660.840

⁽¹⁾ Pozycja „Zysk operacyjny” występuje w Zbadanym Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym oraz Śródrocznym Skróconym Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym jako „Zysk/(strata) z działalności kontynuowanej przed opodatkowaniem i przychodami (kosztami) finansowymi”.

Do wzrostu EBITDA dla Grupy TAURON w pierwszym kwartale 2010 r. (w porównaniu do pierwszego kwartału 2009 r.) przyczynił się przede wszystkim wzrost EBITDA z działalności związanej z dystrybucją energii elektrycznej.

Z powyższej tabeli wynika, że w 2009 r. do wzrostu EBITDA dla Grupy TAURON przyczynił się przede wszystkim wzrost EBITDA z działalności związanej z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepłej ze źródeł konwencjonalnych oraz sprzedażą energii i pozostałych produktów rynku energetycznego (która obejmuje sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym). Natomiast w 2008 r. do wzrostu EBITDA dla Grupy TAURON przyczynił się głównie wzrost EBITDA z działalności związanej z wydobywaniem węgla, dystrybucją energii elektrycznej oraz sprzedażą energii i pozostałych produktów rynku energetycznego (która obejmuje sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym).

10.5.1 Omówienie wybranych pozycji skonsolidowanego sprawozdania z całkowitych dochodów Grupy TAURON

Dla celów poniższego omówienia wyników działalności Grupy TAURON, najważniejsze pozycje jej skonsolidowanego sprawozdania z całkowitych dochodów obejmują:

Przychody ze sprzedaży

Przychody ze sprzedaży Grupy TAURON obejmują następujące pozycje: przychody ze sprzedaży towarów, produktów i materiałów (zarówno przed, jak i po wyłączeniu podatku akcyzowego dla celów prezentacyjnych), przychody ze sprzedaży usług i pozostałe przychody.

Przychody są ujmowane w zakresie, w jakim prawdopodobne jest uzyskanie przez Grupę TAURON korzyści ekonomicznych związanych z daną transakcją oraz gdy kwotę przychodów można wycenić w wiarygodny sposób. Są one ujmowane w wartości godziwej zapłaty otrzymanej bądź należnej, po pomniejszeniu o rabaty i upusty, podatek od towarów i usług (VAT), podatek akcyzowy i inne podatki lub opłaty od sprzedaży.

Przychody ze sprzedaży towarów, produktów i materiałów

Przychody ze sprzedaży towarów, produktów i materiałów obejmują głównie przychody ze sprzedaży energii elektrycznej (w tym rekompensaty na pokrycie kosztów osieroconych), sprzedaży ciepła, węgla kamiennego (po wyłączeniu podatku akcyzowego).

Przychody ze sprzedaży usług

Przychody ze sprzedaży usług obejmują głównie przychody ze sprzedaży usług dystrybucji energii elektrycznej.

Pozostałe przychody

Pozostałe przychody obejmują głównie przychody z tytułu czynszu za wynajem nieruchomości, które Grupa TAURON wynajmuje podmiotom zewnętrznym.

Podatek akcyzowy

Zgodnie z zasadami naliczania podatku akcyzowego, podatek wykazany w skonsolidowanym sprawozdaniu z całkowitych dochodów Grupy TAURON za okres od 1 stycznia 2007 r. do 28 lutego 2009 r. jest w całości związany ze sprzedażą energii elektrycznej z produkcji własnej wytwórców należących do Grupy TAURON. Po nowelizacji przepisów podatkowych, od dnia 1 marca 2009 r. podatek akcyzowy pobierany jest od energii elektrycznej sprzedawanej przez Grupę TAURON odbiorcom końcowym. Stawka podatku akcyzowego w okresie od 1 stycznia 2007 r. do 31 marca 2010 r. wynosiła 0,02 zł/kWh. Więcej informacji na temat sporów dotyczących potencjalnego zwrotu nadpłaconego podatku akcyzowego i związanych z tym roszczeń przedstawiono w punkcie 2.1.42 (*Grupa TAURON nie może wykluczyć sporów związanych z interpretacją nowych przepisów dotyczących podatku akcyzowego*).

Przychody ze sprzedaży w podziale na segmenty działalności

Grupa TAURON prowadzi działalność w sześciu podstawowych obszarach (segmentach). Jej przychody ze sprzedaży w podziale na poszczególne segmenty obejmują:

- przychody ze sprzedaży węgla;
- przychody ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła ze źródeł konwencjonalnych;
- przychody ze sprzedaży energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych;
- przychody z dystrybucji energii elektrycznej;
- przychody ze sprzedaży energii i pozostałych produktów rynku energetycznego; oraz
- przychody z pozostałej działalności.

Przychody ze sprzedaży węgla

Przychody ze sprzedaży węgla obejmują głównie przychody ze sprzedaży węgla kamiennego wydobytego przez PKW. W 2009 r. 58,4% przychodów ze sprzedaży węgla pochodziło ze sprzedaży węgla przez PKW do spółek z Grupy TAURON.

Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła ze źródeł konwencjonalnych

Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła ze źródeł konwencjonalnych obejmują głównie przychody ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła wytwarzanych przez Grupę TAURON, usług systemowych oraz rekompensat otrzymanych przez Grupę TAURON z tytułu rozwiązania KDT. W 2009 r. około 76,9% przychodów Grupy TAURON ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła ze źródeł konwencjonalnych pochodziło ze sprzedaży tej energii innym spółkom z Grupy TAURON.

Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych

Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych obejmują przychody ze sprzedaży energii elektrycznej i świadectw pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych, uzyskiwanych w związku z produkcją energii elektrycznej w elektrowniach wodnych należących do Grupy TAURON. Cała energia elektryczna wytwarzana przez Grupę TAURON ze źródeł odnawialnych jest sprzedawana odbiorcom końcowym albo bezpośrednio, jak w przypadku spółki Enion Energia, która zarówno wytwarza energię elektryczną w elektrowniach wodnych, jak i sprzedaje ją odbiorcom końcowym, albo poprzez sprzedaż do spółek sprzedażowych należących do Grupy TAURON. W 2009 r. 65,8% przychodów Grupy TAURON ze sprzedaży energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych pochodziło ze sprzedaży tej energii innym spółkom z Grupy TAURON.

Przychody z dystrybucji energii elektrycznej

Przychody z dystrybucji energii elektrycznej obejmują głównie przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych zgodnie z obowiązującymi taryfami. Z uwagi na to, że na podstawie umów kompleksowych spółki sprzedażowe wystawiają łączną fakturę za sprzedaż usług dystrybucyjnych i sprzedaż energii elektrycznej, większość przychodów ze sprzedaży spółek dystrybucyjnych jest wykazywana jako sprzedaż wewnątrz Grupy TAURON. W 2009 r. 80,5% przychodów Grupy TAURON ze sprzedaży usług dystrybucyjnych pochodziło ze sprzedaży tych usług innym spółkom z Grupy TAURON.

Przychody ze sprzedaży energii i pozostałych produktów rynku energetycznego

Przychody ze sprzedaży energii i pozostałych produktów rynku energetycznego obejmują głównie przychody ze sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym oraz przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych na podstawie kompleksowych umów, a także przychody z obrotu energią elektryczną i prawami majątkowymi (w tym uprawnieniami do emisji CO₂ oraz świadectwami pochodzenia energii elektrycznej ze źródeł konwencjonalnych i odnawialnych).

Przychody z pozostałej działalności

Przychody z pozostałej działalności obejmują głównie przychody spółek ciepłowniczych zajmujących się przesyłem, obrotem i dystrybucją ciepła oraz przychody ze sprzedaży kamienia wapiennego i mączki wapiennej przez wchodzącą w skład Grupy TAURON kopalnię wapienia.

Koszty według rodzaju

Na koszty według rodzaju składają się, między innymi, następujące pozycje:

- amortyzacja i odpisy aktualizujące wartość rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych, co obejmuje głównie amortyzację urządzeń technicznych i maszyn należących do spółek z Obszaru Wytwarzanie oraz amortyzację linii i stacji elektroenergetycznych należących do spółek z Obszaru Dystrybucji;
- zużycie materiałów i energii, które obejmuje głównie koszt paliw (przede wszystkim węgla, biomasy i gazu) i innych materiałów, w tym materiałów wykorzystywanych do przeprowadzania napraw i konserwacji, koszt zakupu energii elektrycznej na potrzeby własne Obszaru Wytwarzanie i Obszaru Wydobywanie, a także koszt zakupu energii elektrycznej na pokrycie strat sieciowych spółek dystrybucyjnych;
- usługi konserwacji i remontowe, które obejmują głównie koszty związane z urządzeniami do wytwarzania i dystrybucji energii;
- usługi przesyłowe i dystrybucyjne, które obejmują głównie koszty związane z działalnością dystrybucyjną Grupy TAURON (w tym opłaty za usługi przesyłowe świadczone przez spółkę PSE-Operator i za udział w rynku bilansującym);
- pozostałe usługi obce, które obejmują głównie koszty związane z usługami transportowymi, informatycznymi i telekomunikacyjnymi, a także koszty wynajmu;
- podatki i opłaty, które obejmują głównie opłaty koncesyjne, opłaty za wieczyste użytkowanie gruntów, opłaty za korzystanie ze środowiska, podatek od nieruchomości i wpłaty należne na Państwowy Fundusz Rehabilitacji Osób Niepełnosprawnych (PFRON);
- koszty świadczeń pracowniczych, które obejmują głównie płace zasadnicze, premie i nagrody (w tym nagrody jubileuszowe), odprawy emerytalne, świadczenia wynikające z układów zbiorowych pracy, narzuły na wynagrodzenia oraz koszty ubezpieczeń społecznych.

Wartość sprzedanych towarów i materiałów

Wartość sprzedanych towarów i materiałów obejmuje głównie koszty związane z zakupem energii elektrycznej i ciepła w celu ich dalszej odsprzedaży.

Koszty ogólnego zarządu

Koszty ogólnego zarządu obejmują część wymienionych powyżej pozycji kosztów rodzajowych, tj.: amortyzacji majątku, kosztów zużycia materiałów i energii, kosztów usług obcych, a także wynagrodzeń i świadczeń na rzecz pracowników, w zakresie w jakim są wykorzystywane do realizacji funkcji zarządczych i administracyjnych.

Pozostałe koszty operacyjne

Pozostałe koszty operacyjne obejmują straty ze zbycia środków trwałych i wartości niematerialnych, koszty likwidacji środków trwałych i wartości niematerialnych, darowizny, utworzenie odpisów aktualizujących wartość pozostałych aktywów, wzrost szacunków rezerw dla obecnych emerytów i rencistów, wzrost rezerw na roszczenia o wypłatę odszkodowań za bezumowne korzystanie z nieruchomości pod obiektami energetycznymi, koszty postępowań spornych, koszty działalności socjalnej, koszty szkód w majątku trwałym, kary, grzywny, odszkodowania, koszty sądowe i egzekucyjne oraz wynagrodzenia z tytułu zastępstwa procesowego, składki na rzecz organizacji, wartość zlikwidowanych materiałów, odpisanie inwestycji zaniechanych oraz inne tytuły pozostałych kosztów operacyjnych. Więcej informacji na ten temat przedstawiono w Nocie 13.2 Zbadanego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego.

Podatek dochodowy

Podatek dochodowy obejmuje część bieżącą i część odroczoną. Część bieżąca obejmuje zobowiązania podatkowe z tytułu dochodu osiągniętego za dany rok obrotowy oraz ewentualne korekty podatku dochodowego dotyczące lat ubiegłych. Podatek odroczony jest wyliczany na podstawie różnic przejściowych między wartością aktywów i zobowiązań szacowanych dla celów podatkowych a ich wartością księgową. W latach 2007–2009 efektywna stawka podatku dochodowego dla Grupy TAURON wynosiła, odpowiednio, -0,1%, 27,2% i 22,9%. Ustawowa stawka podatku dochodowego od osób prawnych w latach 2007–2009 wynosiła w Polsce 19%. Na efektywną stawkę podatkową Grupy TAURON wpływają przede wszystkim trwale różnice między zyskiem brutto określonym według MSSF a podstawą opodatkowania podatkiem dochodowym. Różnice te wynikają w szczególności z kosztów nie stanowiących kosztu uzyskania przychodów w rozumieniu przepisów o podatku dochodowym od osób prawnych, jak na przykład wpłaty na Państwowy Fundusz Rehabilitacji Osób Niepełnosprawnych, niektóre koszty związane z utrzymaniem związków zawodowych czy koszty reprezentacji. Podwyższa to efektywną stawkę podatkową w porównaniu ze stawką ustawową. Ujemna stawka podatkowa za 2007 r. wynikała przede wszystkim z przeszacowania dla celów podatkowych wartości środków trwałych wniesionych w końcu czerwca 2007 r. jako aport przez jedną ze spółek zależnych Spółki do innej spółki zależnej.

10.5.2 Wyniki działalności Grupy TAURON

Poniższe tabele przedstawiają wybrane pozycje ze skonsolidowanego sprawozdania z całkowitych dochodów Grupy TAURON za lata 2009, 2008 i 2007 oraz za kwartały zakończone 31 marca 2010 r. i 2009 r. Pozycje te zostały przytoczone ze Zbadanego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego oraz Śródrocznego Skróconego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego zamieszczonych w Rozdziale 30 (Sprawozdania Finansowe).

	Rok zakończony dnia 31 grudnia					
	2009		2008		2007	
	tys. zł	% łącznych przychodów ze sprzedaży	tys. zł	% łącznych przychodów ze sprzedaży	tys. zł	% łącznych przychodów ze sprzedaży
Działalność kontynuowana						
Przychody ze sprzedaży towarów, produktów i materiałów bez wyłączenia akcyzy	9.855.179	72,3	8.541.605	68,6	8.577.567	69,9
Podatek akcyzowy	(412.755)	3,0	(384.961)	3,1	(440.193)	3,6
Przychody ze sprzedaży towarów, produktów i materiałów	9.442.424	69,3	8.156.644	65,5	8.137.374	66,4
Przychody ze sprzedaży usług	4.166.489	30,6	4.268.797	34,3	4.107.509	33,5
Pozostałe przychody	24.660	0,2	23.225	0,2	19.114	0,2
Przychody ze sprzedaży	13.633.573	100,0	12.448.666	100,0	12.263.997	100,0
Koszt własny sprzedaży	(11.521.540)	84,5	(11.266.254)	90,5	(11.480.508)	93,6
Zysk/(strata) brutto ze sprzedaży	2.112.033	15,5	1.182.412	9,5	783.489	6,4
Pozostałe przychody operacyjne	112.106	0,8	68.872	0,6	114.298	0,9
Koszty sprzedaży	(188.182)	1,4	(211.807)	1,7	(118.536)	1,0

	Rok zakończony dnia 31 grudnia					
	2009		2008		2007	
	tys. zł	% łącznych przychodów ze sprzedaży	tys. zł	% łącznych przychodów ze sprzedaży	tys. zł	% łącznych przychodów ze sprzedaży
Koszty ogólnego zarządu	(621.537)	4,6	(591.079)	4,8	(493.344)	4,0
Pozostałe koszty operacyjne	(154.686)	1,1	(101.350)	0,8	(99.008)	0,8
Zysk operacyjny/(strata operacyjna)	1.259.734	9,2	347.048	2,8	186.899	1,5
Przychody finansowe	113.456	0,8	113.443	0,9	148.860	1,2
Koszty finansowe	(208.170)	1,5	(210.232)	1,7	(186.143)	1,5
Zysk/(strata) brutto	1.165.020	8,6	250.259	2,0	149.616	1,2
Podatek dochodowy	(266.306)	2,0	(67.978)	0,6	163	0,0
Zysk/(strata) netto za rok obrotowy	898.714	6,6	182.281	1,5	149.779	1,2

	Kwartał zakończony dnia 31 marca			
	2010		2009	
	tys. zł	% łącznych przychodów ze sprzedaży	tys. zł	% łącznych przychodów ze sprzedaży
Działalność kontynuowana				
Przychody ze sprzedaży towarów, produktów i materiałów bez wyłączenia akcyzy	2.711.503	71,5	2.580.805	72,7
Podatek akcyzowy	(105.549)	2,8	(97.881)	2,8
Przychody ze sprzedaży towarów, produktów i materiałów	2.605.954	68,7	2.482.924	70,0
Przychody ze sprzedaży usług	1.181.008	31,1	1.060.394	29,9
Pozostałe przychody	7.371	0,2	6.187	0,2
Przychody ze sprzedaży	3.794.333	100,0	3.549.505	100,0
Koszt własny sprzedaży	(3.106.970)	81,9	(3.031.275)	85,4
Zysk/(strata) brutto ze sprzedaży	687.363	18,1	518.230	14,6
Pozostałe przychody operacyjne	31.761	0,8	11.035	0,3
Koszty sprzedaży	(52.512)	1,4	(44.707)	1,3
Koszty ogólnego zarządu	(144.596)	3,8	(140.264)	4,0
Pozostałe koszty operacyjne	(45.970)	1,2	(9.628)	0,3
Zysk operacyjny/(strata operacyjna)	476.046	12,5	334.666	9,4
Przychody finansowe	26.239	0,7	33.989	1,0
Koszty finansowe	(52.556)	1,4	(62.796)	1,8
Zysk/(strata) brutto	449.729	11,9	305.859	8,6
Podatek dochodowy	(90.142)	2,4	(84.820)	2,4
Zysk/(strata) netto	359.587	9,5	221.039	6,2

Przychody ze sprzedaży

Poniższa tabela przedstawia skonsolidowane przychody ze sprzedaży Grupy TAURON za lata 2009, 2008 i 2007 oraz za kwartały zakończone 31 marca 2010 r. i 2009 r.

	Rok zakończony dnia 31 grudnia			Kwartał zakończony dnia 31 marca	
	2009	2008	2007	2010	2009
	(tys. zł)				
Przychody ze sprzedaży					
Przychody ze sprzedaży towarów, produktów i materiałów bez wyłączenia akcyzy	9.855.179	8.541.605	8.577.567	2.711.503	2.580.805
Podatek akcyzowy	(412.755)	(384.961)	(440.193)	(105.549)	(97.881)
Przychody ze sprzedaży towarów, produktów i materiałów	9.442.424	8.156.644	8.137.374	2.605.954	2.482.924
Przychody ze sprzedaży usług	4.166.489	4.268.797	4.107.509	1.181.008	1.060.394
Pozostałe przychody	24.660	23.225	19.114	7.371	6.187
Przychody ze sprzedaży	13.633.573	12.448.666	12.263.997	3.794.333	3.549.505

Przychody ze sprzedaży wzrosły o 244,8 mln zł, czyli o 6,9%, z 3.549,5 mln zł w pierwszym kwartale 2009 r. do 3.794,3 mln zł w pierwszym kwartale 2010 r. Wzrost ten związany był przede wszystkim ze wzrostem przychodów ze sprzedaży towarów, produktów i materiałów oraz wzrostem przychodów ze sprzedaży usług.

Przychody ze sprzedaży wzrosły o 1.184,9 mln zł, czyli o 9,5%, z 12.448,7 mln zł w 2008 r. do 13.633,6 mln zł w 2009 r. Wzrost związany był przede wszystkim ze znacznym wzrostem przychodów ze sprzedaży towarów, produktów i materiałów, któremu jednak towarzyszył spadek przychodów ze sprzedaży usług.

Przychody ze sprzedaży wzrosły o 184,7 mln zł, czyli o 1,5%, z 12.264,0 mln zł w 2007 r. do 12.448,7 mln zł w 2008 r. Wzrost związany był przede wszystkim ze wzrostem przychodów ze sprzedaży usług, przychodów ze sprzedaży towarów, produktów i materiałów oraz pozostałych przychodów.

Podatek akcyzowy. Obciążenia Grupy TAURON z tytułu podatku akcyzowego wzrosły o 7,6 mln zł, czyli o 7,8%, z 97,9 mln zł w pierwszym kwartale 2009 r. do 105,5 mln zł w pierwszym kwartale 2010 r. Wzrost obciążeń związany był przede wszystkim ze zwiększeniem podstawy opodatkowania na skutek zmiany prawa podatkowego polegającej na opodatkowaniu sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych, począwszy od 1 marca 2009 r., podczas gdy wcześniej opodatkowaniu podlegało wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach konwencjonalnych.

Obciążenia Grupy TAURON z tytułu podatku akcyzowego wzrosły o 27,8 mln zł, czyli o 7,2%, z 385,0 mln zł w 2008 r. do 412,8 mln zł w 2009 r. W wyniku nowelizacji polskich przepisów podatkowych, która weszła w życie z dniem 1 marca 2009 r., podatek akcyzowy naliczany jest od sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym, a nie od wytwarzania energii. Zmiana ta spowodowała wzrost obciążenia z tytułu podatku akcyzowego, ponieważ wielkość sprzedaży do odbiorców końcowych jest większa od wielkości produkcji energii elektrycznej w należących do Grupy TAURON źródłach konwencjonalnych. Stawka podatku akcyzowego zarówno w 2007, 2008, jak i w 2009 r. wynosiła 0,02 zł/kWh.

Obciążenia Grupy TAURON z tytułu podatku akcyzowego zmniejszyły się o 55,2 mln zł, czyli o 12,5%, z 440,2 mln zł w 2007 r. do 385,0 mln zł w 2008 r. Zmniejszenie obciążeń związane było przede wszystkim ze spadkiem produkcji energii elektrycznej w 2008 r. w porównaniu do 2007 r.

Przychody ze sprzedaży towarów, produktów i materiałów. Przychody ze sprzedaży towarów, produktów i materiałów wzrosły o 123,1 mln zł, czyli o 5,0%, z 2.482,9 mln zł w pierwszym kwartale 2009 r. do 2.606,0 mln zł w pierwszym kwartale 2010 r., co było związane przede wszystkim z wyższym wolumenem sprzedaży węgla, energii elektrycznej i ciepła z uwagi na wzrost popytu spowodowany przedłużającą się zimą, jak również odczuwalnym ożywieniem gospodarczym.

Przychody ze sprzedaży towarów, produktów i materiałów wzrosły o 1.285,8 mln zł, czyli o 15,8%, z 8.156,6 mln zł w 2008 r. do 9.442,4 mln zł w 2009 r. Wzrost związany był ze wzrostem średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej, ciepła i węgla sprzedanych odbiorcom końcowym. Wzrost ten został osłabiony przez spadek wolumenu sprzedaży energii elektrycznej spowodowany mniejszym popytem na energię elektryczną na skutek globalnego spowolnienia gospodarczego w 2009 r.

Przychody ze sprzedaży towarów, produktów i materiałów pozostały na prawie niezmiennym poziomie przy wzroście o 19,3 mln zł, czyli o 0,2%, z 8.137,4 mln zł w 2007 r. do 8.156,6 mln zł w 2008 r.

Przychody ze sprzedaży usług. Przychody ze sprzedaży usług wzrosły o 120,6 mln zł, czyli o 11,4%, z 1.060,4 mln zł w pierwszym kwartale 2009 r. do 1.181,0 mln zł w pierwszym kwartale 2010 r. Wzrost ten związany był przede wszystkim ze wzrostem cen usług dystrybucyjnych średnio o 6% oraz wzrostem wolumenu dostarczonej energii elektrycznej, co było konsekwencją stosunkowo ostrej i długiej zimy, a także poprawiającej się sytuacji gospodarczej.

Przychody ze sprzedaży usług zmniejszyły się o 102,3 mln zł, czyli o 2,4%, z 4.268,8 mln zł w 2008 r. do 4.166,5 mln zł w 2009 r. Spadek ten związany był przede wszystkim ze spadkiem wolumenu sprzedaży usług dystrybucyjnych o 4,4% w 2009 r. w porównaniu z 2008 r. w wyniku mniejszego zużycia energii elektrycznej spowodowanego globalnym spowolnieniem gospodarczym. Spadek ten został osłabiony przez wzrost taryf dystrybucyjnych w 2009 r. w porównaniu z 2008 r.

Przychody ze sprzedaży usług wzrosły o 161,3 mln zł, czyli o 3,9%, z 4.107,5 mln zł w 2007 r. do 4.268,8 mln zł w 2008 r. Wzrost związany był przede wszystkim ze wzrostem taryf dystrybucyjnych w 2008 r. w porównaniu z 2007 r. Wzrost ten został osłabiony przez spadek wolumenu sprzedaży usług dystrybucyjnych o 1,5% w 2008 r. w porównaniu z 2007 r., co było związane z globalnym spowolnieniem gospodarczym, które zaczęło wywierać wpływ na gospodarkę Polski w drugiej połowie 2008 r.

Przychody ze sprzedaży w podziale na segmenty działalności

Poniższa tabela przedstawia całkowite przychody ze sprzedaży Grupy TAURON (obejmujące zarówno sprzedaż na rzecz odbiorców zewnętrznych, jak i w ramach Grupy TAURON) w podziale na poszczególne segmenty działalności za lata 2009, 2008 i 2007 oraz za kwartały zakończone 31 marca 2010 r. i 2009 r.

	Rok zakończony dnia 31 grudnia			Kwartał zakończony dnia 31 marca	
	2009	2008	2007	2010	2009
	(tys. zł)				
Wydobycie węgla	1.167.089	1.004.436	754.828	299.896	259.202
Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej ze źródeł konwencjonalnych	5.338.487	3.781.886	3.726.021	1.415.760	1.255.975
Wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych ¹⁾	123.332	104.889	79.889	31.656	32.890
Dystrybucja energii elektrycznej	4.084.985	4.232.133	4.099.641	1.146.148	1.045.835
Sprzedaż energii i pozostałych produktów rynku energetycznego	11.521.855	9.947.006	6.862.804	3.094.384	3.261.421
Pozostałe	518.408	362.935	251.153	210.409	184.782
Wyłączenia	(9.120.583)	(6.984.619)	(3.510.339)	(2.403.920)	(2.490.600)
Przychody ze sprzedaży	13.633.573	12.448.666	12.263.997	3.794.333	3.549.505

⁽¹⁾ Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych nie obejmują wartości świadectw pochodzenia uzyskanych w związku z wytworzeniem energii w elektrowniach wodnych należących do Enion Energia, a wykorzystanych na potrzeby własne. Wartość tych świadectw za lata 2009, 2008 i 2007 wynosiła odpowiednio 60.182,9 tys. zł, 42.264,4 tys. zł i 26.972,1 tys. zł.

Wydobycie węgla. Przychody Grupy TAURON z segmentu wydobycia węgla wzrosły o 40,7 mln zł, czyli o 15,7%, z 259,2 mln zł w pierwszym kwartale 2009 r. do 299,9 mln zł w pierwszym kwartale 2010 r., co było związane przede wszystkim ze wzrostem produkcji węgla handlowego oraz, w mniejszym stopniu, wzrostem cen węgla. Na wzrost popytu na węgiel miały wpływ warunki pogodowe, tj. dłuższa i mroźniejsza zima w 2010 r. w porównaniu do roku poprzedniego. Wolumen sprzedaży węgla w pierwszym kwartale 2010 r. wzrósł, w stosunku do wolumenu sprzedaży z pierwszego kwartału 2009 r., o 164,2 tys. ton, tj. o 14,9%, z 1.103,4 tys. ton do 1.267,6 tys. ton.

Przychody Grupy TAURON z segmentu wydobycia węgla wzrosły o 162,7 mln zł, czyli o 16,2%, z 1.004,4 mln zł w 2008 r. do 1.167,1 mln zł w 2009 r. Wzrost ten związany był przede wszystkim ze wzrostem cen sprzedaży węgla o 33,0% (co było spowodowane wzrostem średnich cen węgla na polskim rynku), któremu jednak towarzyszył spadek całkowitego wolumenu sprzedanego węgla o 12,7%. Spadek wolumenu związany był przede wszystkim z mniejszym popytem na energię elektryczną spowodowanym spadkiem produkcji większości sektorów gospodarki na skutek globalnego spowolnienia gospodarczego, a także okresowymi przerwami w wydobyciu węgla spowodowanymi trudnymi warunkami geologiczno-górnictwami. Przychody ze sprzedaży węgla wydobytego w ramach Grupy TAURON odbiorcom zewnętrznym oraz pozostałe przychody segmentu wydobycia węgla pochodzące ze sprzedaży na zewnątrz Grupy TAURON spadły o 44,7 mln zł, czyli o 8,4%, z 530,6 mln zł w 2008 r. do 485,9 mln zł w 2009 r. Spadek związany był przede wszystkim ze spadkiem ilości węgla sprzedanego odbiorcom zewnętrznym o 28,3% z powodu mniejszego popytu, któremu jednak towarzyszył wzrost średnich cen węgla o 27,1% w konsekwencji wzrostu średnich cen węgla na polskim rynku. Sprzedaż węgla przez Grupę TAURON (zarówno odbiorcom zewnętrznym, jak i spółkom z Grupy TAURON) spadła o 0,7 mln ton, czyli o 12,7%, z 5,5 mln ton w 2008 r. do 4,8 mln ton w 2009 r.

Przychody Grupy TAURON z segmentu wydobycia węgla wzrosły o 249,6 mln zł, czyli o 33,1%, z 754,8 mln zł w 2007 r. do 1.004,4 mln zł w 2008 r. Wzrost związany był przede wszystkim ze wzrostem ilości węgla sprzedanego zarówno odbiorcom zewnętrznym, jak i spółkom z Grupy TAURON o 17,6% oraz ze wzrostem średnich cen węgla o 14,8%. Przychody ze sprzedaży wydobytego węgla odbiorcom zewnętrznym wzrosły o 98,0 mln zł, czyli o 22,7%, z 432,6 mln zł w 2007 r. do 530,6 mln zł w 2008 r. Wzrost związany był przede wszystkim ze wzrostem średnich cen węgla, a także wzrostem wolumenu sprzedanego węgla. Sprzedaż węgla (zarówno odbiorcom zewnętrznym, jak i spółkom z Grupy TAURON) wzrosła o 0,8 mln ton, czyli o 17,6%, z 4,7 mln ton w 2007 r. do 5,5 mln ton w 2008 r.

Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej ze źródeł konwencjonalnych. Przychody Grupy TAURON z segmentu wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej ze źródeł konwencjonalnych wzrosły o 159,8 mln zł, czyli o 12,7%, z 1.256,0 mln zł w pierwszym kwartale 2009 r. do 1.415,8 mln zł w pierwszym kwartale 2010 r., co było związane przede wszystkim ze wzrostem wolumenu produkcji i sprzedaży zarówno energii elektrycznej, jak i ciepła. Wzrost wolumenu sprzedaży energii związany był z ożywieniem gospodarczym w 2010 r. w porównaniu z rokiem poprzednim, w którym obserwowano spowolnienie gospodarcze. Wzrost sprzedaży ciepła spowodowany był dłuższą i mroźniejszą zimą w 2010 r. W analizowanym okresie ceny sprzedaży energii elektrycznej spadły na skutek spadku cen na rynku hurtowym energii elektrycznej. Ponadto, w pierwszym kwartale 2010 r. Grupa TAURON wykazała 73,6 mln zł przychodów z tytułu rekompensat na pokrycie kosztów osieroconych.

Wolumen energii elektrycznej wytworzonej przez Grupę TAURON wzrósł o 0,7 TWh, czyli o 13,8%, z 5,1 TWh w pierwszym kwartale 2009 r. do 5,8 TWh w pierwszym kwartale 2010 r., co było związane przede wszystkim ze zwiększeniem poziomu zakontraktowania sprzedaży energii elektrycznej przez spółki zajmujące się sprzedażą energii elektrycznej.

Przychody Grupy TAURON z segmentu wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej ze źródeł konwencjonalnych wzrosły o 1.556,6 mln zł, czyli o 41,2%, z 3.781,9 mln zł w 2008 r. do 5.338,5 mln zł w 2009 r. Wzrost związany był przede wszystkim ze wzrostem średniej ceny energii elektrycznej, co było związane ze wzrostem cen średnio o 25,5% na polskim rynku. Wzrost ten został osłabiony przez niewielki spadek wolumenu sprzedanej energii elektrycznej o 4,0% wynikający ze spadku popytu na energię w efekcie globalnego spowolnienia gospodarczego. Ponadto, w 2009 r. Grupa TAURON wykazała 484,0 mln zł przychodów z tytułu rekompensat na pokrycie kosztów osieroconych, podczas gdy w 2008 r. przychody z tego tytułu wyniosły 192,2 mln zł. Więcej informacji na temat sporu dotyczącego rekompensat na pokrycie kosztów osieroconych otrzymanych w 2008 r. przedstawiono w punkcie 2.1.5 (*Grupa TAURON może zostać zobowiązana do zwrotu znacznej części rekompensat na pokrycie kosztów osieroconych za 2008 r., co może mieć także wpływ na wysokość rekompensat na pokrycie kosztów osieroconych za lata następne*).

Wolumen energii elektrycznej wytworzonej przez Grupę TAURON zmniejszył się o 1 TWh, czyli o 4,4%, z 21,9 TWh w 2008 r. do 20,9 TWh w 2009 r. Spadek wynikał przede wszystkim ze zmniejszenia produkcji PKE w konsekwencji spadku popytu na energię elektryczną, zaprzestania sprzedaży na podstawie KDT z dniem 1 kwietnia 2008 r., a także zmniejszenia dostaw energii elektrycznej wymuszonych przez operatora systemu przesyłowego.

Przychody Grupy TAURON z segmentu wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej ze źródeł konwencjonalnych wzrosły o 55,9 mln zł, czyli o 1,5%, z 3.726,0 mln zł w 2007 r. do 3.781,9 mln zł w 2008 r. Wzrost ten związany był przede wszystkim z wyższymi średnimi cenami energii elektrycznej wynikającymi ze wzrostu, średnio o 6,7%, cen sprzedaży na polskim rynku hurtowym. Ponadto, w 2008 r. Grupa TAURON wykazała 192,2 mln zł przychodów z tytułu rekompensat na pokrycie kosztów osieroconych. Był to pierwszy rok, w którym Grupa TAURON otrzymała rekompensaty. Dodatkowo, znaczna część energii elektrycznej w 2007 r. i w pierwszym kwartale 2008 r. została sprzedana przez Grupę TAURON w ramach KDT. Efekt wzrostu cen został osłabiony przez spadek wolumenu sprzedanej energii elektrycznej w wyniku rozwiązania KDT i przyznania, od 2008 r. w ramach KPRU II, mniejszej liczby bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂, co doprowadziło do ograniczenia produkcji własnej i zwiększenia wolumenu energii elektrycznej kupowanej od dostawców zewnętrznych.

Wolumen energii elektrycznej wytworzonej przez Grupę TAURON zmniejszył się o 3,3 TWh, czyli o 13,2%, z 25,2 TWh w 2007 r. do 21,9 TWh w 2008 r. Spadek związany był przede wszystkim z niższą produkcją wynikającą z rozwiązania KDT, jak również z dostosowaniem produkcji do przyznaczonych limitów emisji CO₂ w ramach KPRU II na lata 2008–2012.

Wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Przychody Grupy TAURON z segmentu wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych pozostały na prawie nie zmienionym poziomie w pierwszym kwartale 2010 r. (31,7 mln zł) w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego (32,9 mln zł). W analizowanym okresie ceny sprzedaży energii ze źródeł odnawialnych wzrosły średnio o około 8%, a ceny świadectw pochodzenia wzrosły o około 7% przy jednoczesnym spadku wolumenu sprzedanej energii elektrycznej o 0,02 TWh.

Przychody Grupy TAURON z segmentu wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych wzrosły o 18,4 mln zł, czyli o 17,5%, z 104,9 mln zł w 2008 r. do 123,3 mln zł w 2009 r. Wzrost związany był przede wszystkim ze wzrostem cen energii, wzrostem cen świadectw pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych, a także uruchomieniem nowej elektrowni wodnej, co zwiększyło moce wytwórcze Grupy TAURON. Należy także zwrócić uwagę, że poziom produkcji energii elektrycznej w elektrowniach wodnych jest w znacznym stopniu uzależniony od poziomu wody w rzekach zasilających te elektrownie.

Przychody Grupy TAURON z segmentu wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych wzrosły o 25,0 mln zł, czyli o 31,3%, z 79,9 mln zł w 2007 r. do 104,9 mln zł w 2008 r. Wzrost związany był przede wszystkim ze wzrostem cen energii oraz wzrostem cen świadectw pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych.

Dystrybucja energii elektrycznej. Przychody Grupy TAURON z segmentu dystrybucji energii elektrycznej wzrosły o 100,3 mln zł, czyli o 9,6%, z 1.045,8 mln zł w pierwszym kwartale 2009 r. do 1.146,1 mln zł w pierwszym kwartale 2010 r., co było związane przede wszystkim ze wzrostem wolumenu sprzedaży usług dystrybucyjnych do odbiorców końcowych o około 0,5 TWh, jak również wzrostem taryf dystrybucyjnych, co przełożyło się na wzrost cen usług dystrybucyjnych średnio o 6%.

Przychody Grupy TAURON z segmentu dystrybucji energii elektrycznej zmniejszyły się o 147,1 mln zł, czyli o 3,5%, z 4.232,1 mln zł w 2008 r. do 4.085,0 mln zł w 2009 r. Spadek ten związany był przede wszystkim z niższym, o 4,4%, wolumenem sprzedaży usług dystrybucji energii elektrycznej wynikającym głównie z globalnego spowolnienia gospodarczego. Spadek ten został osłabiony przez wzrost taryf dystrybucyjnych w 2009 r. w porównaniu z 2008 r.

Przychody Grupy TAURON z segmentu dystrybucji energii elektrycznej wzrosły o 132,5 mln zł, czyli o 3,2%, z 4.099,6 mln zł w 2007 r. do 4.232,1 mln zł w 2008 r. Wzrostowi, który związany był przede wszystkim ze wzrostem taryf dystrybucyjnych w 2008 r., towarzyszył spadek wolumenu sprzedaży usług dystrybucji energii elektrycznej odbiorcom końcowym o 1,5% w 2008 r. w porównaniu do 2007 r., co było związane z globalnym spowolnieniem gospodarczym, którego skutki zaczęły być odczuwalne w polskiej gospodarce w drugiej połowie 2008 r.

Sprzedaż energii i pozostałych produktów rynku energetycznego. Przychody Grupy TAURON z segmentu sprzedaży energii i pozostałych produktów rynku energetycznego spadły o 167,0 mln zł, czyli o 5,1%, z 3.261,4 mln zł w pierwszym kwartale 2009 r. do 3.094,4 mln zł w pierwszym kwartale 2010 r., co było związane przede wszystkim ze znaczącym obniżeniem w 2010 r. ceny sprzedaży energii elektrycznej dla operatorów systemów dystrybucyjnych na pokrycie strat sieciowych na skutek zmiany zasad zakupu energii elektrycznej na pokrycie tych strat wewnątrz Grupy TAURON. W analizowanym okresie wolumen detalicznej sprzedaży energii elektrycznej wzrósł o około 0,2 TWh. Jednocześnie Grupa TAURON odnotowała spadek cen sprzedaży energii elektrycznej średnio o około 3%.

Przychody Grupy TAURON z segmentu sprzedaży energii i pozostałych produktów rynku energetycznego wzrosły o 1.574,9 mln zł, czyli o 15,8%, z 9.947,0 mln zł w 2008 r. do 11.521,9 mln zł w 2009 r. Wzrost ten związany był przede wszystkim ze znacznym wzrostem średnich cen sprzedaży energii elektrycznej dla odbiorców końcowych (o ponad 40% dla odbiorców przemysłowych i około 10% dla gospodarstw domowych), a także z wyższymi cenami na rynku hurtowym. Wzrost ten został osłabiony przez spadek wolumenu energii elektrycznej sprzedanej odbiorcom przemysłowym w wyniku spadku popytu głównie ze strony odbiorców przemysłowych, co było związane z globalnym spowolnieniem gospodarczym. W 2009 r. ilość energii elektrycznej sprzedanej gospodarstwom domowym wzrosła o około 1,5%.

Przychody Grupy TAURON z segmentu sprzedaży energii i pozostałych produktów rynku energetycznego wzrosły o 3.084,2 mln zł, czyli o 44,9%, z 6.862,8 mln zł w 2007 r. do 9.947,0 mln zł w 2008 r. Wzrost ten wynikał przede wszystkim z rozpoczęcia obrotu pomiędzy spółkami Grupy TAURON jako efektu wydzielenia z dniem 1 lipca 2007 r. działalności w zakresie sprzedaży energii elektrycznej ze spółek dystrybucyjnych należących do Grupy TAURON do spółek sprzedażowych. W związku z tym spółki sprzedażowe przejęły obsługę klientów Grupy TAURON oraz rozpoczęły sprzedaż energii elektrycznej głównie na podstawie umów kompleksowych, obejmujących zarówno sprzedaż, jak i dystrybucję energii elektrycznej.

Przychody z pozostałej działalności. Przychody Grupy TAURON z innych rodzajów działalności wzrosły o 25,6 mln zł, czyli o 13,9%, z 184,8 mln zł w pierwszym kwartale 2009 r. do 210,4 mln zł w pierwszym kwartale 2010 r., co było związane przede wszystkim z wyższym wolumenem sprzedaży ciepła (o 2,1 PJ) oraz wyższymi cenami ciepła (o około 10%) na skutek mroźniejszej zimy w 2010 r.

Przychody Grupy TAURON z innych rodzajów działalności, obejmujących przede wszystkim dystrybucję i sprzedaż ciepła oraz sprzedaż kamienia wapiennego i mączki wapiennej, wzrosły o 155,5 mln zł, czyli o 42,8%, z 362,9 mln zł w 2008 r. do 518,4 mln zł w 2009 r. Wzrost ten związany był z objęciem konsolidacją spółki PEC Katowice od maja 2008 r., kiedy Grupa TAURON uzyskała kontrolę nad tą jednostką. Ponadto w analizowanym okresie miał miejsce wzrost cen ciepła i opłat dystrybucyjnych.

Przychody Grupy TAURON z innych rodzajów działalności wzrosły o 111,7 mln zł, czyli o 44,5%, z 251,2 mln zł w 2007 r. do 362,9 mln zł w 2008 r. Analogicznie wzrost ten związany był przede wszystkim z objęciem konsolidacją spółki PEC Katowice od maja 2008 r., kiedy Grupa TAURON uzyskała kontrolę nad tą jednostką. Ponadto w analizowanym okresie miał miejsce wzrost cen ciepła i opłat dystrybucyjnych.

Koszty według rodzaju

Poniższa tabela przedstawia uzgodnienie kosztów według rodzaju do kosztu własnego sprzedaży Grupy TAURON za lata 2009, 2008 i 2007 oraz za kwartały zakończone 31 marca 2010 r. i 2009 r.

	Rok zakończony dnia 31 grudnia			Kwartał zakończony dnia 31 marca	
	2009	2008	2007	2010	2009
	(tys. zł)				
Amortyzacja środków trwałych i wartości niematerialnych	(1.321.218)	(1.269.316)	(1.198.430)	(346.679)	(324.717)
Odpisy aktualizujące środki trwałe i wartości niematerialne	1.513	(24.113)	(21.257)	1.235	(1.442)
Zużycie materiałów i energii	(2.442.034)	(1.967.122)	(2.065.153)	(759.558)	(668.802)
Usługi konserwacji i remontowe	(180.940)	(181.997)	(165.841)	(39.656)	(34.410)
Usługi dystrybucyjne	(1.539.595)	(1.602.537)	(1.771.823)	(331.027)	(415.531)
Pozostałe usługi obce	(373.487)	(407.004)	(571.553)	(137.660)	(42.415)
Podatki i opłaty	(487.969)	(422.374)	(415.615)	(191.513)	(168.659)
Koszty świadczeń pracowniczych	(2.331.089)	(2.250.120)	(2.040.054)	(627.287)	(576.243)
Odpis aktualizujący zapasy	(689)	(2.174)	(3.994)	(44)	(15)
Odpis aktualizujący należności z tytułu dostaw i usług	(29.420)	(42)	25.071	(5.403)	912
Pozostałe koszty rodzajowe	(99.257)	(55.971)	(87.530)	(17.002)	(13.218)
Razem koszty według rodzaju	(8.804.185)	(8.182.770)	(8.316.179)	(2.454.594)	(2.244.540)
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	(3.977.187)	(4.132.228)	(4.005.246)	(1.074.117)	(1.160.764)
Koszty razem	(12.781.372)	(12.314.998)	(12.321.425)	(3.528.711)	(3.405.304)
Zmiana stanu zapasów i rozliczeń międzykresowych	179.189	37.074	5.741	172.470	148.262
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	270.924	208.784	223.296	52.163	40.796
Koszty sprzedaży	188.182	211.807	118.536	52.512	44.707
Koszty ogólnego zarządu	621.537	591.079	493.344	144.596	140.264
Koszt własny sprzedaży	(11.521.540)	(11.266.254)	(11.480.508)	(3.106.970)	(3.031.275)

Koszt własny sprzedaży stanowi pozycję wynikową, uwzględniającą zarówno wysokość poszczególnych kosztów rodzajowych odzwierciedlających poziom produkcji poszczególnych spółek Grupy TAURON, jak również zmianę wartości sprzedanych towarów i materiałów, która odzwierciedla poziom aktywności handlowej Grupy TAURON. Ponadto koszt własny sprzedaży uwzględnia zmianę stanu zapasów i rozliczeń międzykresowych oraz koszt wytworzenia świadczeń na potrzeby własne, co wynika z przyjętego przez Grupę TAURON

sposobu prezentacji kosztów w skonsolidowanym sprawozdaniu z całkowitych dochodów. W związku z powyższym analiza kosztu własnego sprzedaży powinna być oparta o analizę poszczególnych elementów składowych.

Koszt własny sprzedaży Grupy TAURON wzrósł o 75,7 mln zł, czyli o 2,5%, z 3.031,3 mln zł w pierwszym kwartale 2009 r. do 3.107,0 mln zł w pierwszym kwartale 2010 r., co było związane przede wszystkim ze wzrostem kosztów zużycia materiałów i energii oraz kosztów świadczeń pracowniczych, któremu towarzyszył spadek kosztów usług dystrybucyjnych oraz wartości sprzedanych towarów i materiałów.

Koszt własny sprzedaży Grupy TAURON wzrósł o 255,2 mln zł, czyli o 2,3%, z 11.266,3 mln zł w 2008 r. do 11.521,5 mln zł w 2009 r. Wzrost ten związany był przede wszystkim ze wzrostem zużycia materiałów i energii oraz, w mniejszym stopniu, ze wzrostem kosztów świadczeń pracowniczych, podatków i opłat oraz amortyzacji. W tym samym okresie zmniejszeniu uległy wartości sprzedanych towarów i materiałów oraz koszt usług dystrybucyjnych.

Koszt własny sprzedaży Grupy TAURON zmniejszył się o 214,2 mln zł, czyli o 1,9%, z 11.480,5 mln zł w 2007 r. do 11.266,3 mln zł w 2008 r. Spadek ten związany był przede wszystkim ze zmniejszeniem zużycia materiałów i energii, kosztu pozostałych usług obcych i usług dystrybucyjnych. W tym samym okresie zwiększeniu uległa amortyzacja oraz koszty świadczeń pracowniczych.

Amortyzacja środków trwałych i wartości niematerialnych. Amortyzacja środków trwałych i wartości niematerialnych wzrosła o 22,0 mln zł, czyli o 6,8%, z 324,7 mln zł w pierwszym kwartale 2009 r. do 346,7 mln zł w pierwszym kwartale 2010 r., co było związane przede wszystkim ze wzrostem wartości majątku trwałego, w szczególności oddaniem do użytku nowego bloku energetycznego w Elektrowni Łagisza w połowie 2009 r.

Amortyzacja środków trwałych i wartości niematerialnych wzrosła o 51,9 mln zł, czyli o 4,1%, z 1.269,3 mln zł w 2008 r. do 1.321,2 mln zł w 2009 r. Wzrost ten związany był przede wszystkim ze wzrostem wartości aktywów trwałych związanych z wytwarzaniem i dystrybucją energii elektrycznej. W znacznej mierze wynikało to z zakończenia budowy i oddania do eksploatacji z dniem 1 lipca 2009 r. nowego bloku energetycznego o mocy 460 MW w elektrowni Łagisza należącej do PKE.

Amortyzacja środków trwałych i wartości niematerialnych wzrosła o 70,9 mln zł, czyli o 5,9%, z 1.198,4 mln zł w 2007 r. do 1.269,3 mln zł w 2008 r. Wzrost ten związany był przede wszystkim ze wzrostem wartości aktywów trwałych związanych z wytwarzaniem i dystrybucją energii elektrycznej. W 2008 r. miały także miejsce zmiany szacunków dotyczących okresów ekonomicznego użytkowania niektórych aktywów dystrybucyjnych, co było wynikiem procesu corocznej weryfikacji i aktualizacji okresów ekonomicznej użyteczności składników rzeczowych aktywów trwałych.

Zużycie materiałów i energii. Zużycie materiałów i energii wzrosło o 90,8 mln zł, czyli o 13,6%, z 668,8 mln zł w pierwszym kwartale 2009 r. do 759,6 mln zł w pierwszym kwartale 2010 r., co było związane przede wszystkim ze wzrostem produkcji energii elektrycznej.

Zużycie materiałów i energii wzrosło o 474,9 mln zł, czyli o 24,1%, z 1.967,1 mln zł w 2008 r. do 2.442,0 mln zł w 2009 r. Wzrost ten związany był przede wszystkim ze wzrostem średniej ceny węgla energetycznego (o około 40%) na rynku polskim. Wzrost ten został osłabiony przez spadek wolumenu węgla zakupionego od dostawców zewnętrznych w 2009 r. w porównaniu z 2008 r., na skutek mniejszej produkcji energii elektrycznej i wynikającego stąd mniejszego zapotrzebowania na węgiel.

Zużycie materiałów i energii zmniejszyło się o 98,1 mln zł, czyli o 4,7%, z 2.065,2 mln zł w 2007 r. do 1.967,1 mln zł w 2008 r. Spadek ten związany był przede wszystkim z mniejszym wolumenem zużytego węgla, co wynikało ze spadku produkcji energii elektrycznej. Spadek produkcji energii elektrycznej spowodowany był mniejszą alokacją nieodpłatnie przyznanych uprawnień do emisji CO₂ na podstawie KPRU II, począwszy od 2008 r., rozwiązaniem KDT z dniem 1 kwietnia 2008 r. oraz zapoczątkowanym w drugiej połowie 2008 r. wpływem globalnego spowolnienia gospodarczego na polską gospodarkę. W analizowanym okresie ceny węgla na polskim rynku wzrosły, co było głównie spowodowane niedoborem podaży węgla.

Usługi dystrybucyjne. Koszt usług dystrybucyjnych Grupy TAURON zmniejszył się o 84,5 mln zł, czyli o 20,3%, z 415,5 mln zł w pierwszym kwartale 2009 r. do 331,0 mln zł w pierwszym kwartale 2010 r., co było związane przede wszystkim z ograniczeniem prac wykonywanych w sieciach dystrybucyjnych w związku z niesprzyjającymi warunkami atmosferycznymi.

Koszt usług dystrybucyjnych Grupy TAURON zmniejszył się o 62,9 mln zł, czyli o 3,9%, z 1.602,5 mln zł w 2008 r. do 1.539,6 mln zł w 2009 r. Spadek ten spowodowany był przede wszystkim mniejszym zużyciem energii elektrycznej w 2009 r. na skutek spowolnienia gospodarczego. Dodatkowym czynnikiem była zmiana wysokości opłat dla spółki PSE-Operator.

Koszt usług dystrybucyjnych Grupy TAURON zmniejszył się o 169,3 mln zł, czyli o 9,6%, z 1.771,8 mln zł w 2007 r. do 1.602,5 mln zł w 2008 r. Spadek ten związany był przede wszystkim ze zmianą wysokości opłat dla spółki PSE-Operator, które były wyższe w 2007 r. i w pierwszym kwartale 2008 r., tj. do momentu rozwiązania KDT.

Podatki i opłaty. Koszty podatków i opłat w Grupie TAURON wzrosły o 22,8 mln zł, czyli o 13,5%, z 168,7 mln zł w pierwszym kwartale 2009 r. do 191,5 mln zł w pierwszym kwartale 2010 r., co było związane przede wszystkim ze wzrostem obciążenia z tytułu podatku od nieruchomości, w szczególności w związku z oddaniem do użytku nowego bloku energetycznego w Elektrowni Łagisza w połowie 2009 r. oraz wzrostem obciążeń z tytułu podatku akcyzowego na skutek zmian prawa podatkowego.

Koszty podatków i opłat w Grupie TAURON wzrosły o 65,6 mln zł, czyli o 15,5%, z 422,4 mln zł w 2008 r. do 488,0 mln zł w 2009 r. Wzrost ten związany był przede wszystkim ze wzrostem obciążeń z tytułu podatku od nieruchomości, w szczególności w odniesieniu do składników majątku wchodzących w skład nowego bloku energetycznego o mocy 460 MW w elektrowni Łagisza.

Koszt podatków i opłat w Grupie TAURON pozostał na prawie niezmiennym poziomie z niewielkim wzrostem o 6,8 mln zł, czyli o 1,6%, z 415,6 mln zł w 2007 r. do 422,4 mln zł w 2008 r.

Koszty świadczeń pracowniczych. Koszty świadczeń pracowniczych w Grupie TAURON wzrosły o 51,1 mln zł, czyli o 8,9%, z 576,2 mln zł w pierwszym kwartale 2009 r. do 627,3 mln zł w pierwszym kwartale 2010 r., co było związane przede wszystkim ze wzrostem wynagrodzeń i składek na ubezpieczenie społeczne na skutek indeksacji płac, która nastąpiła w wybranych spółkach Grupy TAURON w pierwszym kwartale 2010 r., jak również na skutek wcześniejszej niż w roku ubiegłym wypłaty nagród rocznych w wybranych spółkach Grupy TAURON.

Koszty świadczeń pracowniczych w Grupie TAURON wzrosły o 81,0 mln zł, czyli o 3,6%, z 2.250,1 mln zł w 2008 r. do 2.331,1 mln zł w 2009 r. Wzrost ten związany był przede wszystkim ze wzrostem wynagrodzeń i ubezpieczeń społecznych na skutek corocznej indeksacji wynagrodzeń, a także z aktualizacją wyceny długoterminowych świadczeń pracowniczych, której wpływ wyniósł 35,5 mln zł i odzwierciedlał głównie efekt prognozowanych wzrostów przyszłych wynagrodzeń i innych świadczeń.

Koszty świadczeń pracowniczych w Grupie TAURON wzrosły o 210,0 mln zł, czyli o 10,3%, z 2.040,1 mln zł w 2007 r. do 2.250,1 mln zł w 2008 r. Wzrost ten związany był przede wszystkim ze wzrostem wynagrodzeń i ubezpieczeń społecznych na skutek corocznej indeksacji płac, a także z objęciem konsolidacją spółki zależnej PEC Katowice od maja 2008 r.

Wartość sprzedanych towarów i materiałów

Wartość sprzedanych towarów i materiałów zmniejszyła się o 86,7 mln zł, czyli o 7,5%, z 1.160,8 mln zł w pierwszym kwartale 2009 r. do 1.074,1 mln zł w pierwszym kwartale 2010 r., co było związane przede wszystkim ze spadkiem średnich cen energii elektrycznej kupowanej w celu odsprzedaży, co było wyrazem ogólnego spadku cen energii elektrycznej w pierwszym kwartale 2010 r. w porównaniu z pierwszym kwartałem roku ubiegłego.

Wartość sprzedanych towarów i materiałów zmniejszyła się o 155,0 mln zł, czyli o 3,8%, z 4.132,2 mln zł w 2008 r. do 3.977,2 mln zł w 2009 r. Spadek ten związany był przede wszystkim ze spadkiem wolumenu energii elektrycznej zakupionej od dostawców zewnętrznych w wyniku zmniejszenia się wolumenu energii elektrycznej sprzedanej w 2009 r. w porównaniu z 2008 r., głównie na skutek spowolnienia gospodarczego w 2009 r. Na zmniejszenie wartości sprzedanych towarów i materiałów wpłynęła także integracja obrotu energią elektryczną w Grupie TAURON z dniem 1 października 2008 r., co doprowadziło do zwiększenia wewnętrznego obrotu energią.

Wartość sprzedanych towarów i materiałów wzrosła o 127,0 mln zł, czyli o 3,2%, z 4.005,2 mln zł w 2007 r. do 4.132,2 mln zł w 2008 r. Wzrost ten związany był przede wszystkim ze wzrostem średnich cen energii elektrycznej kupowanej w celu odsprzedaży, co było związane ze wzrostem cen energii elektrycznej na rynku hurtowym w Polsce.

Zysk brutto ze sprzedaży

Z wyżej opisanych powodów zysk brutto ze sprzedaży Grupy TAURON wzrósł o 169,2 mln zł, czyli o 32,7%, z 518,2 mln zł w pierwszym kwartale 2009 r. do 687,4 mln zł w pierwszym kwartale 2010 r. Marża brutto ze sprzedaży wyniosła 18,1% w pierwszym kwartale 2010 r. w porównaniu z 14,6% w pierwszym kwartale 2009 r.

Z wyżej opisanych powodów zysk brutto ze sprzedaży Grupy TAURON wzrósł o 929,6 mln zł, czyli o 78,6%, z 1.182,4 mln zł w 2008 r. do 2.112,0 mln zł w 2009 r. Marża brutto ze sprzedaży wyniosła 15,5% w 2009 r. w porównaniu z 9,5% w 2008 r.

Z wyżej opisanych powodów zysk brutto ze sprzedaży Grupy TAURON wzrósł o 398,9 mln zł, czyli o 50,9%, z 783,5 mln zł w 2007 r. do 1.182,4 mln zł w 2008 r. Marża brutto ze sprzedaży wyniosła 9,5% w 2008 r. w porównaniu z 6,4% w 2007 r.

Koszty ogólnego zarządu

Koszty ogólnego zarządu Grupy TAURON wzrosły o 4,3 mln zł, czyli o 3,1%, z 140,3 mln zł w pierwszym kwartale 2009 r. do 144,6 mln zł w pierwszym kwartale 2010 r., co było związane przede wszystkim ze wzrostem kosztów wynagrodzeń oraz usług obcych. Koszty ogólnego zarządu wzrosły zarówno na poziomie Spółki, jak i na poziomie spółek zależnych.

Koszty ogólnego zarządu Grupy TAURON wzrosły o 30,5 mln zł, czyli o 5,2%, z 591,1 mln zł w 2008 r. do 621,5 mln zł w 2009 r. Wzrost ten związany był przede wszystkim ze wzrostem kosztów wynagrodzeń oraz usług obcych, a także wzrostem cen usług obcych. Koszty ogólnego zarządu wzrosły zarówno na poziomie Spółki, jak i na poziomie spółek zależnych.

Koszty ogólnego zarządu Grupy TAURON wzrosły o 97,7 mln zł, czyli o 19,8%, z 493,3 mln zł w 2007 r. do 591,1 mln zł w 2008 r. Wzrost związany był przede wszystkim ze wzrostem kosztów wynagrodzeń oraz usług obcych spowodowanym rozwojem Grupy TAURON utworzonej w 2007 r., a także ze wzrostem cen usług obcych. Koszty ogólnego zarządu wzrosły zarówno na poziomie Spółki, jak i na poziomie spółek zależnych.

Zysk operacyjny

Z wyżej opisanych powodów zysk operacyjny Grupy TAURON wzrósł o 141,3 mln zł, czyli o 42,2%, z 334,7 mln zł w pierwszym kwartale 2009 r. do 476,0 mln zł w pierwszym kwartale 2010 r.

Z wyżej opisanych powodów zysk operacyjny Grupy TAURON wzrósł o 912,7 mln zł, czyli o 263,0%, z 347,0 mln zł w 2008 r. do 1.259,7 mln zł w 2009 r.

Z wyżej opisanych powodów zysk operacyjny Grupy TAURON wzrósł o 160,1 mln zł, czyli o 85,7%, z 186,9 mln zł w 2007 r. do 347,0 mln zł w 2008 r.

Przychody finansowe

Poniższe tabele przedstawiają przychody finansowe Grupy TAURON za lata 2009, 2008 i 2007 oraz za kwartały zakończone 31 marca 2010 r. i 2009 r.

	Rok zakończony dnia 31 grudnia		
	2009	2008	2007
	(tys. zł)		
Przychody z tytułu instrumentów finansowych	112.194	108.831	145.639
Przychody odsetkowe	61.346	75.327	72.945
Przychody z tytułu dywidendy	19.295	9.793	5.256
Rozwiązanie odpisów aktualizujących aktywa finansowe.	3.375	2.878	28.385
Aktualizacja wartości aktywów finansowych	14.692	13.190	31.786
Różnice kursowe	873	3.046	1.544
Zysk ze zbycia inwestycji	12.613	4.597	5.723
Pozostałe przychody finansowe	1.262	4.612	3.221
Rozwiązanie rezerw dotyczących odsetek	720	3.899	864
Odsetki od należności budżetowych	67	15	1.001
Inne przychody finansowe	475	698	1.356
Razem	113.456	113.443	148.860

	Kwartał zakończony dnia 31 marca ⁽¹⁾	
	2010	2009
	(tys. zł)	
Przychody odsetkowe	19.870	13.306
Przychody z tytułu dywidendy	0	0
Zysk ze zbycia inwestycji	0	6.171
Aktualizacja wartości aktywów finansowych	1.829	11.190
Inne	4.540	3.322
Razem	26.239	33.989

⁽¹⁾ Dane kwartalne prezentowane są z mniejszym stopniem dokładności niż dane roczne ze względu na zasady raportowania przyjęte przez Grupę TAURON.

Przychody finansowe Grupy TAURON zmniejszyły się o 7,8 mln zł, czyli o 22,9%, z 34,0 mln zł w pierwszym kwartale 2009 r. do 26,2 mln zł w pierwszym kwartale 2010 r., co było związane przede wszystkim z niższym zyskiem ze zbycia inwestycji oraz niższymi przychodami z tytułu aktualizacji wartości inwestycji przy jednoczesnym wzroście przychodów odsetkowych na skutek wyższego salda środków pieniężnych.

Przychody finansowe Grupy TAURON nie uległy znaczącej zmianie w 2009 r. (113,5 mln zł) w stosunku do 2008 r. (113,4 mln zł).

Przychody finansowe Grupy TAURON zmniejszyły się o 35,4 mln zł, czyli o 23,8%, z 148,9 mln zł w 2007 r. do 113,4 mln zł w 2008 r. Spadek związany był przede wszystkim z rozwiązaniem w 2007 r. odpisów aktualizujących niektóre aktywa finansowe, co miało charakter zdarzenia jednorazowego.

Koszty finansowe

Poniższe tabele przedstawiają koszty finansowe Grupy TAURON za lata 2009, 2008 i 2007 oraz za kwartały zakończone 31 marca 2010 r. i 2009 r.

	Rok zakończony dnia 31 grudnia		
	2009	2008	2007
	(tys. zł)		
Koszty z tytułu instrumentów finansowych	(129.632)	(147.401)	(133.879)
Koszty odsetkowe	(114.678)	(117.299)	(118.401)
Utworzenie odpisów aktualizujących	(5.929)	(4.724)	(10.565)
Aktualizacja wartości aktywów finansowych	(35)	(5.980)	(864)
Różnice kursowe	(8.990)	(19.398)	(4.049)
Pozostałe koszty finansowe	(78.538)	(62.831)	(52.264)
Odsetki od świadczeń pracowniczych	(63.494)	(56.282)	(44.026)
Odsetki od zobowiązań budżetowych	(1.332)	(28)	(2.175)
Inne koszty finansowe	(13.712)	(6.521)	(6.063)
Razem	(208.170)	(210.232)	(186.143)

	Kwartał zakończony dnia 31 marca ⁽¹⁾	
	2010	2009
	(tys. zł)	
Koszty odsetkowe	(45.566)	(36.352)
Aktualizacja wartości aktywów finansowych	(5)	(7.745)
Inne	(6.985)	(18.699)
Razem	(52.556)	(62.796)

⁽¹⁾ Dane kwartalne prezentowane są z mniejszym stopniem dokładności niż dane roczne ze względu na zasady raportowania przyjęte przez Grupę TAURON.

Koszty finansowe Grupy TAURON spadły o 10,2 mln zł, czyli o 16,2%, z 62,8 mln zł w pierwszym kwartale 2009 r. do 52,6 mln zł w pierwszym kwartale 2010 r., co było związane przede wszystkim z niższymi kosztami z tytułu aktualizacji wartości inwestycji.

Koszty finansowe Grupy TAURON pozostały na zbliżonym poziomie przy spadku o 2,1 mln zł, czyli o 1,0%, z 210,2 mln zł w 2008 r. do 208,2 mln zł w 2009 r. W 2009 r., mimo spadku zadłużenia Grupy TAURON w wyniku planowej spłaty kredytów i pożyczek, koszty odsetkowe pozostały na zbliżonym poziomie, ponieważ w połowie 2009 r. Grupa TAURON rozpoczęła ujmowanie w skonsolidowanym sprawozdaniu z całkowitych dochodów odsetek od obligacji wyemitowanych w celu sfinansowania budowy nowego bloku energetycznego o mocy 460 MW w Elektrowni Łagisza należącej do PKE. W okresach wcześniejszych odsetki te były odnoszone na wartość środków trwałych w budowie.

Koszty finansowe Grupy TAURON wzrosły o 24,1 mln zł, czyli o 12,9%, z 186,1 mln zł w 2007 r. do 210,2 mln zł w 2008 r. Wzrost związany był przede wszystkim z różnicami kursowymi spowodowanymi osłabieniem złotego wobec euro i dolara, a także wzrostem kosztów dyskonta z tytułu rezerw na świadczenia pracownicze.

Podatek dochodowy

Podatek dochodowy wzrósł o 5,3 mln zł, czyli o 6,3%, z 84,8 mln zł w pierwszym kwartale 2009 r. do 90,1 mln zł w pierwszym kwartale 2010 r., co było wynikiem wyższego zysku brutto. Efektywna stawka podatkowa w pierwszym kwartale 2010 r. wyniosła 20,0% w porównaniu do 27,7% w pierwszym kwartale 2009 r. Wyższa efektywna stawka podatkowa w pierwszym kwartale 2009 r. wynikała głównie ze zmiany szacunków aktywów i rezerw z tytułu odroczonego podatku dochodowego.

Podatek dochodowy wzrósł o 198,3 mln zł, czyli o 291,6%, z 68,0 mln zł w 2008 r. do 266,3 mln zł w 2009 r. Wzrost związany był przede wszystkim ze wzrostem przychodów i zysku brutto Grupy TAURON. W latach 2008 i 2009 efektywna stawka podatkowa dla Grupy TAURON wynosiła, odpowiednio, 27,2% i 22,9%, natomiast ustawowa stawka podatku dochodowego od osób prawnych wynosiła w obydwu latach 19%. W latach 2008 i 2009 efektywna stawka podatkowa dla Grupy TAURON była wyższa od stawki ustawowej z uwagi na koszty nie stanowiące kosztów uzyskania przychodów. W 2009 r. różnica pomiędzy efektywną stawką podatkową Grupy TAURON a stawką ustawową zmniejszyła się, ponieważ znacząco wzrósł zysk podlegający opodatkowaniu, natomiast dynamika wzrostu kosztów nie stanowiących kosztów uzyskania przychodów była niższa.

W 2007 r. podatek dochodowy powiększył zysk netto o 0,2 mln zł. Ujemna efektywna stawka podatkowa (-0,1%) wynikała głównie z przeszacowania dla celów podatkowych wartości środków trwałych wniesionych w czerwcu 2007 r. jako aport przez jedną ze spółek zależnych Spółki do innej spółki zależnej.

Zysk netto

Zysk netto wzrósł o 138,6 mln zł, czyli o 62,7%, z 221,0 mln zł w pierwszym kwartale 2009 r. do 359,6 mln zł w pierwszym kwartale 2010 r. z powodów omówionych powyżej.

Zysk netto wzrósł o 716,4 mln zł, czyli o 393,0%, z 182,3 mln zł w 2008 r. do 898,7 mln zł w 2009 r. z powodów omówionych powyżej.

Zysk netto wzrósł o 32,5 mln zł, czyli o 21,7%, z 149,8 mln zł w 2007 r. do 182,3 mln zł w 2008 r. z powodów omówionych powyżej.

10.6 Płynność i zasoby kapitałowe

Płynność

W przeszłości Grupa TAURON finansowała kapitał obrotowy i zapewniała płynność finansową za pomocą środków pieniężnych z działalności operacyjnej, kredytów bankowych, pożyczek i emisji obligacji. Zarząd przewiduje, że również w przyszłości będą to główne źródła środków pieniężnych dla Grupy TAURON. Grupa TAURON wykorzystuje środki pieniężne przede wszystkim na finansowanie działalności operacyjnej, nakładów inwestycyjnych, spłatę wymagalnych zobowiązań oraz wypłatę dywidendy dla akcjonariuszy. Nie istnieją żadne ograniczenia w wykorzystywaniu zasobów kapitałowych posiadanych przez Grupę TAURON, które mogłyby mieć bezpośrednio lub pośrednio istotny wpływ na działalność operacyjną Grupy TAURON.

Zdaniem Zarządu, przepływy pieniężne z działalności operacyjnej Grupy TAURON i posiadane przez nią obecnie środki pieniężne wraz z możliwymi do zaciągnięcia kredytami i pożyczkami oraz możliwymi do wyemitowania obligacjami wystarczają, by finansować przewidywane potrzeby kapitałowe, nakłady inwestycyjne i obsługę zadłużenia przez okres 12 miesięcy od daty Prospektu.

Źródła kapitału

Na dzień Prospektu Grupa TAURON korzysta z następujących źródeł finansowania zewnętrznego: (i) kredytów i pożyczek udzielonych głównie przez instytucje finansowe, (ii) emisji obligacji, oraz (iii) leasingu finansowego i dzierżawy z opcją zakupu. Oprócz tego Grupa TAURON finansuje swoją działalność przy wykorzystaniu środków wygenerowanych z działalności operacyjnej. Opis wszystkich umów kredytów i pożyczek, których stronami są spółki Grupy TAURON, na dzień Prospektu został zamieszczony w punkcie 14.3 (*Umowy finansowe*). Dodatkowo, informacje na temat potrzeb kredytowych Grupy TAURON zostały zamieszczone w punkcie 13.4 (*Program inwestycyjny*). Na dzień Prospektu w Grupie TAURON są ustanowione dwa programy emisji obligacji (tj. program emisji obligacji przez PKE oraz program emisji obligacji przez Spółkę), przy czym w ramach programu emisji obligacji ustanowionego przez Spółkę nie wyemitowano na dzień Prospektu żadnych obligacji. Na dzień Prospektu wartość nominalna obligacji wyemitowanych przez PKE wynosi 608,7 mln zł. Opis powyższych programów emisji obligacji został zamieszczony w punkcie 10.8.2 (*Obligacje*). Na dzień Prospektu spółki Grupy TAURON są także stronami umów leasingu finansowego i umów dzierżawy z opcją zakupu, które jednak ze względu na ich wartość nie stanowią istotnego źródła finansowania działalności Grupy TAURON. Opis umów leasingu został zamieszczony w punkcie 10.8.3 (*Leasing finansowy*). Ryzyka związane z finansowaniem działalności ze źródeł zewnętrznych zostały opisane w punkcie 2.1.18 (*Realizacja Strategii Grupy TAURON zależna jest od zaciągnięcia dodatkowego zadłużenia, co może istotnie i niekorzystnie wpłynąć na jej sytuację finansową, zwiększyć koszty finansowe i zmniejszyć zdolność pozyskiwania dodatkowego finansowania*).

10.7 Omówienie wybranych pozycji skonsolidowanego rachunku przepływów pieniężnych Grupy TAURON

Poniższa tabela przedstawia przepływy pieniężne Grupy TAURON za lata 2009, 2008 i 2007 oraz za kwartały zakończone 31 marca 2010 r. i 2009 r.

	Rok zakończony dnia 31 grudnia			Kwartał zakończony dnia 31 marca	
	2009	2008	2007	2010	2009
	(tys. zł)				
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	1.963.199	1.615.482	1.471.269	210.575	14.139
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(1.354.024)	(1.514.187)	(1.755.617)	(398.173)	(328.655)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	(543.464)	(95.729)	118.387	(72.728)	(65.314)
Zwiększenie/(zmniejszenie) netto stanu środków pieniężnych i ich ekwiwalentów	65.711	5.566	(165.961)	(260.326)	(379.830)
Środki pieniężne na początek okresu	906.944	901.378	1.067.339	972.655	906.944
Środki pieniężne na koniec okresu	972.655	906.944	901.378	712.329	527.114

10.7.1 Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej

Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej są zasadniczo równe przychodom Grupy TAURON za dany okres pomniejszonym o koszty, z wyłączeniem kosztów nie wiążących się z wypływem środków pieniężnych (jak np. amortyzacja), przy uwzględnieniu zmian kapitału obrotowego oraz innych pozycji, w szczególności zmian rezerw oraz rozliczeń międzyokresowych biernych.

W pierwszym kwartale 2010 r. przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej wyniosły 210,6 mln zł. W tym samym okresie przepływy pieniężne Grupy TAURON bez uwzględnienia zmian kapitału obrotowego wyniosły 433,2 mln zł, co było głównie wynikiem osiągnięcia przez Grupę TAURON zysku brutto w wysokości 449,7 mln zł, jak również wyższej amortyzacji (która wyniosła 346,6 mln zł).

Kapitał obrotowy Grupy TAURON wzrósł o 222,6 mln zł, co przełożyło się na odpowiednio niższe przepływy pieniężne. Związane to było przede wszystkim ze znacznym wzrostem stanu należności z tytułu dostaw i usług. W pierwszym kwartale 2010 r. należności Grupy TAURON wzrosły o 285,0 mln zł, co przełożyło się na odpowiednio niższe przepływy pieniężne. Wzrost ten związany był głównie ze wzrostem należności z tytułu dostaw i usług w spółkach zajmujących się sprzedażą energii elektrycznej. Spadek zapasów Grupy TAURON w pierwszym kwartale 2010 r. o 90,4 mln zł wynikał głównie ze zmniejszenia przez PKE zapasów paliwa produkcyjnego o około 85 mln zł (zmiana o charakterze sezonowym). W analizowanym okresie Grupa TAURON odnotowała spadek stanu zobowiązań (z wyłączeniem kredytów i pożyczek) w wysokości 28,0 mln zł, co przełożyło się na odpowiednio niższe przepływy pieniężne.

W pierwszym kwartale 2010 r. Grupa TAURON odnotowała spadek pozostałych aktywów długo- i krótkoterminowych o 165,3 mln zł, co przełożyło się na odpowiednio wyższe przepływy pieniężne. Odzwierciedla to głównie zmiany w liczbie posiadanych świadectw pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych i z kogeneracji, które zostały umorzone przez Enion Energia i EnergiaPro Gigawat w celu wypełnienia obowiązku przedstawienia świadectw do umorzenia. Ponadto, w analizowanym okresie Grupa TAURON odnotowała znaczny spadek stanu rezerw w kwocie 449,5 mln zł. Spadek ten związany był w głównej mierze ze zmniejszeniem rezerwy z tytułu obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia w Enion Energia i EnergiaPro Gigawat.

W 2009 r. przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej wyniosły 1.963,2 mln zł. W tym samym roku przepływy pieniężne Grupy TAURON bez uwzględnienia zmian kapitału obrotowego wyniosły 2.425,9 mln zł, co było głównie wynikiem znacznego wzrostu zysku brutto Grupy TAURON (który to zysk brutto wyniósł 1.165,0 mln zł w porównaniu z zyskiem brutto w wysokości 250,3 mln zł w 2008 r.), jak również wyższej amortyzacji (która wyniosła 1.321,0 mln zł) związanej ze wzrostem wartości rzeczowych aktywów trwałych oraz wartości niematerialnych o 453,2 mln zł w porównaniu z 2008 r. Znaczny wzrost zysku brutto Grupy TAURON związany był głównie z wyższymi cenami sprzedaży energii elektrycznej.

Kapitał obrotowy Grupy TAURON wzrósł o 462,7 mln zł, co przełożyło się na odpowiednio niższe przepływy pieniężne z działalności operacyjnej. Związane to było przede wszystkim ze znacznym wzrostem stanu należności z tytułu dostaw i usług, jak również ze wzrostem stanu zapasów. W 2009 r. należności Grupy TAURON wzrosły o 603,6 mln zł (z czego 368,1 mln zł dotyczyło należności PKE), co przełożyło się na odpowiednio niższe przepływy pieniężne. Znaczna część wzrostu należności PKE w 2009 r. (w wysokości 290,5 mln zł) dotyczyła rekompensat z tytułu kosztów osieroconych w związku z rozwiązaniem KDT, które Grupa TAURON będzie otrzymywać do 2012 r. Więcej informacji na ten temat przedstawiono w punkcie 10.2.9 (*Wysokość rekompensat na pokrycie kosztów osieroconych związanych z rozwiązaniem KDT*). Wzrost zapasów Grupy TAURON w 2009 r. odzwierciedlał głównie wyższe ceny zakupu węgla, jak również wzrost stanu zapasów pod względem ilościowym, co było związane między innymi z ukończeniem budowy nowego bloku energetycznego o mocy 460 MW w Elektrowni Łagisza należącej do PKE. W 2009 r. Grupa TAURON odnotowała wzrost stanu zobowiązań (z wyłączeniem kredytów i pożyczek) w wysokości 334,0 mln zł (podczas gdy w 2008 r. zobowiązania te zmniejszyły się o 42,7 mln zł), co przełożyło się na odpowiednio wyższe przepływy pieniężne. Powyższy wzrost zobowiązań był przede wszystkim wynikiem wyższych cen węgla i energii elektrycznej nabywanych od dostawców zewnętrznych.

W 2009 r. Grupa TAURON odnotowała wzrost pozostałych aktywów długo- i krótkoterminowych o 296,1 mln zł (w porównaniu ze wzrostem o 24,9 mln zł w 2008 r.), co przełożyło się na odpowiednio niższe przepływy pieniężne. Odzwierciedla to głównie zmiany w liczbie i wartości posiadanych świadectw pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych i z kogeneracji, które są nabywane przez spółki sprzedażowe Grupy TAURON w celu wypełnienia obowiązku przedstawienia świadectw do umorzenia. W 2009 r. niższym przepływem pieniężnym związanym ze wzrostem kapitału obrotowego towarzyszyła niższa niż przed rokiem wartość zapłaconego podatku dochodowego, tj. 111,6 mln zł (w porównaniu z 259,9 mln zł w 2008 r.). Niższa kwota zapłaconego podatku dochodowego związana była ze wzrostem zobowiązań podatkowych o 60,3 mln zł, jak również z tym, że niektóre Spółki Zależne wykazały stratę podatkową za 2009 r. Stratę wykazała w szczególności PKE w związku ze specyficznym sposobem opodatkowania rekompensat otrzymanych z tytułu rozwiązania KDT oraz ich zwrotu.

W 2008 r. przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej wyniosły 1.615,5 mln zł. W tym samym roku przepływy pieniężne Grupy TAURON bez uwzględnienia zmian kapitału obrotowego wyniosły 1.837,4 mln zł, co było głównie wynikiem znacznego wzrostu zysku brutto Grupy TAURON (który to zysk brutto wyniósł 250,3 mln zł w porównaniu z zyskiem brutto w wysokości 149,6 mln zł w 2007 r.), jak również, w mniejszym stopniu, wyższej amortyzacji (która wyniosła 1.268,7 mln zł) związanej ze wzrostem wartości rzeczowych aktywów trwałych oraz wartości niematerialnych o 877,2 mln zł w porównaniu z 2007 r. Wzrost zysku brutto Grupy TAURON w 2008 r. związany był głównie z wyższymi cenami energii elektrycznej oraz wyższym wolumenem sprzedaży węgla.

Kapitał obrotowy Grupy TAURON wzrósł o 222,0 mln zł, co przełożyło się na odpowiednio niższe przepływy pieniężne z działalności operacyjnej. Wzrost ten związany był głównie ze znacznym wzrostem zapasów, który wyniósł 143,0 mln zł i dotyczył głównie wzrostu stanu

materiałów (zwłaszcza zapasów węgla w PKE), co przełożyło się na odpowiednio niższe przepływy pieniężne z działalności operacyjnej. W 2008 r. miał miejsce spadek zobowiązań innych niż kredyty i pożyczki (w wysokości 42,7 mln zł w porównaniu z 111,6 mln zł w 2007 r.), co przełożyło się na odpowiednio niższe przepływy pieniężne z działalności operacyjnej. Towarzyszył temu wzrost stanu rezerw (o 346,9 mln zł), co związane było przede wszystkim z utworzeniem rezerw (w wysokości 291,8 mln zł) na umorzenie świadectw pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych i z kogeneracji, a także utworzeniem rezerw na świadczenia pracownicze (w wysokości 99,3 mln zł).

W 2007 r. przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej wyniosły 1.471,3 mln zł. W tym samym roku przepływy pieniężne Grupy TAURON bez uwzględnienia zmian kapitału obrotowego wyniosły 1.601,4 mln zł, co było głównie wynikiem znacznego wzrostu zysku brutto Grupy TAURON (który to zysk brutto wyniósł 149,6 mln zł w 2007 r.), jak również wyższej amortyzacji (która wyniosła 1.197,7 mln zł).

Kapitał obrotowy Grupy TAURON wzrósł o 130,1 mln zł, co przełożyło się na odpowiednio niższe przepływy pieniężne z działalności operacyjnej. Związane to było głównie ze spadkiem stanu zobowiązań innych niż kredyty i pożyczki o 111,6 mln zł, co przełożyło się na odpowiednio niższe przepływy pieniężne z działalności operacyjnej.

Grupa TAURON odnotowała w 2007 r. wzrost rozliczeń międzyokresowych przychodów, dotacji rządowych i rozliczeń międzyokresowych biernych, a także zwiększenie rezerw w łącznej wysokości 344,8 mln zł, co związane było przede wszystkim z utworzeniem rezerw (w wysokości 254,7 mln zł) na umorzenie świadectw pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych i z kogeneracji) oraz wzrostem rezerw na świadczenia pracownicze (w wysokości 79,7 mln zł).

10.7.2 Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej

Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej w pierwszym kwartale 2010 r. były ujemne i wyniosły 398,2 mln zł. Odzwierciedla to wykorzystanie środków pieniężnych w związku z nabyciem rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych w kwocie 318,3 mln zł, co było przede wszystkim związane z wydatkami inwestycyjnymi Enion i EnergiaPro. Spółki te wydały, odpowiednio, około 85,0 mln zł oraz 74,5 mln zł na budowę linii energetycznych, transformatorów i stacji elektroenergetycznych. Wydatki inwestycyjne w wysokości 60,8 mln zł zostały również poniesione przez PKE m.in. w związku z przekazanymi zaliczkami na środki trwałe związane z budową nowego bloku w Elektrociepłowni Bielsko-Biała. Ponadto Grupa TAURON poniosła wydatki w związku z nabyciem aktywów finansowych w kwocie 86,1 mln zł, co związane było w głównej mierze z założeniem lokaty bankowej przez PKW w kwocie 44,1 mln zł, a także z przekazaniem środków pieniężnych na rachunek rezerw obsługi zadłużenia w związku z programem emisji obligacji przez PKE w kwocie 24,8 mln zł.

Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej w 2009 r. były ujemne i wyniosły 1.354,0 mln zł. Odzwierciedla to wykorzystanie środków pieniężnych w związku z nabyciem rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych w kwocie 1.440,3 mln zł, co było związane z wydatkami inwestycyjnymi Enion i EnergiaPro. Spółki te wydały, odpowiednio, około 378,2 mln zł oraz 405,3 mln zł na budowę linii energetycznych, transformatorów i stacji elektroenergetycznych. Wydatki inwestycyjne w obszarze wytwarzania wyniosły w 2009 r. 508,9 mln zł, z czego największa część poniesiona została na zakończenie budowy bloku energetycznego o mocy 460 MW w Elektrowni Łągisza należącej do PKE. W tym samym okresie Grupa TAURON uzyskała wpływy ze sprzedaży pozostałych aktywów finansowych w kwocie 91,3 mln zł (w związku z obrotem instrumentami finansowymi, w tym obligacjami i jednostkami uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych, prowadzonym głównie przez Spółkę, EnergiaPro i Elektrownię Stalowa Wola), a także wpływy ze sprzedaży rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych w wysokości 15,9 mln zł, co dotyczyło głównie spółki Enion.

Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej w 2008 r. były ujemne i wyniosły 1.514,2 mln zł. Odzwierciedla to wykorzystanie środków pieniężnych w związku z nabyciem rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych w kwocie 1.792,2 mln zł, co było związane przede wszystkim z wydatkami inwestycyjnymi Enion i EnergiaPro. Spółki te wydały, odpowiednio, około 379,2 mln zł i 409,1 mln zł, na inwestycje odtworzeniowe w aktywa sieciowe i na budowę linii przesyłowych. Wydatki inwestycyjne w obszarze wytwarzania wyniosły w 2008 r. 845,7 mln zł, z czego największa część poniesiona została na budowę bloku energetycznego o mocy 460 MW w Elektrowni Łągisza. W tym samym okresie Grupa TAURON uzyskała wpływy ze sprzedaży pozostałych aktywów finansowych w kwocie 340,0 mln zł (w związku ze zbyciem instrumentów finansowych, w tym obligacji i jednostek uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych, dokonanych głównie przez PKE i EnergiaPro), wpływami ze sprzedaży rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych PKE w wysokości 78,1 mln zł. Ponadto do przepływów z działalności inwestycyjnej zostały zaliczone środki pieniężne w kwocie 49,2 mln zł posiadane przez spółkę PEC Katowice na dzień objęcia tej spółki skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym Grupy TAURON.

Przyplwy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej były w 2007 r. ujemne i wyniosły 1.755,6 mln zł. Odzwierciedla to wykorzystanie środków pieniężnych w związku z nabyciem rzeczowych aktywów trwałych w wysokości 1.819,4 mln zł, co było przede wszystkim związane z wydatkami inwestycyjnymi w obszarze wytwarzania, które wyniosły 909,8 mln zł, z czego największa część poniesiona została na budowę bloku energetycznego o mocy 460 MW w Elektrowni Łągisza, jak również wydatkami inwestycyjnymi Enion i EnergiaPro. Spółki te wydały, odpowiednio, 399,7 mln zł i 365,2 mln zł, na inwestycje odtworzeniowe w aktywa sieciowe i budowę linii przesyłowych. Środki w wysokości 150,0 mln zł zostały wykorzystane w związku z podwyższeniem kapitału PEC Katowice, będącej wówczas w postępowaniu upadłościowym. Powyższym wydatkom towarzyszyły wpływy ze sprzedaży rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych w wysokości 119,4 mln zł, z czego 92,4 mln zł było związane z transakcjami leasingu zwrotnego składników majątku Elektrociepłowni Tychy. Więcej informacji na temat powyższej umowy leasingu zwrotnego przedstawiono w punkcie 10.6 (*Płynność i zasoby kapitałowe*). Dodatkowo, ze sprzedaży pozostałych aktywów finansowych Grupa TAURON uzyskała wpływy w wysokości 172,2 mln zł.

10.7.3 Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej

Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej były w pierwszym kwartale 2010 r. ujemne i wyniosły 72,7 mln zł. Odzwierciedla to spłatę zadłużenia w wysokości 84,6 mln zł, zapłatę odsetek od zadłużenia w wysokości 17,4 mln zł, jak również zapłatę rat leasingowych w wysokości 10,4 mln zł. Opisanym powyżej wydatkom towarzyszyły wpływy z tytułu kredytów i pożyczek udzielonych spółkom z Grupy TAURON w wysokości 40,1 mln zł.

Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej były w 2009 r. ujemne i wyniosły 543,5 mln zł. Odzwierciedla to spłatę zadłużenia w wysokości 415,4 mln zł, wykup części obligacji wyemitowanych przez PKE i wykup całości obligacji przez Spółkę w łącznej wysokości 166,3 mln zł, zapłacone odsetki od zadłużenia w wysokości 109,3 mln zł, a także wypłatę dywidend na rzecz akcjonariuszy jednostki dominującej i akcjonariuszy mniejszościowych w wysokości, odpowiednio, 51,2 mln zł i 7,1 mln zł. Wpływy z tytułu kredytów i pożyczek udzielonych spółkom z Grupy TAURON wyniosły 208,4 mln zł, natomiast wpływy z emisji obligacji przez PKE wyniosły 44,0 mln zł.

Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej były w 2008 r. ujemne i wyniosły 95,7 mln zł. Odzwierciedla to przede wszystkim spłatę kredytów i pożyczek udzielonych spółkom z Grupy TAURON w wysokości 317,4 mln zł, wykup obligacji wyemitowanych przez Spółkę w wysokości 75,0 mln zł, zapłacone odsetki od zadłużenia w wysokości 118,6 mln zł, a także wypłatę dywidend na rzecz akcjonariuszy jednostki dominującej i akcjonariuszy mniejszościowych w wysokości, odpowiednio, 20,0 mln zł i 13,9 mln zł. W tym samym okresie wpływy z emisji obligacji przez PKE i Spółkę wyniosły 386,0 mln zł (z czego 336,0 mln zł pochodziło z wpływów z emisji przez PKE), natomiast wpływy z tytułu kredytów i pożyczek udzielonych spółkom z Grupy TAURON wyniosły 98,4 mln zł.

Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej były w 2007 r. dodatnie i wyniosły 118,4 mln zł. Odzwierciedla to przede wszystkim wpływy z emisji obligacji przez PKE i Spółkę, które wyniosły 420,0 mln zł (z czego 270,0 mln zł z emisji obligacji przez PKE) oraz wpływy z tytułu kredytów i pożyczek udzielonych spółkom z Grupy TAURON, które wyniosły 325,4 mln zł, jak również wydatki z tytułu spłaty zadłużenia w wysokości 407,1 mln zł i zapłaty odsetek w wysokości 110,1 mln zł. Ponieważ 2007 r. był pierwszym rokiem obrotowym, w którym Spółka prowadziła działalność, Spółka nie wypłaciła w tym roku dywidendy akcjonariuszom. Dywidendy wykazane w rachunku przepływów pieniężnych za 2007 r. to dywidendy wypłacone przez Spółki Zależne akcjonariuszom i wspólnikom mniejszościowym, a także obowiązkowe wypłaty na rzecz Skarbu Państwa w wysokości 51,2 mln zł dokonane przez Spółki Zależne za okres, w którym miały one status jednoosobowych spółek Skarbu Państwa.

10.8 Zadłużenie

Spółki z Grupy TAURON zawarły szereg umów kredytowych (w tym kredytów na rachunku bieżącym) i pożyczek w kilkunastu instytucjach finansowych oraz wyemitowały obligacje niepubliczne na krajowym rynku finansowym. Na dzień 31 marca 2010 r. długoterminowe zadłużenie z tytułu kredytów, pożyczek i obligacji zaciągnięte przez Grupę TAURON wynosiło 1.146,5 mln zł, natomiast jej krótkoterminowe zadłużenie, łącznie z bieżącą częścią zadłużenia długoterminowego, wynosiło 583,5 mln zł.

Poniższa tabela przedstawia wybrane informacje na temat krótko- i długoterminowego zadłużenia Grupy TAURON z tytułu kredytów, pożyczek i obligacji na dzień 31 grudnia 2009, 2008 i 2007 r. oraz na dzień 31 marca 2010 r.

	Na dzień 31 grudnia			Na dzień 31 marca
	2009	2008	2007	2010
	(w tys. zł)			
Krótkoterminowe zadłużenie (w tym bieżąca część zadłużenia długoterminowego)	596.315	649.744	460.947	583.460
Długoterminowe zadłużenie	1.179.406	1.426.185	1.535.120	1.146.545
Razem	1.775.721	2.075.929	1.996.067	1.730.005

Poniższa tabela przedstawia zadłużenie finansowe netto Grupy TAURON na dzień 31 grudnia 2009 r. oraz 31 marca 2010 r.

	Na dzień 31 grudnia 2009 r.	Na dzień 31 marca 2010 r.
	(tys. zł)	
Oprocentowane kredyty/pożyczki, obligacje i podobne papiery wartościowe (długo- i krótkoterminowe)	1.775.721	1.730.005
Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego i umów dzierżawy z opcją zakupu	123.668	113.462
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	(1.032.103)	(758.148)
Zadłużenie finansowe netto	867.286	1.085.319

10.8.1 Umowy kredytu/pożyczki

Spółki z Grupy TAURON zawarły z kilkunastoma instytucjami finansowymi szereg umów kredytowych i pożyczek, przede wszystkim w związku z finansowaniem programu inwestycyjnego w obszarze wytwarzania. Zawarte przez Grupę TAURON umowy pożyczki i umowy kredytu zawierają zobowiązania o charakterze ogólnym i finansowym, które spółki z Grupy TAURON obowiązane są wypełniać. Wybrane umowy zostały opisane w Nocie 37 Zbadanego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego.

Poniższa tabela przedstawia zadłużenie Grupy TAURON z tytułu kredytów i pożyczek (bez uwzględnienie zadłużenia z tytułu obligacji) w podziale na okresy wymagalności i strukturę walutową na dzień 31 marca 2010 r. (w tys. zł).

Waluta	Stopa oprocentowania	Wartość kredytu/ pożyczki (w walucie umownej)	Wartość kredytu/ pożyczki (w tys. zł)	Termin spłaty poniżej 3 miesięcy	Termin spłaty od 3 do 12 miesięcy	Termin spłaty od 1 do 2 lat	Termin spłaty od 2 lat do 3 lat	Termin spłaty powyżej 3 lat
zł	zmienna	854.001	854.001	157.011	222.945	270.992	158.486	44.567
	stała	6.046	6.046	314	2.033	1.036	1.036	1.627
Razem zł		860.047	860.047	157.325	224.978	272.028	159.522	46.194
EUR	zmienna	5.673	21.909	868	2.604	3.472	3.472	11.493
	stała	–	–	–	–	–	–	–
Razem EUR		5.673	21.909	868	2.604	3.472	3.472	11.493
USD	zmienna	83.337	239.344	29.477	78.218	95.491	36.158	–
	stała	–	–	–	–	–	–	–
Razem USD		83.337	239.344	29.477	78.218	95.491	36.158	–
Kredyty i pożyczki razem			1.121.300	187.670	305.800	370.991	199.152	57.687

Opis umów kredytu/pożyczek, których stronami są spółki Grupy TAURON, na dzień Prospektu został zamieszczony w punkcie 14.3 (*Umowy finansowe*).

10.8.2 Obligacje

PKE

W 2006 r. PKE ustanowiła program emisji obligacji o zmiennym oprocentowaniu w łącznej wysokości 650,0 mln zł, którego celem było zapewnienie części finansowania budowy bloku energetycznego o mocy 460 MW w Elektrowni Łagisza należącej do PKE. W ramach tego programu w okresie od 2007 r. do 2009 r. PKE wyemitowała sześć serii obligacji. W 2007 r. PKE wyemitowała dwie serie w łącznej wysokości 270,0 mln zł (z końcowymi terminami wykupu w dniu 30 czerwca 2016 r. i 30 grudnia 2016 r.), w 2008 r. trzy serie w łącznej wysokości 336,0 mln zł (z końcowymi terminami wykupu w dniu 30 czerwca 2017 r., 30 grudnia 2017 r. i 30 czerwca 2018 r.) oraz w dniu 30 czerwca 2009 r. szóstą serię w wysokości 44,0 mln zł (z końcowym terminem wykupu w dniu 30 grudnia 2018 r.).

W dniu 30 grudnia 2009 r. PKE wykupiła część obligacji w wysokości 41,3 mln zł. Na dzień 31 marca 2010 r. zadłużenie Grupy TAURON z tytułu emisji obligacji przez PKE wyceniane według zamortyzowanego kosztu wynosiło 597,1 mln zł, przy czym naliczone odsetki wynosiły 10,8 mln zł. Wartość nominalna wyemitowanych obligacji na dzień 31 marca 2010 r. wynosiła 608,7 mln zł.

Spółka

W dniu 24 września 2009 r. Spółka podpisała z ING Bank Śląski S.A. umowę, na podstawie której ustanowiony został nowy program emisji obligacji Spółki w wysokości 125,0 mln zł. Celem emisji jest finansowanie działalności operacyjnej i zapewnienie płynności finansowej Spółki. Obligacje oprocentowane będą według stopy WIBOR dla okresu jednomiesięcznego powiększonej o stałą marżę. Dodatkowo w ramach tego samego programu możliwa jest emisja obligacji zerokuponowych. Do dnia 31 marca 2010 r. Spółka nie przeprowadziła emisji obligacji w ramach tego programu.

10.8.3 Leasing finansowy

W 2007 r. Elektrociepłownia Tychy zawarła umowę leasingu zwrotnego niektórych środków trwałych z firmą leasingową Energo-Utech. W dacie zawarcia umowy wartość rynkowa środków trwałych będących przedmiotem leasingu wyniosła 92,4 mln zł, a umowa leasingu została zawarta na okres dziesięciu lat. Według stanu na dzień 31 marca 2010 r. zobowiązanie z tytułu umowy leasingu wynosiło 67,0 mln zł.

Dodatkowo spółki z Grupy TAURON zawarły inne umowy leasingu finansowego, których przedmiotem jest sprzęt górniczy, biurowy oraz samochody.

10.8.4 Transakcje pozabilansowe

Spółki z Grupy TAURON nie są stronami transakcji ujmowanych jako transakcje pozabilansowe z wyjątkiem zobowiązań z tytułu umowy dzierżawy nieruchomości opisanej szerzej w Nocie 18.1 Zbadanego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego.

10.8.5 Zobowiązania umowne

Poniżej przedstawiono podsumowanie zobowiązań umownych na dzień 31 grudnia 2009 r.:

	Płatności należne w danym okresie			po upływie 5 lat
	Razem	w terminie 1 roku	w terminie od 1 do 5 lat	
(tys. zł)				
Zobowiązania umowne na dzień 31 grudnia 2009 r.				
Oprocentowane kredyty i pożyczki i wyemitowane obligacje	1.775.721	596.315	982.434	196.972
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	966.193	966.193	–	–
Zobowiązania z tytułu nabycia środków trwałych i wartości niematerialnych	271.609	270.135	1.474	–
Instrumenty pochodne	11.039	11.039	–	–
Inne zobowiązania finansowe	247.569	243.362	3.795	412
Zobowiązania z tytułu leasingu i umów dzierżawy z opcją zakupu	123.668	35.377	61.515	26.776
Razem	3.395.799	2.122.421	1.049.218	224.160

Spółki Grupy TAURON są stronami umów dotyczących zakupu węgla, energii elektrycznej i ciepłej, gazu, biomasy oraz innych surowców, a także usług związanych z ich działalnością. Z uwagi na to, że umowy te nie spełniają wymogów definicji „zobowiązań” w rozumieniu MSSF (natomiast spełniają wymogi definicji „umów wykonawczych”), nie są one wykazywane w Zbadanym Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym ani Śródrocznym Skróconym Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym. Z uwagi na charakter tych umów łączne wielkości i wartości dostaw mogą ulegać zmianom w kolejnych okresach. W związku z powyższym podanie wartości tych umów nie jest możliwe. Istotne umowy dotyczące najważniejszych obszarów działalności zostały przedstawione w Rozdziale 14 (*Istotne Umowy*).

10.8.6 Zobowiązania warunkowe

Opis zobowiązań warunkowych został zamieszczony w Nocie 34 Zbadanego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego oraz w Nocie 23 Śródrocznego Skróconego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego. Istotne znaczenie z punktu widzenia przyszłych wyników finansowych Grupy TAURON może mieć rezultat sporu z Prezesem URE o wysokość rekompensat na pokrycie kosztów osieroconych, którego opis został zamieszczony w punkcie 10.2.9 (*Wysokość rekompensat na pokrycie kosztów osieroconych związanych z rozwiązaniem KDT*) oraz w punkcie 13.21.2 (*Postępowania sądowe i arbitrażowe toczone się w ciągu ostatnich 12 miesięcy przed dniem Prospektu – Postępowanie dotyczące KDT*), jak również wynik sporu o zwrot podatku akcyzowego i związane z nim roszczenia nabywców energii elektrycznej, co zostało opisane w punkcie 13.21.4 (*Postępowania związane z podatkiem akcyzowym odprowadzonym przez spółki Obszaru Wytwarzanie*) oraz w punkcie 13.21.2 (*Postępowania sądowe i arbitrażowe toczone się w ciągu ostatnich 12 miesięcy przed dniem Prospektu – Postępowanie o zwrot podatku akcyzowego*). Konsekwencje ewentualnego niekorzystnego rozstrzygnięcia sporu dotyczącego rekompensat na pokrycie kosztów osieroconych zostały opisane w punkcie 2.1.5 (*Grupa TAURON może zostać zobowiązana do zwrotu znacznej części rekompensat na pokrycie kosztów osieroconych za 2008 r., co może mieć także wpływ na wysokość rekompensat na pokrycie kosztów osieroconych za lata następne*). Konsekwencje ewentualnego niekorzystnego zakończenia sporów o zwrot podatku akcyzowego zostały opisane w punkcie 2.1.43 (*Grupa TAURON może nie być w stanie odzyskać od organów podatkowych nadpłaconego podatku akcyzowego, a dodatkowo przeciwko Grupie TAURON mogą być zgłaszane przez odbiorców energii roszczenia o zwrot części ceny za sprzedaną energię elektryczną*).

10.9 Nakłady inwestycyjne

W latach 2007–2009 nakłady inwestycyjne Grupy TAURON na zakup środków trwałych i wartości niematerialnych wyniosły odpowiednio 2.070,7 mln zł, 1.774,4 mln zł i 1.479,2 mln zł. W kwartale zakończonym 31 marca 2010 r. nakłady inwestycyjne Grupy TAURON na zakup środków trwałych i wartości niematerialnych wyniosły 170,0 mln zł (w porównaniu do 261,5 mln zł w kwartale zakończonym 31 marca 2009 r.).

Nakłady inwestycyjne obejmują nakłady na rzeczowe aktywa trwałe oraz wartości niematerialne i prawne, z wyłączeniem nakładów ponoszonych w związku z nabywaniem uprawnień do emisji CO₂ oraz świadectw pochodzenia energii.

	Rok zakończony dnia 31 grudnia			Kwartał zakończony dnia 31 marca	
	2009	2008	2007	2010	2009
	(tys. zł)				
Wydobycie węgla	130.357	64.493	82.805	25.798	16.026
Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej ze źródeł konwencjonalnych	519.927	858.754	1.107.016	39.274	114.898
Wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych	24.387	30.675	19.774	8.646	3.110
Dystrybucja energii elektrycznej	745.957	762.255	806.614	89.073	115.387
Sprzedaż energii i pozostałych produktów rynku energetycznego	14.585	9.917	3.010	3.962	2.266
Pozostałe	44.019	48.260	51.501	3.275	9.777
Razem	1.479.232	1.774.354	2.070.720	170.028	261.464

W pierwszym kwartale 2010 r. nakłady inwestycyjne Grupy TAURON wyniosły 170,0 mln zł. Nakłady inwestycyjne zostały poniesione przede wszystkim na rozbudowę i modernizację majątku jednostek Grupy TAURON oraz zakup maszyn i urządzeń, jak również oprogramowania. Nakłady inwestycyjne PKW wyniosły 25,8 mln zł i zostały poniesione przede wszystkim na realizację zadań w zakresie przygotowywania infrastruktury technicznej umożliwiającej wydobycie węgla z nowych pokładów. PKE poniosła nakłady inwestycyjne w wysokości 31,5 mln zł w związku z realizacją zadań odbudowy mocy i innych zadań modernizacyjnych. Nakłady inwestycyjne na budowę bloku parowo-gazowego, a także modernizację istniejących urządzeń w wysokości 6,5 mln zł poniosła ESW. Nakłady na modernizację elektrowni wodnych należących do Grupy TAURON wyniosły 8,6 mln zł. Enion i EnergiaPro w pierwszym kwartale 2010 r. zrealizowały nakłady inwestycyjne w wysokości 89,1 mln zł, przede wszystkim na modernizację urządzeń oraz budowę linii przesyłowych wraz z przyłączami, transformatorami i stacjami przesyłowymi. Nakłady inwestycyjne spółek Enion Energia i EnergiaPro Gigawat w wysokości 4,0 mln zł związane były głównie z zakupem oprogramowania komputerowego używanego w sprzedaży i obsłudze klienta. Łączne nakłady inwestycyjne spółek zajmujących się przesyłem i dystrybucją ciepła wyniosły 3,3 mln zł, z czego większość związana była z przebudową, utrzymaniem i rozbudową sieci ciepłowniczych (centralnego ogrzewania i ciepłej wody użytkowej) oraz budową przyłączy.

W 2009 r. nakłady inwestycyjne dotyczyły przede wszystkim modernizacji i budowy rzeczowych aktywów trwałych. Znacznych nakładów inwestycyjnych wymagały inwestycje odtworzeniowe w aktywa wytwórcze (w zakresie technologii węglowych i technologii wykorzystania źródeł odnawialnych). Największa inwestycja w tym zakresie to około 302,9 mln zł na ukończenie budowy bloku energetycznego o mocy 460 MW w Elektrowni Łagisza należącej do PKE. Dodatkowo, około 30,0 mln zł pochłonęły inwestycje odtworzeniowe w elektrowniach należących do PKE. Nakłady inwestycyjne ESW w wysokości około 15,7 mln zł związane były z rozpoczęciem budowy nowego bloku energetycznego oraz modernizacji eksploatowanych urządzeń i maszyn. Około 17,5 mln zł wyniosły nakłady inwestycyjne Grupy TAURON na modernizację elektrowni wodnych. Nakłady inwestycyjne spółek Enion i EnergiaPro, w wysokości 746,0 mln zł, dotyczyły przede wszystkim budowy linii energetycznych, transformatorów i stacji elektroenergetycznych. Nakłady inwestycyjne spółek Enion Energia i EnergiaPro Gigawat związane były głównie z zakupem oprogramowania komputerowego używanego w sprzedaży i obsłudze klienta. Ponadto Grupa TAURON poniosła nakłady inwestycyjne w wysokości około 36 mln zł na modernizację i konserwację sieci ciepłowniczych.

Nakłady inwestycyjne Grupy TAURON w 2008 r. dotyczyły w znacznej mierze modernizacji eksploatowanych oraz zakupu nowych urządzeń i maszyn. Nakłady inwestycyjne na aktywa wytwórcze wyniosły 858,8 mln zł, z czego około 481,1 mln zł pochłonęła budowa przez PKE bloku energetycznego o mocy 460 MW w Elektrowni Łagisza. Nakłady inwestycyjne PKW wyniosły ponad 64,5 mln zł, z czego większość dotyczyła rozwoju infrastruktury górniczej w nowych złożach oraz zakupu sprzętu górniczego. Nakłady inwestycyjne spółek Enion i EnergiaPro, w wysokości około 762,3 mln zł, dotyczyły przede wszystkim inwestycji odtworzeniowych w aktywa sieciowe, a także budowy linii przesyłowych i dystrybucyjnych. Nakłady inwestycyjne związane z modernizacją sieci ciepłowniczych wyniosły około 27,4 mln zł.

W 2007 r. nakłady inwestycyjne dotyczyły głównie modernizacji i budowy rzeczowych aktywów trwałych. Koncentrowały się one przede wszystkim na inwestycjach w aktywa wytwórcze, które wyniosły ponad 1.107,0 mln zł, z czego około 758,6 mln zł pochłonęła budowa bloku energetycznego o mocy 460 MW w Elektrowni Łagisza. Nakłady inwestycyjne PKW wyniosły około 82,8 mln zł, z czego większość dotyczyła rozwoju infrastruktury górniczej w nowych złożach oraz zakupu sprzętu górniczego. Nakłady inwestycyjne spółek Enion i EnergiaPro, w wysokości około 806,6 mln zł, dotyczyły przede wszystkim inwestycji odtworzeniowych w aktywa sieciowe, a także budowy linii przesyłowych i dystrybucyjnych. Nakłady inwestycyjne spółek ciepłowniczych, których łączna wartość wyniosła około 27,5 mln zł dotyczyły przede wszystkim modernizacji eksploatowanych i budowy nowych sieci.

Wysokość nakładów inwestycyjnych w omawianym okresie wskazuje, że wytwarzanie i dystrybucja są najbardziej kapitałochłonnymi obszarami działalności Grupy TAURON. Aktywa wytwórcze wymagają okresowych napraw i modernizacji w związku z zastrządzającymi się wymogami z zakresu ochrony środowiska oraz poprawy efektywności wytwarzania energii elektrycznej. Nakłady inwestycyjne na aktywa dystrybucyjne związane były przede wszystkim z odtworzeniem oraz rozbudową sieci dystrybucyjnej, co jest wynikiem przyłączania nowych odbiorców oraz wytwórców, w tym głównie wytwórców energii ze źródeł odnawialnych. Nakłady inwestycyjne na majątek dystrybucyjny znajdują odzwierciedlenie w poziomie przychodu regulowanego przez Prezesa URE, ponieważ wzrost tych nakładów jest skorelowany ze wzrostem wartości regulacyjnej aktywów, a w konsekwencji ze wzrostem przychodów z działalności dystrybucyjnej. Nakłady inwestycyjne na aktywa wytwórcze nie podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE.

Grupa TAURON na ogół finansuje swoje wydatki inwestycyjne ze środków własnych oraz ze środków z finansowania dłużnego (kredytów, pożyczek i emisji obligacji). W okresie od 2007 do 2009 r. budowa bloku energetycznego o mocy 460 MW w Elektrowni Łagisza należącej do PKE była finansowana w dużej mierze ze źródeł zewnętrznych, w tym pożyczek o preferencyjnym oprocentowaniu. Więcej informacji na temat tych źródeł finansowania przedstawiono w punkcie 10.8.2 (*Obligacje*).

10.10 Opis ryzyka

Działalność Grupy TAURON narażona jest na ryzyko rynkowe (głównie ryzyko cen materiałów i towarów) i ryzyko finansowe.

10.10.1 Ryzyko rynkowe (ryzyko cen materiałów i towarów)

Grupa TAURON narażona jest na ryzyko zmienności przepływów pieniężnych oraz wyników finansowych wyrażonych w walucie krajowej z powodu zmian cen materiałów i towarów. Ekspozycję Grupy TAURON na ryzyko cen towarów odzwierciedla wolumen zakupów podstawowych materiałów, do których zalicza się węgiel kamienny, gaz oraz energię. W szczególności ryzyko cen towarów obejmuje ryzyko zmian cen energii elektrycznej oraz zmian cen uprawnień do emisji CO₂.

10.10.2 Ryzyko finansowe

Grupa TAURON zarządza ryzykiem finansowym zgodnie z zasadami przyjętymi przez zarządy poszczególnych spółek. Ze względu na zależności między ponoszonym ryzykiem a poziomem możliwego do osiągnięcia dochodu, zasady te stosuje się nie po to, by całkowicie wyeliminować zagrożenia, lecz po to, by utrzymać je na wcześniej ustalonym poziomie uznanym za bezpieczny.

Głównym celem zarządzania ryzykiem finansowym jest minimalizacja wrażliwości przepływów pieniężnych Grupy TAURON na czynniki ryzyka finansowego oraz minimalizacja kosztów finansowych i kosztów zabezpieczenia w ramach transakcji z wykorzystaniem instrumentów pochodnych.

Grupa TAURON zawiera transakcje z udziałem instrumentów pochodnych, przede wszystkim kontrakty na zamianę stóp procentowych (swapy procentowe) oraz walutowe kontrakty terminowe typu forward. Celem tych transakcji jest zarządzanie ryzykiem stopy procentowej oraz ryzykiem walutowym powstającym w toku działalności Grupy TAURON oraz wynikających z używanych przez nią źródeł finansowania.

Główne rodzaje ryzyka finansowego wynikającego z działalności prowadzonej przez Grupę TAURON obejmują ryzyko kredytowe, ryzyko związane z płynnością, ryzyko stopy procentowej oraz ryzyko walutowe. Wielkość tego ryzyka w omawianym okresie została przedstawiona w Nocie 38 Zbadanego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego oraz Nocie 21 Śródrocznego Skróconego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego. Zasady rachunkowości dotyczące instrumentów pochodnych zostały przedstawione w Nocie 11.10 i 11.11 Zbadanego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego.

Ryzyko kredytowe

Ryzyko kredytowe wiąże się z potencjalnym zdarzeniem kredytowym, które może mieć formę niewypłacalności kontrahenta, częściowej spłaty należności, istotnego opóźnienia w spłacie należności lub innego odstępstwa od warunków umownych.

Z wyjątkiem klientów indywidualnych, Grupa TAURON zawiera transakcje wyłącznie z wiarygodnymi podmiotami o dobrej zdolności kredytowej. Wszyscy klienci, którzy pragną korzystać z kredytów kupieckich, poddawani są weryfikacji. Ponadto, dzięki bieżącemu monitorowaniu stanów należności, ekspozycja Grupy TAURON na ryzyko nieściągalności należności jest nieznaczna.

Ryzyko kredytowe, na które narażona jest Grupa TAURON, powstaje w następujących obszarach:

- działalność podstawowa – źródłem ryzyka kredytowego są głównie transakcje zakupu i sprzedaży energii elektrycznej oraz ciepłej, transakcje zakupu i sprzedaży paliw kopalnianych i inne podobne transakcje zakupu i sprzedaży;
- działalność inwestycyjna – źródłem ryzyka kredytowego są transakcje wynikające z realizacji projektów inwestycyjnych, których powodzenie jest uzależnione od pozycji finansowej dostawców Grupy TAURON;
- działalność finansowa – źródłem ryzyka kredytowego są transakcje kupna/sprzedaży instrumentów pochodnych (ryzyko niewykonania zobowiązania, gdy wartość godziwa transakcji jest dodatnia z punktu widzenia Grupy TAURON) oraz lokowanie wolnych środków pieniężnych.

Rodzaje instrumentów finansowych, które powodują ekspozycję na ryzyko kredytowe, obejmują:

- lokaty i depozyty;
- obligacje, bony skarbowe oraz inne dłużne papiery wartościowe;
- należności z tytułu dostaw i usług;
- pożyczki udzielone;
- pozostałe należności finansowe;
- pozostałe aktywa finansowe;

- środki pieniężne (w przypadku środków ulokowanych na rachunkach bankowych) i ich ekwiwalenty; oraz
- instrumenty pochodne.

W ramach podstawowej działalności Grupy TAURON nie ma znacznej koncentracji ryzyka kredytowego.

Główną pozycją generującą ryzyko kredytowe w Grupie TAURON są należności z tytułu dostaw i usług. Należności z tytułu dostaw i usług nie są oprocentowane i mają zazwyczaj trzydziestodniowe terminy płatności w przypadku odbiorców instytucjonalnych. Klienci detaliczni dokonują płatności w cyklach miesięcznych lub dwumiesięcznych. Należności z tytułu dostaw i usług dotyczą głównie należności z tytułu sprzedanej energii elektrycznej i usług dodatkowych. Dzięki bieżącej kontroli należności handlowych nie istnieje dodatkowe ryzyko kredytowe, które przekraczałoby poziom określony odpisem aktualizującym. Grupa TAURON zarządza ryzykiem kredytowym przy wykorzystaniu następujących mechanizmów i metod:

- ocena standingu finansowego kontrahentów oraz przyznawanie limitów kredytowych;
- wymaganie określonych zabezpieczeń kredytowych od klientów o słabym standingu finansowym;
- standaryzacja zapisów umownych z zakresu ryzyka kredytowego i standaryzacja zabezpieczeń kredytowych;
- system bieżącego monitoringu płatności i system wczesnej windykacji; systematyczny pomiar ryzyka kredytowego powstającego w trakcie prowadzonej działalności handlowej;
- bieżący monitoring standingu finansowego klientów; oraz
- współpraca z wywiadowcami gospodarczymi i firmami windykacyjnymi.

Na dzień 31 grudnia 2009 r. największe należności z tytułu dostaw i usług przysługiwały Grupie TAURON od ArcelorMittal Poland S.A. w wysokości 95,1 mln zł, od KGHM Polska Miedź S.A. w wysokości 53,8 mln zł i od PSE-Operator w wysokości 37,2 mln zł.

W odniesieniu do aktywów finansowych ryzyko kredytowe Grupy TAURON powstaje w wyniku niemożności dokonania zapłaty przez drugą stronę umowy, a maksymalna ekspozycja na ryzyko równa jest wartości bilansowej tych instrumentów.

Ryzyko związane z płynnością

Celem Grupy TAURON jest utrzymanie równowagi pomiędzy ciągłością i elastycznością finansowania poprzez wykorzystanie rozmaitych źródeł finansowania, takich jak kredyty w rachunku bieżącym, kredyty bankowe długoterminowe, obligacje, umowy leasingu finansowego oraz umowy dzierżawy z opcją zakupu. Więcej informacji na temat ryzyka związanego z płynnością przedstawiono w Nocie 38.5 Zbadanego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego.

Ryzyko stopy procentowej

Grupa TAURON i jej spółki zależne narażone są na ryzyko zmian stóp procentowych w związku z pozyskiwaniem finansowania oprocentowanego zmienną stopą procentową i inwestowaniem w aktywa oprocentowane zmienną i stałą stopą procentową. W przypadku zadłużenia o stałym oprocentowaniu Grupa TAURON jest również narażona na ryzyko utraconych korzyści w związku ze spadkiem stóp procentowych.

Oprocentowanie instrumentów finansowych o zmiennym oprocentowaniu jest aktualizowane w okresach krótszych niż jeden rok. Odsetki od instrumentów finansowych o stałym oprocentowaniu są stałe przez cały okres do upływu terminu zapadalności/wymagalności tych instrumentów. Pozostałe instrumenty finansowe Grupy TAURON nie są oprocentowane i w związku z tym nie wiąże się z nimi ryzyko stopy procentowej.

Ryzyko walutowe

Grupa TAURON jest narażona na wahania kursów walutowych euro/złoty i dolar/złoty w związku ze swoją działalnością inwestycyjną oraz kontraktami z zagranicznymi spółkami, a także, w niewielkim stopniu, ze względu na zaciągnięte kredyty i pożyczki.

10.11 Istotne zasady rachunkowości

W zastosowaniu przyjętych przez Grupę TAURON zasad rachunkowości, największy wpływ na wartości wykazywane w Zbadanym Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym oraz Śródrocznym Skróconym Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym, włącznie z notami objaśniającymi, oprócz szacunków miał niżej omówiony profesjonalny osąd Zarządu. Założenia, na podstawie których powstały szacunki, opierają się na najlepszej wiedzy Zarządu odnośnie bieżących i przyszłych działań i zdarzeń w poszczególnych obszarach funkcjonowania Grupy TAURON. Szczegółowy opis wszystkich istotnych zasad księgowości przedstawiono w Nocie 11 Zbadanego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego oraz Nocie 3 Śródrocznego Skróconego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego.

Poniżej omówiono podstawowe założenia dotyczące przyszłości i inne główne źródła niepewności występujące na dzień 31 grudnia 2009 r., z którymi związane jest istotne ryzyko znacznej korekty wartości bilansowej aktywów i zobowiązań w kolejnym roku obrotowym.

Utrata wartości aktywów

Grupa TAURON przeprowadziła testy na utratę wartości środków trwałych. Wymagało to oszacowania wartości użytkowej ośrodków wypracowujących środki pieniężne, do których należą te środki trwałe. Oszacowanie wartości użytkowej polega na ustaleniu przyszłych przepływów pieniężnych generowanych przez ośrodek wypracowujący środki pieniężne i wymaga ustalenia stopy dyskontowej do zastosowania w celu obliczenia bieżącej wartości tych przepływów.

Stawki amortyzacyjne

Wysokość stawek oraz odpisów amortyzacyjnych jest ustalana na podstawie przewidywanego okresu ekonomicznego użytkowania danego składnika rzeczowych aktywów trwałych lub wartości niematerialnych oraz ich szacunkowej wartości rezydualnej. Kapitalizowane remonty generalne są amortyzowane w okresie pozostałym do przewidywanego rozpoczęcia kolejnego remontu generalnego. Grupa TAURON corocznie dokonuje weryfikacji przyjętych okresów ekonomicznej użyteczności na podstawie bieżących szacunków.

Doszacowanie przychodów ze sprzedaży i dystrybucji energii elektrycznej

Odczyty liczników energii elektrycznej sprzedawanej w handlu detalicznym oraz jej fakturowanie są w większości przypadków dokonywane w okresach odmiennych od okresów sprawozdawczych. W związku z tym spółki dystrybucyjne i sprzedażowe wchodzące w skład Grupy TAURON dokonują odpowiednich szacunków sprzedaży oraz powiązanych ze sprzedażą kosztów na każdy dzień bilansowy za okresy nie objęte odczytami.

Rekompensaty z tytułu rozwiązania KDT

Grupa TAURON otrzymuje rekompensaty na pokrycie kosztów osieroconych zgodnie z Ustawą o Rozwiązaniu KDT. Przychód z tytułu rekompensat ujmowany jest proporcjonalnie do wypracowanych praw do rekompensat do końca okresu ich obowiązywania. W celu oszacowania wartości przychodu przynależnego do danego okresu Grupa TAURON dokonuje szacunków celem określenia wskaźnika szacowanych kosztów osieroconych do łącznej sumy otrzymanych, zwróconych i oczekiwanych zdyskontowanych zaliczek rocznych (w tym dotychczas otrzymanych zaliczek rocznych), korekt rocznych oraz przewidywanej korekty końcowej.

Wycena rezerw na świadczenia pracownicze

Rezerwy na świadczenia pracownicze (rezerwa na odprawy emerytalne i rentowe, deputat węglowy, rezerwa na odpis na Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych dla przyszłych emerytów i rencistów, rezerwa na taryfę pracowniczą na energię elektryczną) zostały oszacowane na podstawie metod aktuarialnych. Przyjęte w tym celu założenia zostały przedstawione w Nocie 27 Zbadanego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego oraz Nocie 15 Śródrocznego Skróconego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego.

Wycena rezerwy na koszty likwidacji środków trwałych

Rezerwa tworzona jest w odniesieniu do zakładów górniczych wchodzących w skład Grupy TAURON na bazie szacunku przewidywanych kosztów likwidacji obiektów tych zakładów i przywrócenia stanu pierwotnego terenu po zakończeniu ich eksploatacji. Podstawą szacowania wielkości rezerwy są opracowania sporządzone na podstawie prognoz eksploatacji złoża (dla obiektów górniczych) oraz analizy technologiczno-ekonomiczne wykonane przez Grupę TAURON. Aktualizacji wartości rezerwy dokonuje się na dzień bilansowy. Rezerwa na likwidację środków trwałych jest wykazywana w momencie powstania obowiązku ich likwidacji.

Składnik aktywów z tytułu podatku odroczonego

Aktywa z tytułu podatku odroczonego są wyceniane przy zastosowaniu stawek podatkowych, które będą stosowane na moment zrealizowania składnika aktywów, przy czym podstawę stanowią przepisy podatkowe obowiązujące na dzień bilansowy. Grupa TAURON wykazuje składnik aktywów z tytułu podatku odroczonego, bazując na założeniu, że w przyszłości zostanie osiągnięty zysk podatkowy pozwalający na jego wykorzystanie. Pogorszenie uzyskiwanych wyników podatkowych w przyszłości mogłoby spowodować, że założenie to stałoby się nieuzasadnione.

Płatności w akcjach

Na mocy Ustawy o Komerccjalizacji i Prywatyzacji pracownicy i byli pracownicy niektórych spółek zależnych Spółki są uprawnieni do otrzymania akcji przedsiębiorstw, których pracownikami byli w dniu wykreślenia z rejestru komercjalizowanego przedsiębiorstwa państwowego.

Zgodnie z Interpretacją KIMSF 8, MSSF 2 – „Płatności w formie akcji” ma zastosowanie do transakcji, w których jednostka wydaje swoje instrumenty finansowe nawet w zamian za niemożliwe do zidentyfikowania dobra i usługi, w związku z czym przyznanie akcji pracowniczych zostało zaprezentowane w Zbadanym Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym oraz Śródrocznym Skróconym Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym zgodnie z MSSF 2.

Warunki programu oraz szacunki dotyczące wyceny programu, tj. dane będące podstawą szacunku wartości programu – daty oraz wyceny – zostały przedstawione w Nocie 31.3 Zbadanego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego.

Odpisy aktualizujące wartość należności

Na dzień bilansowy Grupa TAURON ocenia, czy istnieją obiektywne dowody utraty wartości składnika należności lub grupy należności. Jeżeli wartość składnika aktywów możliwa do odzyskania jest niższa od jego wartości bilansowej, jednostka dokonuje odpisu aktualizującego do poziomu bieżącej wartości planowanych przepływów pieniężnych.

Zmiana szacunków

W okresie objętym Zbadanym Skonsolidowanym Sprawozdaniem Finansowym oraz Śródrocznym Skróconym Skonsolidowanym Sprawozdaniem Finansowym miały miejsce następujące istotne zmiany szacunków, wpływające na wartości wykazane w Zbadanym Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym oraz Śródrocznym Skróconym Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym:

- zmiany założeń szacunków aktuarialnych – wpływ zmian szacunków na wysokość rezerwy na świadczenia pracownicze oraz zysk lub stratę przedstawiono w Nocie 27 Zbadanego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego oraz Nocie 15 Śródrocznego Skróconego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego;
- szacunki w zakresie kosztów likwidacji zakładów górniczych będących podstawą szacunku rezerwy na koszty likwidacji zakładów górniczych;
- szacunki wynikające z weryfikacji okresów ekonomicznej użyteczności środków trwałych i wartości niematerialnych;
- szacunki w zakresie założeń dla testów na utratę wartości majątku; oraz
- szacunki w zakresie wartości rekompensat KDT.

Nowe standardy rachunkowości i interpretacje

W odniesieniu do okresów sprawozdawczych rozpoczynających się w dniu 1 stycznia 2010 r. i okresów późniejszych Grupę TAURON obowiązują pewne nowe standardy i interpretacje, których wdrożenie nie było wymagane na dzień 31 grudnia 2009 r. Informacje na temat nowych standardów rachunkowości i ich interpretacji przedstawiono w Nocie 10 Zbadanego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego oraz Nocie 4 Śródrocznego Skróconego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego.

11. Otoczenie Rynkowe

Wybrane dane makroekonomiczne i statystyczne zawarte w niniejszym Rozdziale zostały przygotowane na podstawie informacji zaczerpniętych ze źródeł publicznie dostępnych (Eurostat), publikacji branżowych, wewnętrznych analiz i raportów Grupy TAURON, jak również na podstawie różnych dokumentów, w tym określonych informacji udostępnionych przez Agencję Rynku Energii S.A. (ARE). Dane makroekonomiczne oraz statystyczne dotyczące Polski zostały zaczerpnięte głównie z informacji publikowanych przez GUS i URE oraz z innych polskich publikacji rządowych.

11.1 Uwarunkowania makroekonomiczne

Od momentu wstąpienia do Unii Europejskiej w dniu 1 maja 2004 r. Polska odnotowuje dynamiczne tempo wzrostu gospodarczego. Wzrost ten wyraża się różnymi wskaźnikami ekonomicznymi, w szczególności takimi jak PKB, popyt krajowy, dynamika handlu zagranicznego. Według GUS, w 2004 r. odnotowano wzrost PKB na poziomie 5,3%. Pierwszą połowę 2005 r. charakteryzowało wolniejsze tempo wzrostu, jednak w drugiej połowie roku nastąpiło przyspieszenie i w rezultacie 2005 r. zakończył się 3,6% wzrostem PKB. Trend wzrostowy PKB był kontynuowany w latach 2006–2007. W 2006 r. odnotowano wzrost PKB wynoszący 6,2% w stosunku do poprzedniego roku. Wzrost PKB w 2007 r. wyniósł 6,8% w stosunku do poprzedniego roku i tym samym był najwyższy od 1997 r. Przyczyną niższego wzrostu gospodarczego w 2008 r. było globalne spowolnienie gospodarcze. Zjawisko to zaczęło wywierać wpływ na gospodarkę polską w czwartym kwartale 2008 r., co przejawiało się spowolnieniem produkcji oraz spadkiem popytu krajowego. W rezultacie wzrost PKB obniżył się w 2008 r. do 5,0%, a następnie jeszcze wyraźniej w 2009 r. do 1,7%. Tym niemniej, spowolnienie gospodarcze w Polsce należy do najmniejszych w UE. Wynik taki udało się osiągnąć dzięki stabilnemu wzrostowi spożycia, które w 2009 r. oscylowało na poziomie 102,0% w stosunku do 2008 r., oraz stabilnemu eksportowi na poziomie 90,9% w stosunku do 2008 r. utrzymanemu mimo gwałtownego spadku tempa rozwoju gospodarki światowej.

W poniższej tabeli przedstawione są główne czynniki wpływające na wzrost PKB w latach 2009–2007.

	2009	2008	2007
	(mld zł) ⁽¹⁾		
Realny PKB	1.341,9	1.272,8	1.167,8
	(%)		
Dynamika realnego PKB i składników realnego PKB ⁽²⁾	101,7	105,0	106,6
Popyt krajowy	99,1	105,5	108,3
Nakłady brutto na nieruchomości, maszyny i urządzenia	99,7	108,2	117,6
Wartość dodana brutto, w tym:	101,7	105,0	106,7
Przemysł	98,9	106,6	107,5
Budownictwo	104,7	109,1	116,4
Usługi	104,3	103,5	106,7

Źródło: GUS

⁽¹⁾ W cenach stałych średniorocznych roku poprzedniego.

⁽²⁾ W cenach średniorocznych roku bieżącego.

W 2009 r. wzrost PKB był przede wszystkim konsekwencją rozwoju sektora usług (o 4,3%) oraz budownictwa (o 4,7%). Obserwowane czynniki umiarkowanego wzrostu (budownictwo, usługi rynkowe) lub względnej stabilizacji (popyt na dobra inwestycyjne, poziom konsumpcji oraz eksportu) odzwierciedlają fakt, że kryzys finansowy obserwowany na rynkach światowych nie miał istotnego wpływu na gospodarkę Polski w tym okresie. Zgodnie z danymi GUS wzrost PKB w 2009 r. wyniósł około 1,7% oraz był jednym z najwyższych w Unii Europejskiej. Globalna recesja odznaczała się ujemnymi wskaźnikami PKB Państw Członkowskich Unii Europejskiej, podczas gdy stosunkowo korzystna sytuacja gospodarcza w Polsce odzwierciedlała się wzrostem PKB, utrzymaniem wielkości popytu krajowego i eksportu na poziomie zbliżonym do poziomu z 2008 r. Zdaniem niezależnych ekspertów oraz Ministerstwa Gospodarki wzrost gospodarczy w 2010 r. będzie na poziomie powyżej 2,2% PKB. Będzie to prawdopodobnie jeden z najwyższych wskaźników PKB osiągniętych przez kraje Unii Europejskiej.

11.2 Historia

Aktualna struktura polskiego rynku energetycznego została w dużym stopniu ukształtowana przez zmiany strukturalne, legislacyjne oraz regulacyjne dokonane w ciągu ostatnich dwudziestu lat. Na początku lat 90. polski rząd rozpoczął proces reorganizacji pięciu państwowych pionowo zintegrowanych, regionalnych przedsiębiorstw energetycznych, obejmujący przede wszystkim ich podział na podsektory wytwarzania, przesyłu i dystrybucji (ówcześnie obejmującej także obrót) energii elektrycznej. Podsektory wytwarzania i dystrybucji zostały dodatkowo podzielone na 32 wytwórców i 33 spółki dystrybucji energii elektrycznej. W rezultacie, w przeciwieństwie do trendów konsolidacyjnych występujących na bardziej rozwiniętych rynkach, rynek w Polsce charakteryzował się istnieniem licznych relatywnie małych spółek oraz brakiem jakichkolwiek w pełni zintegrowanych pionowo przedsiębiorstw energetycznych. W 1997 r. weszła

w życie nowa ustawa kompleksowo regulująca rynek elektroenergetyczny, tj. Prawo Energetyczne. W latach 90. oraz na początku nowego wieku niektóre z polskich przedsiębiorstw energetycznych zostały sprywatyzowane, w tym elektrownie lub elektrociepłownie takie jak Elektrociepłownia Będzin S.A. (grupa RWE), Elektrociepłownia Białystok S.A. (grupa E.ON), Elektrociepłownia Kraków S.A. (grupa EDF), Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA S.A. (grupa EDF oraz EnBW AG), Elektrociepłownia Zielona Góra S.A. (grupa EDF oraz EnBW AG), Elektrociepłownie Warszawskie S.A. (grupa Vattenfall), Elektrociepłownie Wybrzeże S.A. (grupa EDF), Elektrownia Połaniec S.A. (grupa GDF Suez), Elektrownia Rybnik S.A. (grupa EDF oraz EnBW AG), Elektrownia Skawina S.A. (grupa CEZ), Zespół Elektrociepłowni Poznańskich S.A. (grupa Dalkia), Zespół Elektrociepłowni w Łodzi S.A. (grupa Dalkia) oraz Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A. (Elektrim S.A.) oraz dwie spółki dystrybucji energii elektrycznej: Stoen S.A. (grupa RWE) działająca na obszarze Warszawy i GZE S.A. (grupa Vattenfall) działająca na obszarze Górnego Śląska¹.

Pomimo powyższych transakcji prywatyzacyjnych większość sektora energetycznego pozostaje nadal własnością państwową. Na początku XXI wieku polski rząd zainicjował proces ponownej konsolidacji państwowych spółek energetycznych. W latach 2002–2004 niektóre z państwowych spółek dystrybucji energii elektrycznej (ówcześnie obejmującej także obrót) zostały skonsolidowane w cztery większe spółki dystrybucyjne: EnergiaPro, Enion, ENEA S.A. (**ENEA**) i ENERGA S.A. (**ENERGA**). W latach 2006–2008 nastąpiła dalsza konsolidacja państwowych spółek energetycznych, co doprowadziło do powstania czterech pionowo zintegrowanych grup: PGE, Grupa TAURON, ENEA oraz ENERGA.

Liberalizacja polskiego sektora energetycznego dokonała się głównie poprzez otwarcie na zwiększoną konkurencję oraz wprowadzenie zasady TPA. Z dniem 1 lipca 2004 r. nastąpiło prawne wydzielenie operatora systemu przesyłowego w celu spełnienia wymogów Dyrektywy 2003/54/WE, którym został PSE-Operator, a następnie z dniem 30 czerwca 2007 r. nastąpiło wydzielenie operatorów systemów dystrybucyjnych ze struktur spółek zajmujących się zarówno obrotem, jak i dystrybucją energii elektrycznej, również w celu spełnienia wymogów Dyrektywy 2003/54/WE. W dniu 1 kwietnia 2008 r. miało miejsce przedterminowe rozwiązanie KDT, zgodnie z Ustawą o Rozwiązaniu KDT. Powyższym zmianom towarzyszyło przejście od cen regulowanych w formie taryf zatwierdzanych przez Prezesa URE do częściowego ich uwolnienia, za wyjątkiem cen dla odbiorców nieprowadzących działalności gospodarczej, głównie odbiorców w gospodarstwach domowych (grupa taryfowa G) oraz taryf dla przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej.

Polski sektor elektroenergetyczny nadal znajduje się w fazie przejściowej. Skonsolidowane grupy są stopniowo prywatyzowane. W listopadzie 2008 r. miała miejsce pierwsza oferta publiczna grupy ENEA, obejmująca sprzedaż 23,5% jej kapitału zakładowego (według stanu po transakcji), a następnie w lutym 2010 r. doszło do sprzedaży 16,1% akcji w ramach kolejnej oferty publicznej akcji dla inwestorów kwalifikowanych. 15% kapitału zakładowego PGE zostało sprzedane inwestorom w październiku 2009 r. w ramach pierwszej oferty publicznej.

11.3 Informacje ogólne

Według danych Eurostat w 2008 r. polski sektor elektroenergetyczny był szóstym co do wielkości w Unii Europejskiej pod względem całkowitej mocy wytwórczej energii elektrycznej. W okresie ostatnich pięciu lat zużycie energii elektrycznej w Polsce wzrosło z 145,8 TWh w 2005 r. do 149,5 TWh w 2009 r., co daje średnią roczną stopę wzrostu na poziomie 0,6%. Wskaźnik zużycia energii elektrycznej ogółem na osobę w Polsce wzrósł z 3,82 MWh w 2005 r. do 3,92 MWh w 2009 r. Wpływ na powyższe zwiększenie średniego zużycia energii miało wiele czynników, w tym wzrost PKB i wyrównywanie różnic w zużyciu energii elektrycznej na osobę z innymi państwami europejskimi. Według danych zawartych w Polityce Energetycznej Polski do 2030 r., do 2030 r. krajowe zużycie energii elektrycznej na osobę w Polsce ma wzrosnąć o około 55%.

Poniższa tabela przedstawia wzrost zużycia energii elektrycznej w Polsce z podziałem na odbiorców w latach 2009–2007.

	2009	2008	2007
	(GWh) ⁽¹⁾		
Zużycie w kraju, w tym:	136.856	143.700	139.584
Przemysł, w tym:	62.468	69.651	71.879
<i>Potrzeby energetyczne elektrowni</i>	14.384	13.760	14.055
<i>Pomp. wody w el. szczyt.-pomp.</i>	881	890	888
Budownictwo	456	674	781
Rolnictwo ⁽²⁾	461	451	389
Transport	4.316	5.786	5.593
Pozostali odbiorcy, w tym:	69.775	67.137	60.942
<i>Lokale mieszkalne</i> ⁽³⁾	28.678	28.292	27.486
Straty	12.661	11.255	14.416
Zużycie ogółem	149.517	154.955	154.000

Źródło: ARE

⁽¹⁾ Dane wstępne.

⁽²⁾ Tylko duże komercyjne gospodarstwa rolne.

⁽³⁾ Łącznie z małymi gospodarstwami rolnymi.

¹ Podmioty lub grupy kapitałowe wymienione w nawiasach dysponują pośrednio lub bezpośrednio istotnym pakietem akcji sprywatyzowanych spółek.

Według danych ARE, w 2009 r. łączne całkowite zużycie energii elektrycznej w Polsce wyniosło 149,5 TWh. Do głównych segmentów odbiorców energii elektrycznej należały przemysł i lokale mieszkalne, których udziały w łącznym całkowitym zużyciu krajowym wyniosły w 2009 r. odpowiednio 41,8% i 19,2%.

W 2009 r. sprzedaż energii elektrycznej przez elektrownie i elektrociepłownie (w ujęciu ilościowym) wyniosła, według danych ARE, 137,6 TWh. W minionych latach, do końca pierwszego kwartału 2008 r., handel hurtowy energią elektryczną był prowadzony na rynku ograniczonym istnieniem KDT, głównie na podstawie kontraktów krótko- i średnioterminowych. Energia elektryczna sprzedawana przez wytwórców w ramach KDT na rzecz PSE była następnie sprzedawana przez PSE do zobligowanych do jej zakupu spółek zajmujących się sprzedażą energii elektrycznej do klientów końcowych, a koszty z tym związane były przenoszone w taryfach tych spółek. Ustawa o Rozwiązaniu KDT miała wpływ na powstanie aktualnej struktury polskiego hurtowego rynku energii elektrycznej (informacje na temat rozwiązania KDT znajdują się w punkcie 12.15 (*Rozwiązanie Kontraktów Długoterminowych*)). Po rozwiązaniu KDT większość energii elektrycznej była sprzedawana przez wytwórców na podstawie umów dwustronnych, a głównymi odbiorcami energii były przedsiębiorstwa obrotu (ponad 90% sprzedaży przez wytwórców energii elektrycznej).

Według danych ARE, udział energii sprzedawanej na polskiej giełdzie energii (Towarowej Giełdzie Energii S.A.) był nadal znacznie niższy niż w innych krajach UE i w 2008 r. wyniósł on 0,2%, natomiast stosunkowo wysoki był udział obrotu energią na rynku bilansującym wynoszący 7,0%. W 2009 r. udział energii ogółem sprzedawanej na giełdzie wyniósł około 0,2%, a udział obrotu energią na rynku bilansującym 6,2%.

Poniższa tabela prezentuje kierunki sprzedaży energii elektrycznej przez elektrownie i elektrociepłownie zawodowe według grup odbiorców za lata 2009–2007.

	2009	2008	2007
	(%)		
Przedsiębiorstwa obrotu (w tym dawne spółki dystrybucyjne)	91,7	83,3	58,2
PSE (długoterminowe KDT)	b.d.	7,8	31,8
Rynek bilansujący	6,2	7,0	6,2
Odbiorcy końcowi	1,9	1,7	3,4
Giełda	0,2	0,2	0,4
Eksport i pozostała sprzedaż ⁽¹⁾	0,0	0,0	0,0
Razem	100%	100%	100%

Źródło: ARE

⁽¹⁾ Wielkość eksportu i pozostałej sprzedaży łącznie była mniejsza niż 0,1%.

Poniższa tabela przedstawia średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej spółek krajowej sieci elektrowni ciepłych w latach 2009–2007.

	2009	2008	2007
	(zł/MWh)		
W ramach KDT	–	186,6	176,6
Poza KDT, w tym:	195,2	152,6	127,2
Spółki dystrybucyjne	–	–	127,6
Przedsiębiorstwa obrotu (dane dla lat 2008 i 2009 z uwzględnieniem przedsiębiorstw obrotu wyłonionych z przekształceń dawnych spółek dystrybucyjnych)	193,5	152,3	125,3
Rynek giełdowy	211,6	246,3	124,8
Rynek bilansujący	198,7	188,8	131,1
Średnia cena sprzedaży	195,2	155,5	145,8

Źródło: ARE

W 2009 r. odnotowano znaczący wzrost cen hurtowych energii elektrycznej w Polsce. Średnia cena sprzedaży u wytwórców (zawodowe elektrownie ciepłe) w zestawieniu z 2008 r. wzrosła o ponad 25% i wyniosła 195,2 zł/MWh. Najistotniejszy wzrost dotyczył I kwartału 2009 r., kiedy to średnia cena sprzedaży osiągnęła jeszcze wyższy poziom 206,6 zł/MWh. W kolejnych okresach 2009 r., ze względu na mniejsze zapotrzebowanie na energię elektryczną i zaprzestanie pobierania akcyzy od wytwórców energii elektrycznej, wystąpił spadek cen sprzedaży. Średnia cena dla głównych podmiotów nabywających energię na rynku hurtowym, tj. dla przedsiębiorstw obrotu, wzrosła rok do roku o 41,3 zł/MWh, tj. średnio w 2009 r. do poziomu 193,5 zł/MWh. Mniejszy wzrost cen dotyczył sprzedaży na rynku bilansującym (wzrost do poziomu 105,2% cen z 2008 r.), ponieważ w tej części rynku bardzo istotny wzrost cen, o blisko 50%, odnotowano już w latach 2007–2008. Podobna sytuacja panowała na rynku giełdowym. Pomiędzy rokiem 2008 i 2007 cena wzrosła blisko dwukrotnie, a w zestawieniu roku 2009 do 2008 zmniejszyła się o około 14,1%.

Jednostkowe koszty energii sprzedanej rok do roku wzrastały w znacznie niższym tempie niż ceny (w 2009 r. wzrost do poziomu 104,4% w stosunku do kosztów z 2008 r.), głównie ze względu na mniejszą o ponad 80% wielkość odprowadzanego podatku akcyzowego (obowiązek zapłaty akcyzy od energii elektrycznej został przeniesiony na przedsiębiorstwa sprzedające energię elektryczną na rzecz odbiorców końcowych) i niższe koszty finansowe. Wyraźnie wzrosły jednostkowe koszty paliwa, średnio o 27%. Istotnie wzrosły koszty zużytego węgla kamiennego w elektrowniach o blisko 39% w stosunku do 2008 r., znacznie mniejszy wzrost dotyczył natomiast węgla brunatnego (wzrost o 9% w stosunku do kosztów z 2008 r.).

Poniższa tabela prezentuje strukturę sprzedaży energii elektrycznej przez spółki obrotu (w tym dawne spółki dystrybucyjne) w 2009 r.

	2009
	(%)
Odbiorcy końcowi niekorzystający z prawa wyboru sprzedawcy	74,9
Operatorzy systemów dystrybucyjnych oraz OSP (lub inne spółki sieciowe)	7,2
Odbiorcy końcowi korzystający z prawa wyboru sprzedawcy	9,8
Przedsiębiorstwa obrotu (w tym dawne spółki dystrybucyjne)	4,9
Rynek bilansujący	2,1
Eksport	0,4
Towarowa Giełda Energii S.A.	0,5
Elektrownie	0,1
Pozostali odbiorcy	0,1
Razem	100,0

Źródło: ARE

11.4 Rynek energii elektrycznej

Sektor energii elektrycznej obejmuje następujące rodzaje działalności: wytwarzanie, przesyłanie, dystrybucję oraz obrót energią elektryczną.

11.4.1 Wytwarzanie energii elektrycznej

Działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej jest prowadzona przez elektrownie oraz elektrociepłownie. Co do zasady prowadzenie tej działalności wymaga uzyskania stosownej koncesji. Wytwórcy energii mogą sprzedawać energię elektryczną zarówno przedsiębiorstwom obrotu, jak i odbiorcom końcowym. W ramach wytwarzania energii elektrycznej można wyróżnić następujące podgrupy: (i) wytwórcy energii ze źródeł konwencjonalnych (tzw. energii czarnej), którzy wykorzystują paliwa konwencjonalne takie jak węgiel; (ii) wytwórcy energii w kogeneracji węglowej (tzw. energii czerwonej) oraz kogeneracji gazowej (tzw. energii żółtej); oraz (iii) wytwórcy energii ze źródeł odnawialnych (tzw. energii zielonej), którzy wykorzystują źródła odnawialne takie jak np. spalanie i współspalanie biomasy, energię z wiatru, z wody czy też energię słoneczną. W Polsce, w odniesieniu do czerwonej, żółtej oraz zielonej energii, istnieją szczególne regulacje prawne mające na celu wspieranie tych sposobów wytwarzania energii elektrycznej.

Zmiany w Prawie Energetycznym wprowadziły od dnia 1 stycznia 2003 r. wymagania w zakresie rozwoju i wspierania wytwarzania energii w źródłach odnawialnych oraz w tzw. wysokosprawnej kogeneracji. Wytwórcy energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych oraz energii wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji uzyskali na mocy Prawa Energetycznego preferencyjne warunki prowadzenia działalności gospodarczej w tym zakresie. W początkowym okresie system wsparcia polegał na nałożeniu na określone podmioty obowiązku nabywania energii ze źródeł odnawialnych oraz z wysokosprawnej kogeneracji. Dokładny zakres tego obowiązku został określony w Prawie Energetycznym i przepisach wykonawczych do tej ustawy. System wsparcia dla energii odnawialnych OZE został zmodyfikowany z dniem 1 maja 2004 r. poprzez wprowadzenie świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych oraz mechanizmu obrotu tymi świadectwami. Najważniejszą cechą zmienionego systemu wsparcia jest umożliwienie uzyskiwania przez wytwórców energii elektrycznej z OZE przychodów z dwóch źródeł: (i) sprzedaży energii elektrycznej, oraz (ii) sprzedaży praw majątkowych ze świadectw pochodzenia energii z OZE wytwórcom energii elektrycznej lub przedsiębiorstwom obrotu energią elektryczną zobowiązanym do umorzenia świadectw pochodzenia energii z OZE w ilości wynikającej z określonego przepisami prawa udziału w wielkości ich sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Od dnia 24 lutego 2007 r., również w odniesieniu do energii elektrycznej „czerwonej” i „żółtej”, istniejący wcześniej obowiązek zakupu przez przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną określonych ilości tych rodzajów energii został zastąpiony obowiązkiem zakupu i umorzenia świadectw pochodzenia energii z wysokosprawnej kogeneracji. Tak jak w przypadku „zielonych certyfikatów”, wytwórcy energii elektrycznej i przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną dokonujące sprzedaży tej energii na rzecz odbiorców końcowych są zobowiązani do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji w ilości wynikającej z określonego udziału w wielkości ich sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Systemy wsparcia dla energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych oraz z wysokosprawnej kogeneracji są szczegółowo opisane w punkcie 12.19 (*Energia ze źródeł odnawialnych*) oraz 12.20 (*Energia wytwarzana w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (kogeneracja)*).

Na koniec 2009 r. krajowa łączna moc osiągalna produkcji energii elektrycznej w Polsce wynosiła 35.638 MW. Poniższa tabela prezentuje statystyczne zestawienie osiągalnej mocy wytwórczej oraz produkcji energii elektrycznej z podziałem na źródła wytwarzania za wskazane okresy.

	Moc			Produkcja		
	2009	2008	2007	2009	2008	2007
	(MW)			(GWh)		
Elektrownie zawodowe	33.075	32.614	32.620	143.509	148.193	150.667
Ciepłone, w tym:	30.812	30.354	30.362	140.816	145.728	148.024
Węglowe	20.912	20.447	20.692	81.640	84.020	90.926
w tym: elektrociepłownie	5.009	4.680	4.804	18.933	20.382	20.452
Węgiel brunatny	9.013	9.053	8.819	50.353	54.419	51.051
Gaz	874	850	847	4.664	4.581	4.411
Współspalanie biomasy	–	–	–	4.159	2.708	1.636
Wodne	2.261	2.261	2.258	2.683	2.465	2.643
w tym elektrownie szczytowo-pompowe ..	1.406	1.406	1.406	598	590	586
Elektrownie przemysłowe	1.692	2.084	2.118	6.589	6.611	7.665
Pozostałe ⁽¹⁾	871	679	428	1.609	1.374	1.016
Razem	35.638	35.377	35.166	151.708	156.178	159.348
w tym źródła odnawialne	1.763	1.568	1.313	8.593	6.596	5.384

Źródło: ARE

⁽¹⁾ Źródła odnawialne działające poza strukturami przedsiębiorstw wytwórczych.

11.4.2 Obrót energią elektryczną

Obrót energią elektryczną obejmuje obrót hurtowy oraz sprzedaż detaliczną. Hurtowy obrót energią elektryczną dokonywany jest pomiędzy wytwórcami i przedsiębiorstwami obrotu (w tym sprzedawcami detalicznymi). Sprzedażą detaliczną jest sprzedaż energii elektrycznej przez wytwórców lub przedsiębiorstwa obrotu odbiorcom końcowym. Prowadzenie tej działalności wymaga uzyskania koncesji wydawanej przez Prezesa URE, przy czym wydawany jest jeden rodzaj koncesji uprawniającej do prowadzenia zarówno działalności w zakresie obrotu hurtowego, jak i sprzedaży detalicznej energii elektrycznej. Przedsiębiorstwa obrotu mogą nabywać oraz sprzedawać energię elektryczną od i do dowolnie wybranych podmiotów oraz mają prawo dostępu do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych na równych zasadach, natomiast wszyscy odbiorcy w Polsce mają prawo swobodnego wyboru podmiotu, który będzie im sprzedawał energię elektryczną.

Zgodnie z Prawem Energetycznym niektóre przedsiębiorstwa obrotu pełnią funkcję tzw. sprzedawcy z urzędu, którym jest przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na obrót energią elektryczną, świadczące tzw. usługi kompleksowe (usługa kompleksowa świadczona jest na podstawie umowy zawierającej postanowienia zarówno umowy sprzedaży, jak i umowy o świadczenie usługi przesyłu lub dystrybucji energii elektrycznej). Zgodnie z Prawem Energetycznym sprzedawca z urzędu zobowiązany jest do świadczenia usługi kompleksowej oraz do zawarcia umowy na takie usługi z każdym odbiorcą w gospodarstwie domowym, który zamierza taką umowę podpisać i który nie korzysta z prawa do wyboru sprzedawcy (z tym zastrzeżeniem, że w związku z wymogami dotyczącymi oddzielenia sprzedaży energii elektrycznej od świadczenia usługi dystrybucji, także w przypadku zawarcia przez odbiorcę umowy kompleksowej z przedsiębiorstwem obrotu świadczenia z zakresu usługi dystrybucji są w rzeczywistości wykonywane przez lokalnego operatora systemu dystrybucyjnego). Sprzedawców z urzędu wyłania Prezes URE w drodze przetargu lub, w określonych sytuacjach, wyznacza w drodze decyzji administracyjnej.

Na rynku polskim funkcjonuje duża liczba przedsiębiorstw zajmujących się obrotem energią elektryczną. Według informacji zawartych w bazie koncesji na stronie internetowej URE, na koniec marca 2010 r. 312 przedsiębiorstw posiadało koncesję na prowadzenie obrotu energią elektryczną. Największymi uczestnikami rynku są grupy energetyczne powstałe w wyniku konsolidacji w latach 2006–2008, tj.: Grupa TAURON, PGE, ENEA, ENERGA oraz działające w Polsce Vattenfall Sales Poland Sp. z o.o. i RWE Polska S.A. Łączny udział powyższych podmiotów w krajowym obrocie detalicznym energią stanowił 94,6% sprzedaży do odbiorców końcowych w kraju.

Hurtowy obrót energią elektryczną w Polsce można podzielić na trzy segmenty – kontrakty zawierane bezpośrednio, transakcje dokonywane na Towarowej Giełdzie Energii S.A. i na platformach obrotu energią prowadzonych przez brokerów takich jak POEE, TFS lub GFI oraz rynek bilansujący. W ramach segmentu kontraktów zawieranych bezpośrednio realizowana jest największa część obrotu energią elektryczną w Polsce. Według danych ARE, udział energii elektrycznej sprzedanej w ramach segmentu kontraktów zawieranych bezpośrednio, w całkowitej ilości energii elektrycznej sprzedanej przez wytwórców energii elektrycznej w 2009 r. stanowił około 93%. Dla przedsiębiorstw obrotu działających na rynku hurtowym udział ten kształtował się odpowiednio w wysokości ponad 96%.

Handel energią na Towarowej Giełdzie Energii S.A. odbywa się na szeregu prowadzonych dla energii elektrycznej rynków: (i) Rynku Dnia Następnego, (ii) Rynku Dnia Bieżącego oraz (iii) Rynku Terminowym Energii Elektrycznej. Ponadto, w ramach Towarowej Giełdy Energii S.A.

funkcjonują: (i) rynek tzw. zielonych, żółtych i czerwonych certyfikatów potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych albo w wysokosprawnej kogeneracji; oraz (ii) rynek uprawnień do emisji CO₂. Według danych ARE, udział Towarowej Giełdy Energii S.A. w łącznym krajowym hurtowym obrocie energią wyniósł około 0,2% w 2009 r. Znaczenie Towarowej Giełdy Energii S.A., jak i potencjalnie innych regulowanych platform obrotu energią elektryczną, może wzrosnąć od sierpnia 2010 r., kiedy to wejdą w życie przepisy nakładające na wytwórców obowiązek sprzedaży w określonym zakresie wytworzonej energii elektrycznej w sposób zapewniający publiczny, równy dostęp do tej energii (szczegółowy opis został zawarty w punkcie 12.16 (*Obowiązek publicznej sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców*)).

Polski rynek sprzedaży detalicznej dotyczy odbiorców kompleksowych, tj. korzystających z usługi kompleksowej, oraz odbiorców posiadających umowę sprzedaży energii elektrycznej oddzielną od umowy o świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej. Sprzedaż do odbiorców kompleksowych obejmuje 14,7 mln odbiorców z grupy taryfowej G (głównie gospodarstwa domowe) oraz 1,6 mln odbiorców przemysłowych oraz instytucjonalnych (grupy taryfowe A, B i C). Wszyscy odbiorcy końcowi energii elektrycznej w Polsce, w tym gospodarstwa domowe, dysponują, zgodnie z zasadą TPA, prawem wyboru sprzedawcy energii elektrycznej.

Jak dotąd większość odbiorców, którzy skorzystali z prawa zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, stanowili odbiorcy zużywający duże ilości tej energii. Głównym powodem, dla którego odbiorcy w gospodarstwach domowych nie korzystali z zasady TPA, jest wymóg zatwierdzania taryfy dla klientów z grupy taryfowej G przez Prezesa URE i w związku z tym niewielkie różnice w cenach energii elektrycznej występujące pomiędzy poszczególnymi sprzedawcami. Dodatkowo, istnieją inne ograniczenia dla korzystania z zasady TPA, w szczególności:

- brak wystarczającej wiedzy wśród odbiorców końcowych na temat praw wynikających z zasady TPA;
- relatywnie skomplikowana i czasochłonna procedura zmiany sprzedawcy (z tym zastrzeżeniem, że zmiany Prawa Energetycznego, które weszły w życie w marcu 2010 r., mają także na celu uproszczenie tej procedury);
- w odniesieniu do sprzedaży na rzecz odbiorców zużywających duże ilości energii elektrycznej, wysokie wymagania OSD w zakresie systemów pomiarowo-rozliczeniowych, a w odniesieniu do odbiorców końcowych – ryzyko w zakresie planowania obciążenia.

W rezultacie, poziom liberalizacji rynku elektroenergetycznego, mierzony liczbą odbiorców, którzy zmienili swojego sprzedawcę energii, pozostaje w Polsce relatywnie niski. Zgodnie z danymi Prezesa URE, od chwili gdy możliwa stała się zmiana sprzedawcy do końca 2009 r., 1599 odbiorców przemysłowych i instytucjonalnych (grupy taryfowe A, B i C) oraz 1035 odbiorców w gospodarstwach domowych (grupa taryfowa G) zmieniło swojego sprzedawcę energii elektrycznej.

11.4.3 Dystrybucja

Dystrybucja energii elektrycznej polega na transporcie energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi w celu jej dostarczenia odbiorcom. Z dystrybucji energii wyłączony jest jej obrót (sprzedaż) i przesył. Dystrybucja energii jest dokonywana sieciami wysokich (110 kV, a w wyjątkowych przypadkach 220 kV), średnich (od 1 kV do 110 kV) oraz niskich (do 1 kV) napięć, a za prowadzenie ruchu, eksploatację i rozwój tych sieci odpowiadają operatorzy systemu dystrybucyjnego. Działalność dystrybucyjna jest prowadzona na podstawie wydawanych przez Prezesa URE koncesji na dystrybucję energii elektrycznej. Zgodnie z Prawem Energetycznym, operatorzy systemów dystrybucyjnych powinni być niezależni w zakresie organizacji i zarządzania od innych jednostek organizacyjnych w ramach danej grupy niezwiązanych z dystrybucją energii oraz powinni być odrębnymi osobami prawnymi. Operatorzy systemu dystrybucyjnego są wyznaczani przez Prezesa URE na wniosek właściciela sieci dystrybucyjnej, na czas określony, nie dłuższy niż okres obowiązywania koncesji, w większości przypadków na okres od 10 do 18 lat. Prezes URE określa jednocześnie obszar, na którym dany operator systemu dystrybucyjnego będzie prowadził działalność. Od dnia 1 lipca 2007 r. Prezes URE wyznaczył 14 operatorów systemów dystrybucyjnych: (i) ENEA Operator Sp. z o.o. należąca do grupy ENEA; (ii) Vattenfall Distribution Poland S.A. należąca do grupy Vattenfall; (iii) RWE Stoen Operator Sp. z o.o. należąca do grupy RWE; (iv) Enion i EnergiaPro należące do Grupy TAURON; (v) ENERGA Operator S.A., należący do grupy energetycznej ENERGA oraz (vi) ośmiu operatorów systemów dystrybucyjnych należących do grupy energetycznej PGE. Dodatkowo Prezes URE wyznaczył na operatorów systemu dystrybucyjnego również 6 operatorów systemu dystrybucyjnego działających na obszarze niezależnych lokalnych sieci.

Poniższa mapa prezentuje zasięg terytorialny obszarów wyznaczonych dla OSD, w tym operatorów należących do poszczególnych grup energetycznych.



Źródło: ARE

Według danych ARE w 2009 r. sieci dystrybucyjne w Polsce liczyły prawie 763.000 km linii dystrybucyjnych, w tym 85 km linii 220 kV, 32.600 km linii 110 kV, 302.000 km linii 1–60 kV oraz ponad 428.000 km linii o napięciu do 1 kV. Sieć dystrybucyjna w Polsce wymaga dalszej rozbudowy i gruntownej modernizacji. Według danych szacunkowych, modernizacji wymaga około 20% sieci średnich napięć oraz ponad 50% sieci niskich napięć, a całkowity koszt modernizacji sieci będących w posiadaniu OSD szacowany jest na około 60 mld zł. W latach 2006–2007 nakłady inwestycyjne na sieć dystrybucyjną wynosiły po 2,4 mld zł, natomiast w 2008 r. zamknęły się kwotą 2,9 mld zł. W 2009 r. nakłady inwestycyjne u operatorów systemu dystrybucyjnego wzrosły do blisko 3,1 mld zł. Inwestycje przedsiębiorstw dystrybucyjnych polegają głównie na rozbudowie sieci i przyłączy oraz modernizacji najstarszych sieci.

11.4.4 Straty sieciowe

Straty energii elektrycznej obejmują: straty techniczne oraz straty handlowe (tzn. związane z poborem energii z pominięciem układu pomiarowego, bądź będące skutkiem ograniczonej dokładności układów pomiarowych lub niejednoczesności odczytów na wejściach i wyjściach z sieci). Zmniejszenie strat energii na niskim napięciu w ostatnich latach to skutek działań operatorów systemów dystrybucyjnych w kierunku modernizacji sieci oraz ograniczenia nielegalnego poboru energii. W tabeli poniżej przedstawiono procentowe wskaźniki strat w sieciach w Polsce w latach 2009–2007.

	2009	2008	2007
	(%)		
Napięcie			
400 kV	1,3	1,0	1,5
220 kV	1,8	2,0	1,9
110 kV	1,7	1,4	1,8
SN	3,7	3,8	4,0
NN	7,8	7,6	9,0
Razem	8,5	8,2	9,1

Źródło: ARE

W celu porównania wielkości strat sieciowych w Polsce i w innych krajach UE na potrzeby Prospektu, wielkość strat odniesiono do zużycia energii elektrycznej w poszczególnych krajach (według danych Eurostat). W 2007 r. poziom strat w Polsce był wyższy od średniej UE i wyniósł 9,1%. Najniższą wartość wskaźnika strat (4,6%) odnotowano w Danii, która charakteryzuje się wysokim udziałem produkcji energii w kogeneracji. Lokalny charakter tego modelu wytwarzania, polegający na zużyciu energii w miejscu jej wytworzenia, przyczynia się do zmniejszenia strat przesyłu.

W tabeli poniżej przedstawiono straty sieciowe energii elektrycznej w wybranych krajach UE w 2007 r.

Kraj	2007	
	(GWh)	(%)
Bułgaria	4.692	12,3
Czechy	4.915	6,9
Dania	1.778	4,7
Estonia	1.354	13,9
UE-27:	203.743	6,1
Francja	31.612	6,2
Niemcy	29.518	4,8
Grecja	4.860	7,3
Węgry	3.959	9,0
Włochy	20.976	5,9
Polska	14.416	9,4
Rumunia	6.516	11,0
Słowacja	1.414	4,8
Hiszpania	15.000	5,1
Wielka Brytania	28.003	7,0

Źródło: Eurostat, ARE

11.4.5 Przesyłanie energii elektrycznej

Przesyłanie energii elektrycznej polega na transporcie energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu ich dostarczenia do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom przyłączonym do sieci przesyłowych. Przesyłanie energii jest dokonywane sieciami najwyższych napięć (220 kV, 400 kV i więcej), a za prowadzenie ruchu, eksploatację i rozwój tych sieci odpowiada operator systemu przesyłowego. Przesyłanie energii elektrycznej jest działalnością regulowaną odbywającą się na podstawie koncesji wydawanej przez Prezesa URE. Zgodnie z Prawem Energetycznym, operator systemu przesyłowego powinien być niezależny w zakresie organizacji i zarządzania od innych jednostek organizacyjnych danej grupy niezwiązanych z przesyłaniem energii oraz powinien być odrębną osobą prawną. Ponadto, OSP musi być spółką akcyjną, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa. Operator systemu przesyłowego jest wyznaczany przez Prezesa URE na wniosek właściciela sieci przesyłowej na czas określony, nie dłuższy niż okres obowiązywania koncesji.

Działalność przesyłowa jest w Polsce prowadzona przez spółkę PSE-Operator. Spółka ta została wyznaczona przez Prezesa URE jako operator systemu przesyłowego – OSP. PSE-Operator został wydzielony ze struktur Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. (spółki prowadzącej działalność w zakresie przesyłania i handlu hurtowego energią elektryczną) i w dniu 1 lipca 2004 r. rozpoczął działalność jako niezależny podmiot. Zgodnie z wykazem majątku przesyłowego spółki, PSE-Operator zarządza siecią przesyłową o łącznej długości linii przesyłowych wynoszącej około 13.000 km.

Zasadniczo polska sieć przesyłowa jest w dobrym stanie technicznym. Obecna konfiguracja sieci nie jest jednak wystarczająca z punktu widzenia niezbędnych połączeń między północą i południem kraju. Sieć przesyłowa w regionie południowym (śląskim) jest najlepiej rozwinięta i zapewnia najlepsze możliwości przyłączenia nowych mocy wytwórczych. Słabość infrastruktury przesyłowej w północnych obszarach kraju stanowi barierę dla rozwoju energetyki wiatrowej, w związku z czym możliwości techniczne przyłączenia nowych źródeł energii wiatrowej, dla których najlepsze lokalizacje znajdują się na północy kraju, są ograniczone.

PSE-Operator jest odpowiedzialny za bieżące i długoterminowe bezpieczeństwo krajowego systemu elektroenergetycznego. Krajowy system elektroenergetyczny stanowi część wspólnego europejskiego systemu energetycznego. Do obowiązków OSP należy bilansowanie systemu i zarządzanie jego ograniczeniami w celu zapewnienia bezpieczeństwa jego funkcjonowania. OSP udostępnia transgraniczne moce przesyłowe na potrzeby międzynarodowego obrotu energią elektryczną oraz tworzy infrastrukturę dla funkcjonowania hurtowego rynku energii elektrycznej.

Polska elektroenergetyczna sieć przesyłowa jest częścią systemu funkcjonującego pierwotnie pod nazwą UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity – Unia ds. Koordynacji Przesyłu Energii Elektrycznej), a obecnie funkcjonującym jako region Europy Kontynentalnej w ramach europejskich sieci przesyłowych koordynowanych przez stowarzyszenie ENTSO-E (the European Network of

Transmission System Operators for Electricity – Europejska Sieć Operatorów Elektroenergetycznych Sieci Przesyłowych), co daje, w razie dostępności odpowiednich mocy przesyłowych w obrocie transgranicznym, możliwość wymiany międzysystemowej.

W ramach istniejącego planu rozbudowy do 2020 r. połączeń z innymi krajami przewidywane są w szczególności inwestycje budowy lub rozbudowy linii pomiędzy Polską a następującymi krajami: Niemcami (budowa sześciu linii 400 kV), Czechami (rozbudowa i modernizacja trzech linii 400 kV i jednej linii 220 kV), Słowacją (budowa jednej linii 400 kV), Ukrainą (modernizacja jednej linii 750 kV) i Litwą (połączenie z systemem elektroenergetycznym Litwy).

11.5 Segment rynku bilansującego i rynku technicznego

Techniczne i handlowe bilansowanie uczestników rynku prowadzone jest przez OSP w ramach rynku bilansującego. Według danych ARE, sprzedaż energii na rynku bilansującym w 2008 r. wyniosła 7,0% ogólnej wielkości sprzedaży w obrocie hurtowym w 2008 r., natomiast w 2009 r. wielkość ta zmniejszyła się do 6,2%.

Rynek bilansujący jest prowadzony na ściśle określonych w IRIESP zasadach, które są zatwierdzane przez Prezesa URE. Zgodnie z Prawem Energetycznym IRIESP stanowi część umów zawieranych przez użytkowników systemu przesyłowego z OSP. Rynek bilansujący służy równoważeniu odchyleń pomiędzy planowanymi a faktycznie wprowadzonymi do lub pobieranymi z sieci przesyłowej ilościami energii elektrycznej. Uczestnikami rynku bilansującego są uprawnieni wytwórcy, przedsiębiorstwa obrotu, operatorzy systemu dystrybucyjnego oraz odbiorcy.

W ramach rynku bilansującego świadczone są również usługi systemowe, w szczególności regulacyjne usługi systemowe oraz usługi generacji wymuszonej w procesie bilansowania krajowego systemu elektroenergetycznego.

Regulacyjne usługi systemowe świadczą wytwórcy na podstawie umów zawieranych z OSP. W określonych przypadkach OSP może wystąpić do Prezesa URE o ustanowienie nowych warunków zakupu tego rodzaju usług, w tym o ustalenie ich cen. W ramach regulacyjnych usług systemowych mogą być świadczone w szczególności następujące usługi: (i) operacyjna rezerwa mocy, (ii) udział w regulacji pierwotnej, (iii) udział w regulacji wtórnej, (iv) praca z zaniżeniem lub z przeciążeniem oraz (v) udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej. Operacyjna rezerwa mocy są to zdolności wytwórcze zapewniające wymaganą nadwyżkę planistyczną mocy dostępnej dla OSP ponad zapotrzebowanie do pokrycia przez elektrownie krajowe. Usługę tę świadczą wytwórcy, którzy są aktualnie dostępni dla OSP ze względu na dyspozycyjność swoich jednostek wytwórczych, lecz nie wytwarzają energii elektrycznej oraz nie są objęci umowami sprzedaży energii elektrycznej z dostawą danego dnia. Udział w regulacji pierwotnej i wtórnej oznacza usługę pracy jednostki wytwórczej z załączonym na polecenie OSP poprawnie działającym układem regulacji pierwotnej i wtórnej. W ramach tych usług wytwórca pozostaje w gotowości dostarczenia dodatkowej ilości energii elektrycznej. Praca z zaniżeniem lub przeciążeniem polega na prowadzeniu ruchu jednostki wytwórczej odpowiednio poniżej jej mocy minimum technicznego lub powyżej jej mocy osiągalnej, przy czym pasmo dostępnej mocy nie może być mniejsze niż 5 MW. Udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w węzłach wytwórczych jest usługą polegającą na utrzymywaniu przez danego wytwórcę określonej regulacji napięcia oraz mocy biernej. W celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy krajowego systemu elektroenergetycznego OSP może zawierać z wytwórcami oraz odbiorcami energii elektrycznej umowy o świadczenie usługi pracy interwencyjnej, zapewniające OSP dostęp do szybkiej rezerwy interwencyjnej, w zakresie zwiększenia wytwarzania energii lub zmniejszenia odbioru energii. Usługa pracy interwencyjnej może być świadczona przez jednostki wytwórcze wodne pompowo-szczytowe, jednostki wytwórcze z turbinami gazowymi oraz sterowane odbiory energii u odbiorców.

Usługi generacji wymuszonej w procesie bilansowania krajowego systemu elektroenergetycznego są świadczone na podstawie umów zawieranych z OSP. W ramach usług jednostki wytwórcze danych wytwórców muszą utrzymywać swoją dyspozycyjność lub produkcję w ramach wielkości wyznaczonych przez parametry ograniczeń sieciowych oraz w zakresie pozwalającym na usunięcie ograniczeń sieciowych.

Usługi dostępności świadczone przez wytwórców (generacji wymuszonej) dotyczą jednostek centralnie dysponowanych. Centralnie dysponowanymi jednostkami są jednostki wytwórcze przyłączone do sieci przesyłowej oraz jednostki o mocy powyżej 100 MW przyłączone do koordynowanej sieci 110 kV. W celu zapewnienia odpowiednich standardów jakości i niezawodności krajowego systemu elektroenergetycznego OSP może też podpisać umowy dotyczące generacji wymuszonej z wytwórcami, którzy nie są jednostkami centralnie dysponowanymi.

Szczegółowe zasady funkcjonowania rynku bilansującego, w tym regulacyjnych usług systemowych oraz generacji wymuszonej jednostek centralnie dysponowanych, zostały uregulowane w IRIESP.

11.6 Wymiana międzysystemowa

W Europie funkcjonuje kilka odrębnych, międzynarodowych systemów przesyłowych, funkcjonujących obecnie w ramach stowarzyszenia ENTSO-E. Ta nowa organizacja zrzesza 42 operatorów systemów przesyłowych z 34 krajów i przejęła dotychczasowe kompetencje m.in. organizacji UCTE (państwa kontynentalnej części Unii Europejskiej), Nordel (państwa skandynawskie) i innych stowarzyszeń europejskich operatorów przesyłowych. Dodatkowo, istnieje kilka niezależnych systemów narodowych, w tym wyspiarskie systemy Wielkiej Brytanii, Irlandii oraz Islandii. W związku z położeniem na skrzyżowaniu trzech systemów energetycznych polski system jest w stanie dokonywać wymiany z systemem byłego UCTE, Nordel oraz UPS/IPS.

Polski system elektroenergetyczny, na poziomie sieci przesyłowej (napięcie 220 kV i wyższe), jest synchronicznie połączony z systemami Niemiec, Czech oraz Słowacji, natomiast asynchronicznie z systemami Szwecji (poprzez kabel podmorski), Ukrainy oraz Białorusi. Spośród dwóch linii łączących polski system elektroenergetyczny z Ukrainą, linia Rzeszów – Chmielnicka nie funkcjonuje od 1993 r.



Źródło: PSE-Operator

Według prognoz PSE-Operator na 2010 r., opublikowanych na stronie internetowej OSP, całkowite zdolności przesyłowe (Total Transfer Capacity) w wymianie równoległej, w kierunku eksportu kształtują się, w zależności od okresu, od wartości 900 MW do 1.700 MW. Po uwzględnieniu marginesu bezpieczeństwa oraz innych uwarunkowań określonych przez wszystkich operatorów systemów przesyłowych, udostępniane zdolności przesyłowe dla uczestników rynku w kierunku eksportu w całym 2010 r. ukształtują się na poziomie 200 MW. Analogicznie, całkowite zdolności przesyłowe w kierunku importu, w wymianie równoległej, wyniosą 700 MW, a oferowane zdolności przesyłowe dla potrzeb wymiany handlowej wyniosą 0 MW. Według PSE-Operator, zdolności przesyłowe udostępniane uczestnikom rynku w kierunku importu od lat kształtują się na poziomie bliskim zeru. Zdaniem PSE-Operator, podstawową przyczyną takiej sytuacji są występujące w regionie Europy Środkowej tzw. przepływy karuzelowe, które są fizycznymi przepływami energii elektrycznej pomiędzy Polską a innymi krajami (w obu kierunkach), wynikającymi z fizycznych właściwości przepływów energii elektrycznej w systemach elektroenergetycznych nieodzwierciedlonych w kontraktach handlowych. Rosną przepływy fizyczne energii z Niemiec do Polski, wskutek przyrostu mocy elektrowni wiatrowych instalowanych w północnych regionach Niemiec. Przy aktualnym stanie konfiguracji krajowego systemu elektroenergetycznego przepływy te mogą zajmować całość zdolności przesyłowych w kierunku importu, uniemożliwiając udostępnienie ich uczestnikom rynku.

PSE-Operator nie podaje i nie udostępnia zdolności przesyłowych w wymianie nierównoległej ze Szwecją, Białorusią i Ukrainą. Zdolności te zdeterminowane są przez możliwości techniczne połączeń i aktualne potrzeby w zakresie bilansowania krajowego systemu elektroenergetycznego.

W 2009 r. wymiana transgraniczna pomiędzy państwami w Europie była stosunkowo niska i obejmowała około 10% zużycia energii elektrycznej w Unii Europejskiej, co jest wynikiem niewystarczającym, by umożliwić powstanie konkurencyjnego wspólnego rynku energii. Stan ten jest konsekwencją dotychczasowej względnej izolacji rynków krajowych i historycznie uwarunkowanego braku międzynarodowych zdolności przesyłowych, które tworzone były głównie z myślą o zapewnieniu bezpieczeństwa w sytuacjach awaryjnych, a nie o regularnym handlu energią elektryczną.

Saldo handlowej wymiany energii elektrycznej z sąsiednimi systemami elektroenergetycznymi oraz import i eksport energii w latach 2009–2007 zostały przedstawione w tabeli poniżej.

	2009	2008	2007
	(GWh)		
Bilans handlowy – saldo	2.199	687	5.357
Eksport	5.038	4.110	8.497
Import	2.839	3.423	3.140
Wypłynęło z Polski, w tym do:	9.594	9.703	13.110
Czech	6.869	6.911	9.232
Niemiec	134	95	48
Słowacji	2.337	2.551	3.600
Szwecji	254	146	230
Wpłynęło do Polski, w tym z:	7.403	8.480	7.752
Czech	129	29	20
Niemiec	5.616	5.576	4.889
Słowacji	62	31	0
Szwecji	1.394	2.065	2.211
Ukrainy	202	779	631

Źródło: PSE-Operator

Dane prezentowane w tabeli obejmują również wymianę międzysystemową na liniach 110 kV: (i) Wólka Dobryńska – Brześć, (ii) Mnisztwo – Trzyniec – Ustroń, (iii) Boguszów – Porici, (iv) Kudowa – Nachod oraz (v) Pogwizdów – Darkov.

W latach 2007–2008 w eksporcie energii elektrycznej z Polski odnotowano znaczny spadek, przy czym import do Polski utrzymywał się na stabilnym poziomie. Według danych URE, w 2008 r. nastąpiła istotna zmiana salda transgranicznej wymiany handlowej energii elektrycznej, tj. spadek per saldo eksportu o ponad 86,9%. Przyczyną tej sytuacji jest spadek eksportu o około 51,6% oraz wzrostu importu o około 8,2% w stosunku do 2007 r. W 2009 r. w stosunku do 2008 r. w wymianie handlowej obserwuje się wzrost eksportu i spadek importu. Jednocześnie wystąpiły znacznie zwiększone przepływy rzeczywiste energii elektrycznej do Polski z Niemiec oraz Szwecji. Tendencja wzrostu przepływu energii z Niemiec do Polski utrzymała się również w 2009 r.

Przyczyną niedawnego wzrostu transgranicznej wymiany handlowej było systematycznie zwiększające się (do 2007 r.) krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną i pojawiające się okresowo trudności w zbilansowaniu krajowego systemu elektroenergetycznego, w szczególności w godzinach szczytowego zapotrzebowania na energię. Znaczny wzrost importu energii elektrycznej ze Szwecji to wynik interwencyjnych dostaw w celu zbilansowania północnego obszaru Polski i ochrony bezpieczeństwa funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego. Zmiana salda handlowej wymiany energii elektrycznej była także spowodowana zmniejszeniem się eksportowych zdolności przesyłowych dla wymiany międzysystemowej, udostępnianych przez operatora systemu przesyłowego. Według danych URE, jest to między innymi konsekwencją stale rosnących przepływów energii elektrycznej z systemu niemieckiego, których wielkość trudno jest przewidzieć ze względu na dynamiczny rozwój energetyki wiatrowej na północy tego kraju.

11.7 Konkurencja

Sektor energetyczny w Polsce został poddany restrukturyzacji i konsolidacji celem stworzenia efektywnego rynku energii oraz warunków umożliwiających realizację inwestycji w energetyce. W wyniku tych działań, oprócz Grupy TAURON, powstały trzy państwowe grupy energetyczne: Polska Grupa Energetyczna (PGE), ENERGA oraz ENEA. Dzięki pionowo zintegrowanej strukturze powyższe cztery spółki mają silną pozycję na rynku krajowym. Łącznie cztery kontrolowane przez państwo spółki energetyczne w 2008 r. podzieliły między siebie około 62% rynku wytwarzania oraz około 83% rynku sprzedaży energii elektrycznej. Ponadto, w wyniku prywatyzacji niektórych przedsiębiorstw energetycznych, na polskim rynku obecne są zagraniczne grupy energetyczne.

Udział PGE w polskim rynku, w odniesieniu do produkcji energii elektrycznej brutto w 2008 r. wyniósł 38,3%, dla dystrybucji 25,8% oraz 25,8% dla obrotu. PGE zatrudnia ponad 40.000 pracowników.

ENEA jest trzecim co do wielkości przedsiębiorstwem energetycznym w Polsce, z udziałem w rynku produkcji energii wynoszącym ponad 7,6%, udziałem w rynku dystrybucji wynoszącym 13,9% oraz udziałem w rynku obrotu wynoszącym 15,8%. ENEA zatrudnia ponad 10.000 pracowników.

Grupa ENERGA posiada udział w polskim rynku produkcji energii elektrycznej wynoszący 2,2%, 16,9% dla dystrybucji oraz 15,3% dla obrotu. Grupa ENERGA zatrudnia ponad 12.000 pracowników.

Poniższa tabela przedstawia informacje na temat mocy osiągalnej na dzień 31 grudnia 2008 r. oraz energii elektrycznej wytworzonej w 2008 r.

Grupa	Moc osiągalna		Wytwarzanie ⁽¹⁾	
	Ilość (GW)	Udział (%)	Ilość (TWh)	Udział (%)
PGE	12,3	35,4	59,9	38,3
Grupa TAURON	5,4	15,6	21,9	14,0
EdF	2,6	7,5	14,1	9,0
ENEA	2,9	8,3	11,8	7,6
ZE PAK	2,0	5,8	10,4	6,7
GDF Suez	1,8	5,2	6,2	4,0
Vattenfall	1,0	2,9	4,3	2,8
ENERGA	1,2	3,5	3,5	2,2
CEZ	0,7	2,0	2,8	1,8
Pozostali	4,8	13,8	22,1	13,6
Razem	34,7	100,0	157,0	100,0

Źródło: ARE

⁽¹⁾ Ilość wytworzonej energii elektrycznej brutto w 2008 r.

Poniższa tabela przedstawia podstawowe informacje na temat udziału poszczególnych spółek energetycznych w zakresie dystrybucji energii elektrycznej według danych za 2008 r.

Grupa	Dystrybucja	
	Ilość (TWh)	Udział (%)
PGE	30,7	25,8
Grupa TAURON	32,3	27,1
ENERGA	20,1	16,9
ENEA	16,5	13,9
Pozostali	19,4	16,3
Razem	119,0	100,0

Źródło: ARE

Poniżej przedstawiono wybrane dane za 2009 r., które w momencie sporządzania Prospektu dostępne były tylko dla wybranych spółek. Spadek zapotrzebowania na energię elektryczną o 3% z produkcji krajowej, jaki wystąpił w 2009 r., miał wpływ na obniżenie produkcji energii w PGE. W Grupie TAURON nastąpił niewielki spadek produkcji energii elektrycznej, niemniej utrzymany został udział w rynku na poziomie zbliżonym do roku poprzedniego.

Grupa	Moc osiągalna		Wytwarzanie ⁽¹⁾	
	Ilość (GW)	Udział (%)	Ilość (TWh)	Udział (%)
PGE	12,4	34,8	53,8	35,5
Grupa TAURON	5,6	15,7	20,9	13,8
Pozostali	17,6	49,5	77,0	50,7
Razem	35,6	100	151,7	100

Źródło: ARE

⁽¹⁾ Ilość wytworzonej energii elektrycznej brutto w 2009 r.

11.8 Rozwój odnawialnych źródeł energii

Zgodnie z Polityką Energetyczną Polski do 2030 r., jednym z celów strategicznych polityki państwa jest wspieranie rozwoju odnawialnych źródeł energii i uzyskanie zakładanego udziału energii pochodzącej z tych źródeł w zużyciu energii pierwotnej. Podstawowe działania w tym zakresie polegają na wspieraniu produkcji energii elektrycznej oraz energii do miejskich systemów ciepłowniczych i systemów chłodzenia ze źródeł odnawialnych, jak też produkcji biopaliw płynnych.

Udział energii odnawialnej w zużyciu energii finalnej brutto ogółem ma wzrosnąć do 15% w 2020 r. Udział biopaliw płynnych w rynku transportu paliw ma wzrosnąć do 10% w 2020 r. Dodatkowo, Polska będzie też dążyć do wprowadzenia oraz w miarę możliwości wysokiego wykorzystania biopaliw drugiej generacji. Innym celem Polityki Energetycznej Polski do 2030 r. jest wspieranie rozwoju zakładów produkcji biogazu w sektorze rolniczym oraz budowa elektrowni wiatrowych, zarówno lądowych, jak i morskich. Program produkcji biogazu zakłada

budowę co najmniej jednego zakładu produkcji biogazu rolniczego w każdej gminie wiejskiej do 2020 r. Budowa nowych jednostek wytwórczych energii elektrycznej oraz sieci, za pośrednictwem których będą one przyłączone do sieci krajowej, będzie realizowana z bezpośrednim wykorzystaniem funduszy unijnych oraz krajowych funduszy przeznaczonych na ochronę środowiska. Polityka Energetyczna Polski do 2030 r. zakłada też ochronę lasów przed nadmiernym wykorzystaniem biomasy oraz zrównoważone wykorzystanie obszarów rolnych do produkcji odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw, celem zapobieżenia konkurencji pomiędzy produkcją energii odnawialnej a produkcją żywności. Wprowadzone zostaną dodatkowe bodźce w postaci ulg podatkowych, mające na celu promowanie produkcji energii ciepłej i chłodzącej ze źródeł odnawialnych, w tym w szczególności ze źródeł geotermalnych, źródeł energii otaczających ziemię (pompy ciepłe) oraz z wykorzystaniem energii słonecznej (kolektory słoneczne).

Cele Polityki Energetycznej Polski do 2030 r., w szczególności jej cele ilościowe, wynikają z Dyrektywy 2009/28/WE. Dyrektywa ta wyznacza obowiązkowe cele krajowe, pozostawiając jednak państwom członkowskim wybór metod służących ich realizacji. Każde państwo członkowskie ma opracować krajowy plan działań na rzecz odnawialnych źródeł energii (National Renewable Energy Action Plan – NREAP) oraz przedłożyć go Komisji Europejskiej do 30 czerwca 2010 r. Plany te muszą zawierać opis środków, jakie mają być zastosowane celem osiągnięcia celów krajowych. Komisja przyjęła specjalny wzór krajowego planu działań na rzecz odnawialnych źródeł energii celem zapewnienia, by państwa członkowskie przygotowały swoje plany w sposób kompletny, spójny i porównywalny.

11.9 Rozwój energetyki jądrowej

Jednym z podstawowych kierunków wyznaczonych przez Politykę Energetyczną Polski do 2030 r. jest dywersyfikacja struktury wytwarzania energii elektrycznej m.in. poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej. Dokument ten zakłada, że pierwsza elektrownia atomowa o mocy 1600 MW zostanie oddana do użytku w 2020 r., natomiast do 2030 r. sumaryczna moc tych źródeł ma wynieść 4800 MW. 13 stycznia 2009 r. Rada Ministrów podjęła decyzję o podjęciu działań na rzecz przygotowania programu energetyki jądrowej w Polsce, natomiast 12 maja 2009 r. powołała Pełnomocnika rządu ds. rozwoju energetyki jądrowej i wyznaczyła jego kompetencje. Pełnomocnik odpowiada za koordynowanie i nadzorowanie działań na rzecz przygotowania otoczenia regulacyjnego i instytucjonalnego, koniecznych dla uruchomienia „Polskiego Programu Energetyki Jądrowej”. Głównym obszarem działań na rzecz rozwoju energetyki jądrowej w Polsce jest: dostosowanie ram prawnych dla sprawnego przeprowadzenia procesu, pozyskanie społecznej akceptacji, wyszkolenie odpowiednich kadr, przygotowanie zaplecza badawczego, wybór lokalizacji dla pierwszych elektrowni oraz składowisk odpadów radioaktywnych oraz przygotowanie rozwiązań cyklu paliwowego zapewniających Polsce trwałą i bezpieczny dostęp do paliwa jądrowego. W efekcie prowadzonych działań dotyczących energetyki jądrowej, pod koniec 2010 r. zostanie przedstawiony Radzie Ministrów do zatwierdzenia program wprowadzenia energetyki jądrowej w Polsce. W marcu br. Ministerstwo Gospodarki ogłosiło wyniki przeprowadzonego badania nad wyborem lokalizacji pierwszej elektrowni atomowej w Polsce. Pierwsze miejsce w rankingu zajęła lokalizacja w Żarnowcu (woj. pomorskie). Potencjalnymi, innymi lokalizacjami dla budowy kolejnych elektrowni są Kopań (woj. zachodniopomorskie) oraz Klempicz w Wielkopolsce.

11.10 Dostarczanie paliw

W polskiej energetyce używane są przede wszystkim cztery rodzaje paliwa: węgiel brunatny, węgiel kamienny, gaz ziemny oraz ciężki olej opałowy. Poza gazem ziemnym paliwa te są w znacznej większości produkowane na terenie kraju. Większość energii w Polsce jest wytwarzana z węgla kamiennego (55,3% według danych za 2008 r. dla wszystkich elektrowni) oraz brunatnego (34,2% według danych za 2008 r. dla wszystkich elektrowni).

Poniższa tabela przedstawia strukturę wytwarzania energii elektrycznej w latach 2009–2007.

	2009		2008		2007	
	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)
Produkcja w kraju ogółem, z tego:	151.708	100,0	156.178	100,0	159.348	100,0
Elektrownie zawodowe, w tym:	143.509	94,6	148.193	94,9	150.667	94,6
elektrownie ciepłe:	140.816	98,1	145.728	98,3	148.024	98,2
z tego elektrownie spalające:						
<i>węgiel kamienny</i>	81.640	58,0	84.020	57,7	90.926	61,4
<i>węgiel brunatny</i>	50.353	35,8	54.419	37,3	51.051	34,5
<i>gaz</i>	4.664	3,3	4.581	3,1	4.411	3,0
<i>współspalanie biomasy</i>	4.159	2,9	2.708	1,9	1.636	1,1
<i>elektrownie wodne</i>	2.683	1,9	2.465	1,7	2.643	1,8
Elektrownie przemysłowe, w tym	6.590	4,3	6.611	4,2	7.665	4,8
ciepłe, w tym:	5.851	88,8	5.932	89,7	6.942	90,6
<i>gazowe</i>	392	5,9	550	8,3	539	7,0
<i>źródła odnawialne</i>	739	11,2	679	10,3	723	9,4
<i>elektrownie niezależne pozostałe</i>	1.609	1,1	1.374	0,9	1.016	0,6

Źródło: ARE

11.10.1 Węgiel kamienny

Węgiel kamienny jest wydobywany przez około 30 kopalń na terenie Polski. Większość z nich jest zgrupowana w kilka dużych struktur, a tylko nieliczne funkcjonują samodzielnie. Główne struktury grupujące kopalnie to Kompania Węglowa, Katowicki Holding Węglowy S.A. (**KHW**) i Jastrzębska Spółka Węglowa S.A. (**JSW**), a największa kopalnia samodzielna to Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A.

Według danych ARE, w latach 2007–2009 krajowe wydobycie węgla kamiennego spadło o 11,5%, z 88,2 mln ton w 2007 r. do 78,1 mln ton w 2009 r. Całkowite zużycie krajowe węgla kamiennego spadło z 85,4 mln ton w 2007 r. do 76,4 mln ton w 2009 r.

Poniższa tabela przedstawia najważniejsze dane liczbowe charakteryzujące krajowy rynek węgla kamiennego w latach 2009–2007.

	2009	2008	2007
	(mln ton/PJ)		
Produkcja krajowa	78,1/1,874	84,3/2,017	88,2/2,116
Import	10,7/278	10,3/269	5,9/150
Eksport	8,4/235	8,5/238	11,9/325
Zużycie krajowe	76,4/1,834	82,7/1,961	85,4/2,022
Zużycie w energetyce	42,4/928	43,6/935	47,5/1,017
	(mld zł)		
Zużycie w energetyce	10,4	8,6	7,9

Źródło: ARE

Energetyka jest konsumentem około połowy krajowego wydobycia węgla kamiennego w wymiarze jednostek energii oraz około 55% w wymiarze tonażowym. Wartość całkowita węgla kamiennego zakupionego przez energetykę wzrosła w latach 2007–2009 z około 7,85 mld zł do około 10,39 mld zł. Według danych ARE, średnia cena 1 tony węgla kamiennego dla energetyki wzrosła w latach 2007–2009 o prawie 50%, z poziomu 165 zł do 245 zł.

Import węgla kamiennego do Polski był niewielki przed wstąpieniem do Unii Europejskiej, a wzrost znacznie po 2004 r. Możliwość i celowość importu węgla była wcześniej ograniczona między innymi z następujących powodów: (i) producenci krajowi ustalali ceny węgla na poziomie nieprzekraczającym parytetu importowego oraz (ii) zdolności transportu importowanego węgla były i są ograniczone, przede wszystkim ze względu na małe zdolności rozładunkowe polskich portów. Stąd istniejący import odbywa się w większości transportem kolejowym. Największymi eksporterami węgla do Polski są: Rosja, Czechy i Stany Zjednoczone Ameryki.

11.10.2 Węgiel brunatny

Węgiel brunatny jest wydobywany w Polsce przez pięć kopalń, z których cztery pracują niemal wyłącznie na potrzeby sąsiadujących elektrowni. Krajowy węgiel brunatny jest w około 98% kupowany przez trzy duże polskie przedsiębiorstwa energetyki zawodowej: (i) PGE Elektrownia Bełchatów S.A. kupuje węgiel od PGE Kopalnia Węgla Brunatnego Bełchatów S.A.; (ii) PGE Elektrownia Turów S.A. kupuje węgiel od PGE Kopalni Węgla Brunatnego Turów S.A.; oraz (iii) Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A. kupuje węgiel od Kopalni Węgla Brunatnego Adamów S.A. i Kopalni Węgla Brunatnego Konin S.A. Oprócz czterech wymienionych kopalń istnieje jeszcze Kopalnia Węgla Brunatnego Sieniawa, znacznie mniejsza od pozostałych, zaopatrująca różnych odbiorców, w szczególności lokalne ciepłownie.

Krajowe wydobycie węgla brunatnego według danych ARE utrzymywało się w latach 2004–2006 na poziomie około 61 mln ton/530 PJ, w 2007 r. spadło do 57,5 mln ton/507 PJ, natomiast w 2008 r. wzrosło do 59,7 mln ton/533 PJ. W 2009 r. wydobycie węgla brunatnego wyniosło 57,2 mln ton/508 PJ. Całkowita wartość sprzedaży węgla brunatnego przez kopalnie do energetyki w latach 2004–2007 pozostawała na poziomie od 2,7 do 2,8 mld zł. W 2008 r. wzrosła ona do 3,2 mld zł. Średnia cena za tonę węgla brunatnego dla energetyki rosła od 43,9 do 47,4 zł w latach 2004–2007. W 2008 r. nastąpił gwałtowny wzrost tej ceny do 53,9 zł. W 2009 r. łączna wartość węgla brunatnego sprzedanego przez kopalnie na rzecz sektora energetycznego wyniosła 3,2 mld zł. W tym samym okresie średnia cena tony węgla brunatnego wyniosła 56,2 zł.

Węgiel brunatny nie jest do Polski importowany. Brak jest również przesłanek ekonomicznych, aby import mógł mieć miejsce w przyszłości. Paliwo to z zasady spalane jest w elektrowniach sąsiadujących z miejscem wydobycia, a transport paliwa z kopalń do elektrowni odbywa się taśmociągami. Transport na większe odległości jest powszechnie uznawany za nieopłacalny, ponieważ węgiel brunatny jest paliwem o relatywnie niskiej wartości opałowej i relatywnie niskiej cenie, a udział kosztów transportu w cenie zakupu powodowałby nieopłacalność wykorzystania tego paliwa.

11.10.3 Gaz ziemny

Gaz ziemny jest w Polsce niemal w całości wydobywany, importowany i sprzedawany przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. Największymi nabywcami gazu ziemnego są przedsiębiorstwa przemysłu chemicznego i ciężkiego. Udział energetyki w rynku odbiorców gazu jest relatywnie nieduży, choć w ostatnim okresie wzrósł dzięki nowo zbudowanym blokom gazowym w elektrociepłowniach Nowa Sarzyna, Lublin Wrotków, Gorzów, Zielona Góra, Rzeszów i kilku innych.

W latach 2006–2009, według danych ARE, wydobycie gazu ziemnego było ustabilizowane na poziomie około 160 PJ. Import wzrastał w latach 2006–2008, a następnie bardzo wyraźnie spadł w 2009 r., z 10,6 mld m³/383 PJ w 2008 r. do 9,4 mld m³/341 PJ w 2009 r. Zużycie krajowe przez odbiorców końcowych oscylowało na poziomie 500–520 PJ w latach 2006–2008 i spadło do około 480 PJ w 2009 r. Udział energetyki w krajowym zużyciu gazu nie przekracza 10% zużycia ogółem. Wartość całkowita gazu ziemnego zakupionego przez energetykę wzrosła z 0,9 mld zł w 2006 r. do 1,1 mld zł w 2008 r. W 2009 r. wartość ta wyniosła 1,1 mld zł.

W zakresie gazu ziemnego import pokrywa około 70% potrzeb kraju, z czego, według danych za 2008 r., 70% importowane jest z Rosji, 22% z pozostałych krajów byłego ZSRR, a 8% z Niemiec. W 2009 r. udziały te wyniosły odpowiednio 82%, 7% oraz 11%. W 2004 r. zaimportowano 9,3 mld m³/337 PJ gazu, a w 2008 r. 10,6 mld m³/383 PJ. W 2009 r. zaimportowano 9,4 mld m³/341 PJ gazu.

11.10.4 Ciężki olej opałowy

Ciężki olej opałowy jest produkowany i sprzedawany przez cztery rafinerie ropy naftowej. Głównymi nabywcami oleju są przedsiębiorstwa przemysłu chemicznego, mineralnego, energetyki oraz przedsiębiorstwa żeglugi morskiej. Wielkość krajowego zużycia ciężkiego oleju opałowego wykazywała w ostatnich latach tendencję spadkową. Zużycie całkowite spadło z 2,5 mln ton w 2004 r. do 1,7 mln ton w 2009 r. Zużycie oleju w energetyce utrzymuje się na stabilnym poziomie około 0,6 mln ton rocznie.

Roczna wartość ciężkiego oleju opałowego zużytego przez energetykę wzrosła według danych ARE z około 0,4 mld zł w 2004 r. do 0,8 mld zł w 2009 r. na skutek wzrostu cen oraz zwiększonego wykorzystania oleju niskosiarkowego zamiast wysokosiarkowego.

11.10.5 Rynek uprawnień do emisji dwutlenku węgla

Wytwarzanie energii w oparciu o paliwa kopalne skutkuje emisją stosunkowo dużych ilości CO₂. Emisja CO₂ oraz innych tzw. gazów cieplarnianych do atmosfery jest uważana za jeden z głównych powodów powstawania zjawiska globalnego ocieplenia. Unia Europejska wdrożyła środki mające na celu ograniczenie emisji CO₂ oraz innych tzw. gazów cieplarnianych, w szczególności EU-ETS – system cap-and-trade, czyli system wyznaczania ogólnego górnego limitu oraz handlu uprawnieniami do emisji CO₂, w ramach którego instalacjom przemysłowym przyznawane są ilości EUA, które mogą zostać wykorzystane do osiągnięcia celów produkcyjnych lub do handlu na rynku. Ograniczanie emisji CO₂ w Unii Europejskiej ma być osiągnięte przez stopniowe obniżanie poziomu EUA dostępnych w całej Unii Europejskiej, podczas gdy system handlu ma w założeniu sprzyjać efektywności kosztowej i elastyczności emitentów CO₂.

EU-ETS został wprowadzony w 2005 r. Został on wdrożony w celu ograniczenia emisji gazów cieplarnianych poniżej poziomu wynikającego z Protokołu z Kioto. System stopniowo objął 27 Państw Członkowskich Unii Europejskiej, a od 2008 r. uczestniczą w nim również Norwegia, Islandia i Liechtenstein. Systemem objętych jest 11.000 największych instalacji emitujących CO₂ (np. elektrownie, elektrociepłownie, zakłady przemysłu cementowego, huty). Od 2012 r. obejmie on również emisje, których źródłem jest sektor lotniczy. Wdrażanie systemu jest realizowane w trzech etapach zwanych okresami handlowymi. Etap pierwszy trwa od 1 stycznia 2005 r. do 31 grudnia 2007 r. Drugi okres handlowy rozpoczął się 1 stycznia 2008 r. Trzeci rozpocznie się w 2013 r.

W praktyce handel EUA jest realizowany poprzez dwustronny handel na rynku pozagiełdowym oraz na europejskich giełdach energetycznych oraz na platformach handlu CO₂. Do największych zorganizowanych rynków handlu CO₂ w Europie zaliczają się ECX (Wielka Brytania), EEX (Niemcy), Bluenext (Francja), Nordpool (Skandynawia) i GME (Włochy) oraz Climex (Holandia). Istnieją różne rodzaje rynków obrotu uprawnieniami do emisji, takie jak rynki transakcji z natychmiastową dostawą (spot) i transakcji terminowych (futures). Oprócz jednostki EUA są też inne jednostki, takie jak jednostki redukcyjne CER (generowane w ramach projektów CDM) oraz jednostki redukcyjne ERU (generowane w ramach projektów JI), które mogą być wykorzystywane do rozliczania emisji CO₂ w ramach systemu EU-ETS. Ceny uprawnień ustalane są w zależności od podaży i popytu. Czynniki kształtującymi podaż uprawnień do emisji i popyt na nie są w szczególności ceny ropy naftowej, wzrost gospodarczy, warunki klimatyczne i regulacje prawne.

ECX EUA kontrakty terminowe z terminem realizacji w grudniu 2009 r.

(EUR/tonę)

2005	
Kurs ostatniego notowania	19,5
Średnia roczna	19,5
2006	
Kurs ostatniego notowania	18,8
Średnia roczna	21,0

**ECX EUA kontrakty terminowe
z terminem realizacji
w grudniu 2009 r.**

	(EUR/tonę)
2007	
Kurs ostatniego notowania	22,9
Średnia roczna	20,1
2008	
Kurs ostatniego notowania	15,3
Średnia roczna	22,7
2009	
Kurs ostatniego notowania	14,4
Średnia roczna	13,4

Źródło: ARE

Rynek handlu uprawnieniami do emisji w Europie jest rynkiem dobrze rozwiniętym. W pierwszym okresie handlowym przedmiotem transakcji było co najmniej 362 mln EUA o wartości ponad 7,4 mld EUR. W 2009 r. wolumen obrotu EUA jednostek na największej europejskiej giełdzie ECX wzrósł o 82% w stosunku do 2008 r. i wyniósł 5,2 mld funtów brytyjskich.

12. Otoczenie Regulacyjne

12.1 Wprowadzenie

Działalność i funkcjonowanie Grupy TAURON podlegają wielu regulacjom prawa krajowego i Prawa Europejskiego. Niniejszy Rozdział zawiera podsumowanie kluczowych aktów normatywnych wpływających na Grupę TAURON.

Podstawowym aktem normatywnym regulującym działalność przedsiębiorstw energetycznych w Polsce jest Prawo Energetyczne, które określa zasady kształtowania polityki energetycznej państwa, zasady zaopatrzenia i użytkowania paliw i energii, w tym ciepła, oraz zasady prowadzenia działalności przez przedsiębiorstwa energetyczne, a także określa zasady regulacji tej działalności przez organy publiczne. Prawo Energetyczne reguluje m.in. (i) kompetencje i zasady funkcjonowania regulatora rynku energii – Prezesa URE, (ii) przyznawanie i cofanie koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania paliw, energii elektrycznej i ciepła, magazynowania paliw gazowych, przesyłania lub dystrybucji określonych paliw lub energii oraz obrotu określonymi paliwami lub energią, (iii) kształtowanie i stosowanie taryf dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła, (iv) funkcjonowanie operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych paliw gazowych oraz energii elektrycznej, (v) systemy wsparcia dla energii ze źródeł odnawialnych oraz z kogeneracji. Istotne regulacje dotyczące działalności przedsiębiorstw energetycznych znajdują się też w aktach wykonawczych do Prawa Energetycznego, przede wszystkim w rozporządzeniach wydawanych przez Ministra Gospodarki.

Na działalność Grupy TAURON mają również istotny wpływ postanowienia Polityki Energetycznej Polski do 2030 r. Rada Ministrów co 4 lata przyjmuje dokument pod nazwą „Polityka Energetyczna Państwa”, który określa w szczególności: (i) bilans paliwowo-energetyczny państwa, (ii) zdolności wytwórcze krajowych źródeł paliw i energii, (iii) zdolności przesyłowe, (iv) efektywność energetyczną gospodarki, (v) działania w zakresie ochrony środowiska oraz rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, (vi) wielkości i rodzaje zapasów paliw, (vii) kierunki restrukturyzacji i przekształceń własnościowych sektora paliwowo-energetycznego, (viii) kierunki prac naukowo-badawczych i (ix) współpracę międzynarodową. Dokument ten zawiera także część prognostyczną obejmującą okres nie krótszy niż 20 lat oraz program działań wykonawczych na okres 4 lat zawierający instrumenty jego realizacji.

Innymi istotnymi krajowymi aktami normatywnymi regulującymi działalność Grupy TAURON są:

- Ustawa o Rozwiązaniu KDT regulująca kwestie rozwiązania umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej;
- Prawo Geologiczne i Górnicze regulujące prowadzenie działalności w zakresie poszukiwania i wydobywania kopalin;
- Prawo Ochrony Środowiska, Ustawa o Ochronie Przyrody i inne przepisy regulujące kwestie ochrony środowiska, w tym problematykę emisji gazów cieplarnianych oraz ochrony siedlisk.

Ponadto, Spółka oraz inne spółki z Grupy TAURON jako spółki zależne od Skarbu Państwa podlegają wielu regulacjom dotyczącym spółek, w których udziały lub akcje posiada Skarb Państwa, m.in. przepisom Ustawy o Komerccjalizacji i Prywatyzacji, Ustawy Kominowej, a Spółka dodatkowo podlega również przepisom Ustawy o Sprzeciwie MSP.

Działalność Grupy TAURON oraz polski sektor energii podlega regulacjom Prawa Europejskiego. Obecny system regulacji sektora energii Unii Europejskiej oparty jest na przepisach poniższych aktów:

- Dyrektywy 2003/54/WE oraz zastępującej ją Dyrektywy 2009/72/WE;
- Rozporządzenia (WE) 1228/2003 w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej oraz uchylającego go Rozporządzenia (WE) 714/2009;
- Rozporządzenia (WE) 713/2009 ustanawiającego Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki;
- Dyrektywy 2005/89/WE dotyczącej działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych;
- Dyrektywy 2001/77/WE w sprawie wspierania produkcji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych (zastępowanej przez Dyrektywę 2009/28/WE);
- Dyrektywy 2004/8/WE w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii;
- Dyrektywy 2006/32/WE w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych;
- Dyrektywy 92/91/EWG dotyczącej minimalnych wymagań mających na celu poprawę warunków bezpieczeństwa i ochrony zdrowia pracowników w zakładach górniczych wydobywających kopaliny otworami wiertniczymi;
- Dyrektywy 92/104/EWG w sprawie minimalnych wymagań w zakresie poprawy bezpieczeństwa i ochrony zdrowia pracowników odkrywkowego i podziemnego przemysłu wydobywczego;
- Dyrektywy 94/22/WE w sprawie warunków udzielania i korzystania z zezwoleń na poszukiwanie, badanie i produkcję węglowodorów;
- Rozporządzenia 1407/2002 w sprawie pomocy państwa dla przemysłu węglowego.

12.2 Przepisy dotyczące energetyki – model rynku energii elektrycznej wynikający z Prawa Europejskiego

Podstawowe zasady dotyczące rynku energii elektrycznej w Państwach Członkowskich Unii Europejskiej wynikają z przepisów Prawa Europejskiego, w tym głównie z Dyrektywy 2003/54/WE. Celem Unii Europejskiej wyrażonym w Dyrektywie 2003/54/WE jest stworzenie konkurencyjnego, bezpiecznego i trwałego wewnętrznego rynku energii elektrycznej. Realizacji tego celu ma służyć przede wszystkim (i) oddzielenie obszarów działalności, które są domeną naturalnych monopolu, a więc działalności operatorów sieci w zakresie przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej od obszarów działalności, w których możliwe jest zaistnienie konkurencji, a więc działalności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i obrotu nią, (ii) zapewnienie, iż operatorzy systemów przesyłowych i dystrybucyjnych będą udostępniać wszystkim uczestnikom rynku energii elektrycznej świadczone przez tych operatorów usługi przesyłowe i dystrybucyjne w sposób wolny od dyskryminacji i na podstawie przejrzystych zasad, (iii) nadanie wszystkim odbiorcom energii elektrycznej w Unii Europejskiej prawa swobodnego wyboru sprzedawcy energii elektrycznej oraz (iv) poddanie działalności przedsiębiorstw energetycznych nadzorowi niezależnych regulatorów, przy czym nadzór regulacyjny jest najdalej posunięty w odniesieniu do operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych.

W Polsce przepisy Prawa Europejskiego dotyczące sektora elektroenergetycznego są implementowane przede wszystkim w Prawie Energetycznym i aktach wykonawczych do tej ustawy.

12.3 Regulator polskiego sektora energetycznego

Zadania z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji w sektorze energetycznym realizuje w Polsce Prezes URE. Prezes URE jest powoływany i odwoływany przez Prezesa Rady Ministrów.

Zgodnie z Prawem Energetycznym kompetencje Prezesa URE obejmują m.in. (i) udzielanie i cofanie koncesji, (ii) zatwierdzanie i kontrolowanie stosowania taryf dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła, (iii) uzgadnianie projektów planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii, (iv) wyznaczanie operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych paliw gazowych i energii elektrycznej, (v) zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej i dystrybucyjnej energii elektrycznej lub gazu ziemnego, (vi) organizowanie i przeprowadzanie przetargów na wyłanianie sprzedawców z urzędu i na budowę nowych mocy wytwórczych lub realizację przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną, (vii) kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców, (viii) monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego i elektroenergetycznego oraz (ix) wydawanie i umarzanie świadectw pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji. Ponadto, Prezes URE jest właściwy w zakresie rozstrzygania niektórych sporów pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy tymi przedsiębiorstwami a odbiorcami (m.in. sporów dotyczących odmowy przez przedsiębiorstwo energetyczne zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii, umowy sprzedaży paliw gazowych lub energii, jak również sporów dotyczących nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych lub energii). Prezes URE jest uprawniony do nakładania kar pieniężnych za nieprzestrzeganie przez przedsiębiorstwa energetyczne określonych obowiązków.

Od decyzji Prezesa URE przysługuje odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Orzeczenie Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów podlega kontroli Sądu Apelacyjnego i Sądu Najwyższego.

12.4 Koncesje

Zgodnie z Prawem Energetycznym uzyskania koncesji wymaga (z zastrzeżeniem wyjątków określonych w Prawie Energetycznym) prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie: (i) wytwarzania paliw lub energii, (ii) magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego, jak również magazynowania paliw ciekłych, (iii) przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii oraz (iv) obrotu paliwami gazowymi, energią elektryczną lub ciepłem.

Prezes URE udziela koncesji, pod warunkiem spełnienia przesłanek określonych w Prawie Energetycznym, wnioskodawcy, który (i) ma siedzibę lub miejsce zamieszkania na terytorium Państwa Członkowskiego Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, (ii) dysponuje środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności bądź jest w stanie udokumentować możliwości ich pozyskania, (iii) ma możliwości techniczne gwarantujące prawidłowe wykonywanie działalności, (iv) zapewni zatrudnienie osób o właściwych kwalifikacjach zawodowych, określonych w Prawie Energetycznym oraz (v) uzyskał decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu.

Koncesji udziela się na czas oznaczony, nie krótszy niż 10 lat i nie dłuższy niż lat 50, chyba że przedsiębiorca wnioskując o udzielenie koncesji na czas krótszy.

Przedsiębiorstwo energetyczne może złożyć wniosek o przedłużenie okresu ważności koncesji, nie później niż na 18 miesięcy przed jej wygaśnięciem.

W przypadkach przewidzianych w Prawie Energetycznym Prezes URE cofa, a w niektórych przypadkach może cofnąć koncesję lub zmienić jej zakres. Prezes URE cofa koncesję, jeżeli m.in. wydano prawomocne orzeczenie zakazujące przedsiębiorstwu energetycznemu wykonywania działalności gospodarczej objętej koncesją lub jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne trwale zaprzestało wykonywania działalności gospodarczej objętej koncesją. Prezes URE może cofnąć koncesję lub zmienić jej zakres ze względu na zagrożenia obronności

i bezpieczeństwa państwa, w przypadku ogłoszenia upadłości przedsiębiorstwa energetycznego, a także w przypadku podziału przedsiębiorstwa energetycznego lub jego łączenia z innymi podmiotami.

Przedsiębiorstwa, którym została udzielona koncesja, wnoszą coroczne opłaty do budżetu państwa za pośrednictwem Prezesa URE. Wysokość corocznej opłaty oblicza się w oparciu o przychody przedsiębiorstwa energetycznego, uzyskane z działalności objętej koncesją, a także koszty regulacji. Opłata dla każdego rodzaju koncesjonowanej działalności nie może być mniejsza niż 200 zł i większa niż 1.000.000 zł. W przypadku prowadzenia więcej niż jednej działalności podlegającej koncesjonowaniu opłatę stanowi suma opłat dla poszczególnych rodzajów działalności.

12.5 Taryfy

Zgodnie z Prawem Energetycznym taryfa to zbiór cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania, opracowany przez przedsiębiorstwo energetyczne i wprowadzany jako obowiązujący dla określonych w nim odbiorców. Przedsiębiorstwa energetyczne ustalają taryfy dla paliw gazowych lub energii, stosownie do zakresu wykonywanej działalności gospodarczej.

Treść taryfy ustala przedsiębiorstwo energetyczne z uwzględnieniem zasad wynikających z Prawa Energetycznego i przepisów wykonawczych do tej ustawy, w szczególności Rozporządzenia Taryfowego Dotyczącego Energii Elektrycznej oraz Rozporządzenia Taryfowego Dotyczącego Ciepła. Przedsiębiorstwa energetyczne powinny kalkulować taryfy w sposób zapewniający pokrycie uzasadnionych kosztów działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność, eliminację subsydiowania skrośnego pomiędzy grupami odbiorców w zakresie świadczenia usług przesyłania i dystrybucji oraz ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat. Co do zasady, przedsiębiorstwa energetyczne mogą różnicować ceny i stawki opłat określone w taryfach dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła dla różnych grup odbiorców wyłącznie ze względu na różnice w uzasadnionych kosztach spowodowane realizacją świadczeń na rzecz tych grup odbiorców.

Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję wydaną przez Prezesa URE przedkłada ustaloną przez siebie taryfę do zatwierdzenia przez Prezesa URE. Prezes URE analizuje i weryfikuje koszty uzasadnione, na których oparta jest kalkulacja taryfy w zakresie ich zgodności z przepisami Prawa Energetycznego, na podstawie sprawozdań finansowych i planów rzeczowo-finansowych przedsiębiorstw energetycznych, biorąc pod uwagę tworzenie warunków dla funkcjonowania konkurencji i promocji efektywności wykonywanej działalności gospodarczej, a w szczególności stosując metody porównawcze oceny efektywności przedsiębiorstw energetycznych wykonujących w zbliżonych warunkach działalność gospodarczą tego samego rodzaju. W przypadku udokumentowanej zmiany zewnętrznych warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej Prezes URE może ustalić z urzędu, w drodze decyzji, współczynniki korekcyjne, określające projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego oraz zmianę warunków wykonywania przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej. W takim przypadku przedsiębiorstwo energetyczne jest zobowiązane do stosowania cen i stawek opłat określonych w taryfie z uwzględnieniem tych współczynników korekcyjnych do czasu wejścia w życie nowej taryfy. W przypadku upływu okresu, na jaki została ustalona taryfa, do dnia wejścia w życie nowej taryfy stosuje się taryfę dotychczasową. Sytuacja taka ma miejsce, jeżeli: (i) decyzja Prezesa URE nie została wydana; albo (ii) toczy się postępowanie odwoławcze od decyzji Prezesa URE. Stosowanie dotychczasowej taryfy nie następuje w przypadku, gdy odmowa zatwierdzenia taryfy jest uzasadniona koniecznością obniżenia cen i stawek opłat w stosunku do określonych w dotychczasowej taryfie i wynika z udokumentowanych i opisanych zmian zewnętrznych warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej. Zatwierdzona przez Prezesa URE taryfa jest publikowana w Biuletynie URE. Przedsiębiorstwo energetyczne wprowadza ją do stosowania nie wcześniej niż 14 dni i nie później niż 45 dni od publikacji.

12.5.1 Zwolnienia z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia

Zgodnie z Prawem Energetycznym Prezes URE może zwolnić przedsiębiorstwo energetyczne z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, jeżeli stwierdzi, że działa ono w warunkach konkurencji, albo cofnąć udzielone zwolnienie w przypadku ustania warunków uzasadniających zwolnienie. Zwolnienie może również dotyczyć określonej części działalności prowadzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne, w zakresie, w jakim działalność ta prowadzona jest na rynku konkurencyjnym. W latach 2000–2008 Prezes URE korzystał z tego uprawnienia i stopniowo zwalniał przedsiębiorstwa prowadzące działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i obrotu nią z obowiązku przedstawiania taryf do zatwierdzenia. W szczególności kwestii tej dotyczyły następujące akty Prezesa URE:

- stanowisko Prezesa URE z dnia 14 grudnia 2000 r. w sprawie uznania giełdowego rynku energii elektrycznej za rynek konkurencyjny i uznania, że przedsiębiorstwa sprzedające energię poprzez giełdę energii elektrycznej nie są zobowiązane do stosowania zatwierdzonych im taryf;
- stanowisko Prezesa URE z dnia 28 czerwca 2001 r. w sprawie zwolnienia przedsiębiorstw posiadających koncesję na wytwarzanie lub obrót energią elektryczną z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej, przy czym zwolnienie to nie dotyczyło: (i) przedsiębiorstw wytwarzających energię w kogeneracji objętą obowiązkiem zakupu, (ii) operatora systemu przesyłowego – w odniesieniu do minimalnych ilości energii określonych w jego taryfie, oraz (iii) przedsiębiorstw energetycznych posiadających jednocześnie koncesję na obrót oraz na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej – w odniesieniu do energii sprzedawanej odbiorcom końcowym przyłączonym bezpośrednio do sieci tych przedsiębiorstw;

- komunikat Prezesa URE z dnia 23 września 2004 r. w sprawie zwolnienia z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia w zakresie energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji objętej obowiązkiem zakupu;
- komunikat Prezesa URE z dnia 31 października 2007 r. oraz indywidualne decyzje administracyjne Prezesa URE z dnia 2 listopada 2007 r. w sprawie zwolnienia z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia w zakresie dotyczącym obrotu energią elektryczną.

W odniesieniu do Spółek Grupy TAURON zostały wydane dwie decyzje:

- (i) Decyzja Prezesa URE z dnia 2 listopada 2007 r. o zwolnieniu Enion Energia z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia w zakresie dotyczącym obrotu energią elektryczną (znak: DPK-7113-311(1)/2007/ABe);
 - (ii) Decyzja Prezesa URE z dnia 2 listopada 2007 r. w sprawie zwolnienia EnergiaPro Gigawat z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia w zakresie dotyczącym obrotu energią elektryczną (znak: DPK-7113-310(1)/2007/AB);
- zawiadomienia o wszczęciu z urzędu przez Prezesa URE w dniu 15 listopada 2007 r. postępowania w sprawie stwierdzenia nieważności decyzji z dnia 2 listopada 2007 r. oraz postanowienia Prezesa URE z dnia 15 listopada 2007 r. w sprawie wstrzymania wykonania decyzji z dnia 2 listopada 2007 r.

W odniesieniu do Spółek Grupy TAURON zostały wydane następujące akty:

- (i) Zawiadomienie z dnia 15 listopada 2007 r. Prezesa URE o wszczęciu z urzędu przez Prezesa URE postępowania w sprawie stwierdzenia nieważności decyzji z dnia 2 listopada 2007 r. wydanej na rzecz Enion Energia (znak: DPK-7113-311(2)/2007) oraz postanowienie Prezesa URE z dnia 15 listopada 2007 r. o wstrzymaniu wykonania decyzji z dnia 2 listopada 2007 r. (znak: DPK-7113-311(3)/2007);
 - (ii) Zawiadomienie z dnia 15 listopada 2007 r. o wszczęciu z urzędu przez Prezesa URE postępowania w sprawie stwierdzenia nieważności decyzji z dnia 2 listopada 2007 r. wydanej na rzecz EnergiaPro Gigawat (znak: DPK-7113-310(2)/2007) oraz postanowienie Prezesa URE z dnia 15 listopada 2007 r. o wstrzymaniu wykonania decyzji z dnia 2 listopada 2007 r. (znak: DPK-7113-310(3)/2007);
- postanowienia Prezesa URE z dnia 7 grudnia 2007 r. w sprawie ograniczenia zakresu postanowień z dnia 15 listopada 2007 r. do obowiązku przedkładania taryf w zakresie dotyczącym odbiorców z grupy taryfowej G (odbiorców nie prowadzących działalności gospodarczej, głównie gospodarstw domowych).

W odniesieniu do Spółek Grupy TAURON zostały wydane dwa postanowienia:

- (i) Postanowienie Prezesa URE z dnia 7 grudnia 2007 r. o ograniczeniu wstrzymania wykonalności decyzji z dnia 2 listopada 2007 r. wydanej na rzecz Enion Energia (znak: DPK-7113-311(5)/2007);
 - (ii) Postanowienie Prezesa URE z dnia 7 grudnia 2007 r. o ograniczeniu wstrzymania wykonalności decyzji z dnia 2 listopada 2007 r. wydanej na rzecz EnergiaPro Gigawat (znak: DPK-7113-310(5)/2007);
- decyzje Prezesa URE o niestwierdzeniu nieważności decyzji z dnia 2 listopada 2007 r. oraz o zmianie zakresu decyzji z dnia 2 listopada 2007 r. poprzez wyłączenie ze zwolnienia z obowiązku przedkładania Prezesowi URE do zatwierdzenia taryf ustalanych w odniesieniu do odbiorców grupy taryfowej G.

W odniesieniu do Spółek Grupy TAURON zostały wydane dwie decyzje:

- (i) Decyzja Prezesa URE z dnia 14 maja 2008 r. o niestwierdzeniu nieważności wydanej na rzecz Enion Energia decyzji dnia 2 listopada 2007 r. oraz o zmianie powyższej decyzji (znak: DPK-7113-311(6)/2008);
- (ii) Decyzja Prezesa URE z dnia 14 maja 2008 r. o niestwierdzeniu nieważności wydanej na rzecz EnergiaPro Gigawat decyzji dnia 2 listopada 2007 r. oraz o zmianie powyższej decyzji (znak: DPK-7113-310(6)/2008).

W efekcie przyjmuje się, że na dzień Prospektu w sektorze energii elektrycznej obowiązkiem przedkładania Prezesowi URE taryf do zatwierdzenia objęte są taryfy przedsiębiorstw prowadzących działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej (a więc regulacji podlegają stawki opłat za usługi przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej oraz stawki opłat za przyłączenie do sieci) oraz taryfy dotyczące obrotu energią elektryczną w zakresie dotyczącym sprzedaży energii elektrycznej na rzecz odbiorców nie prowadzących działalności gospodarczej, głównie odbiorców w gospodarstwach domowych (grupa taryfowa G). Przyjmuje się, że w pozostałym zakresie w sektorze elektroenergetycznym, tzn. w zakresie wytwarzania energii elektrycznej oraz obrotu nią, poza sprzedażą do odbiorców w gospodarstwach domowych, ceny energii elektrycznej aktualnie nie podlegają regulacji przez Prezesa URE.

W sektorze ciepłowniczym Prezes URE nie dokonał zwolnienia z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia i taryfy dotyczące wszystkich rodzajów działalności podlegają obowiązkowi przedłożenia ich Prezesowi URE do zatwierdzenia.

12.5.2 Wątpliwości związane ze zwolnieniami z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia

Istnieją pewne wątpliwości co do tego, czy dokonane przez Prezesa URE w sektorze elektroenergetycznym zwolnienia z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia były skuteczne. Wątpliwości te dotyczą formy, w której Prezes URE dokonywał tego zwolnienia. Zwolnienia takie były często wydawane przez Prezesa URE, w szczególności w stosunku do wytwórców energii elektrycznej, w formie ogłaszanych publicznie komunikatów lub stanowisk, przy czym brak jest wyraźnej podstawy prawnej dla dokonywania zwolnienia w tym

trybie. Można twierdzić, że właściwym trybem dla takiego zwolnienia powinna być zawsze indywidualna decyzja administracyjna, skierowana do konkretnego podmiotu. Wątpliwości związane z trybem dokonania zwolnienia nie dotyczą przedsiębiorstw obrotu, które korzystają ze zwolnienia wydanego jesienią 2007 r., gdyż zwolnienia te były wydawane w trybie indywidualnych decyzji administracyjnych.

Ponadto należy wskazać, iż niektórzy uczestnicy rynku kwestionują istnienie obecnie obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf w zakresie energii elektrycznej w odniesieniu do odbiorców końcowych z grupy taryfowej G, argumentując, iż Prezes URE nie miał możliwości wyłączenia ze zwolnienia z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia sprzedaży energii elektrycznej do tych odbiorców. W ostatnim czasie dwaj uczestnicy rynku uzyskali w tej sprawie korzystne dla nich orzeczenia Sądu Apelacyjnego w Warszawie, jednak po wydaniu tych orzeczeń Prezes URE wszczął wobec obu tych uczestników rynku postępowanie w sprawie cofnięcia zwolnienia z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia. Spółki z Grupy TAURON nie kwestionują obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla odbiorców z grupy G.

Istnieje też wątpliwość, czy zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia oznacza również zwolnienie z obowiązku kształtowania taryf zgodnie z regulacjami określonymi w Prawie Energetycznym oraz Rozporządzeniu Taryfowym Dotyczącym Energii Elektrycznej i stosowania tak ustalonych taryf. W praktyce funkcjonuje jednak interpretacja, zgodnie z którą zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf energii elektrycznej do zatwierdzenia oznacza zwolnienie z obowiązku stosowania taryf w ogóle. Interpretacja ta ma oparcie w przepisie Prawa Energetycznego, zgodnie z którym przedsiębiorstwo energetyczne wylicza opłaty za dostarczone do odbiorcy paliwa gazowe, energię elektryczną lub ciepło na podstawie cen i stawek opłat zawartych w taryfie lub na podstawie cen i stawek opłat ustalonych na rynku konkurencyjnym.

12.5.3 Stawki opłat za usługi dystrybucji energii elektrycznej

Zasady kształtowania taryf dla dystrybucji energii elektrycznej określone są w Rozporządzeniu Taryfowym Dotyczącym Energii Elektrycznej. Stawki opłat za usługi dystrybucji energii elektrycznej obejmują: (i) stawkę sieciową, (ii) stawkę jakościową, (iii) stawkę opłaty przejściowej oraz (iv) stawkę opłaty abonamentowej.

Stawka sieciowa zawiera: (i) składnik stały obliczany na jednostkę mocy umownej odbiorców przyłączonych do sieci o określonym napięciu, na podstawie uzasadnionych stałych kosztów funkcjonowania sieci (wraz z kosztami kapitału), z uwzględnieniem dopuszczalnego udziału opłat stałych za dystrybucję, ustalonego przez Prezesa URE (z wyłączeniem odbiorców zużywających energię na potrzeby gospodarstw domowych, dla których składnik stały jest ustalany w zł/miesiąc); oraz (ii) składnik zmienny obliczany na jednostkę energii elektrycznej pobieranej z danej sieci, na podstawie kosztów zakupu energii elektrycznej w ilości niezbędnej do pokrycia strat sieci oraz zbilansowania kosztów danej sieci, kosztów zmiennych dystrybucji energii elektrycznej sieciami innych poziomów napięć znamionowych i sieciami należącymi do innych operatorów oraz kosztów stałych dystrybucji energii elektrycznej w części nieuwzględnionej w opłatach stałych dopuszczonych przez Prezesa URE.

Stawka jakościowa jest oparta na kosztach utrzymania systemu obsługiwane przez OSP i jest obliczana na jednostkę energii elektrycznej zużywanej przez wszystkich odbiorców końcowych przyłączonych do sieci. Obejmuje ona między innymi koszty zakupu usług systemowych i różnicę między dochodami i kosztami OSP w ramach rynku bilansującego.

Stawka opłaty przejściowej stanowi wynagrodzenie za usługę udostępniania krajowego systemu elektroenergetycznego należne OSP i jest przeznaczona na pokrycie kosztów osieroconych zgodnie z Ustawą o Rozwiązaniu KDT oraz kosztów działalności Zarządcy Rozliczeń S.A.

Stawka jakościowa oraz stawka opłaty przejściowej nie są ustalane przez OSD z Grupy TAURON. Poziom stawki jakościowej jest określany zgodnie z taryfą PSE-Operator, natomiast poziom stawki opłaty przejściowej jest ogłaszany corocznie przez Prezesa URE.

Stawka opłaty abonamentowej stanowi wynagrodzenie za uzasadnione koszty ponoszone w związku z odczytywaniem wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych i ich kontrolą. Stawki opłaty abonamentowej są zróżnicowane ze względu na daną grupę taryfową oraz długość stosowanego okresu rozliczeniowego.

Prezes URE na podstawie analiz porównawczych wszystkich przedsiębiorstw dystrybucyjnych w Polsce ocenia wysokość kosztów operacyjnych, nakładów inwestycyjnych oraz wolumenu różnicy bilansowej (tj. różnicy pomiędzy ilością energii wprowadzonej do sieci a ilością energii pobranej przez odbiorców z tej sieci lub oddaną do innych sieci). Prezes URE określa ponadto kryteria ustalania dla każdego przedsiębiorstwa dystrybucyjnego uzasadnionych kosztów operacyjnych, strat sieciowych i inwestycji. Powyższe kryteria są przekazywane operatorom systemów dystrybucyjnych w założeniach do kalkulacji taryf.

Aktualnie stosowane zasady kształtowania taryf dystrybucyjnych wynikają z dwóch dokumentów przygotowanych przez Prezesa URE oraz przekazanych operatorom systemów dystrybucyjnych – „Taryfy OSD na rok 2008” (2008 r. był pierwszym rokiem trzyletniego okresu regulacyjnego) oraz „Taryfy OSD na rok 2010”. Podstawowe zasady ustalania taryf określone w dokumencie „Taryfy OSD na rok 2010”, w tym modele oparte na analizie porównawczej stosowane do oceny uzasadnionych kosztów operacyjnych oraz poziomu strat sieciowych i nakładów inwestycyjnych nie zostały istotnie zmienione w stosunku do zasad określonych w dokumencie „Taryfy OSD na rok 2008”.

Zgodnie z dokumentem „Taryfy OSD na rok 2008” przychód regulowany operatorów systemów dystrybucyjnych ustalany corocznie w ich projekcjach finansowych powinien zapewnić pokrycie uzasadnionych kosztów operacyjnych, kosztów amortyzacji, podatków, zakupu energii na pokrycie różnicy bilansowej i kosztów przeniesionych, jak też osiągnięcie zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność dystrybucyjną na uzasadnionym poziomie.

Poniższy opis przedstawia elementy kalkulacji przychodu regulowanego zgodnie z dokumentem „Taryfy OSD na rok 2010”.

WRA/RAB	Metoda, obowiązująca od 2010 r., przewiduje, iż oszacowanie początkowego WRA będącego podstawą do dalszych kalkulacji nastąpi na podstawie metody utraconych przychodów, tj. na podstawie ustalenia wartości straty, jaką poniósłby OSD, gdyby pozbawiony został aktywów sieciowych. Przyjęto, iż wartość początkowa WRA zostanie określona na dzień 31 grudnia 2008 r. i będzie przyjęta jako mniejsza z dwóch wartości wyznaczonych dla każdej ze spółek przez niezależne podmioty na podstawie metod: kosztu zastąpienia (RC) oraz wartości ekonomicznej (EV). Wyznaczona początkowa wartość WRA ma być uaktualniana corocznie, począwszy od 2010 r., zgodnie z nową metodą obowiązującą od 2010 r.
Koszty zakupu usług przesyłowych	Koszty zakupu usług przesyłowych obejmują koszty związane ze świadczeniem usług przesyłowych wynikające z taryfy PSE-Operator.
Opłaty tranzytowe	Opłaty za usługi dystrybucyjne świadczone pomiędzy OSD na tym samym poziomie napięć znamionowych (poziom opłat tranzytowych jest określany zgodnie z wzorem podanym w Rozporządzeniu Taryfowym Dotyczącym Energii Elektrycznej).
Różnica bilansowa	Uzasadniona wysokość strat energii elektrycznej w sieci spółki dystrybucyjnej została wyznaczona w oparciu o model porównawczy analizy efektywności różnicy bilansowej. Uzasadniony koszt zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej będzie ustalany na podstawie wielkości fizycznej wynikającej z modelu (przesłanej indywidualnie do OSD w formie odrębnego załącznika) i średniej ceny zakupu energii elektrycznej w wysokości 170,0 zł/MWh.
Podatek	W przychodach przedsiębiorstw sektora dystrybucji na 2010 r. zostały uwzględnione koszty podatku od nieruchomości związanego z majątkiem sieciowym w wysokości planowanej przez przedsiębiorstwa, w tym podatku od budynków stacyjnych (liczonego od powierzchni użytkowej) oraz podatku od gruntów pod stacjami i urządzeniami sieciowymi (liczonego od powierzchni całkowitej).
Amortyzacja	$A_{2010} = A_{(2008/2009)} + r_A * (I_{2009} + I_{2010}) / 2$ gdzie: A_{2010} – amortyzacja roku taryfowego, $A_{(2008/2009)}$ – suma amortyzacji z II półrocza 2008 r. oraz I półrocza 2009 r., wykazanej w arkuszach sprawozdawczych DTA – (1A), r_A – stopa amortyzacji – średnio 4%, I_{2009} – nakłady inwestycyjne netto planowane na 2009 r., określone na podstawie nakładów inwestycyjnych brutto oraz planowanych przychodów z tytułu opłat za przyłączenie, I_{2010} – nakłady inwestycyjne netto planowane na 2010 r. określone na podstawie nakładów inwestycyjnych brutto oraz planowanych przychodów z tytułu opłat za przyłączenie.
Koszty operacyjne	Koszty operacyjne (bez amortyzacji i podatków) na trzyletni okres regulacji rozpoczynający się 1 stycznia 2008 r. zostały wyznaczone w wyniku zastosowania modelu porównawczego efektywności kosztów operacyjnych, przyjętych zmiennych oraz poziomów efektywności wynoszących 1%, 8% lub 15% dla poszczególnych spółek.

Zgodnie z nową metodą ustalania wartości regulacyjnej aktywów i zwrotu z zaangażowanego kapitału określoną w dokumencie „Taryfy OSD na rok 2010”, zwrot z zaangażowanego kapitału na rok taryfowy 2010 oraz kolejne lata jest obliczany zgodnie z następującą formułą:

$$Z_t = \min \left\{ \begin{array}{l} WRA_t * WACC_t \\ Z(BO)_t + Z(I)_t \end{array} \right\}$$

gdzie:

- (i) Z_t oznacza zwrot z zaangażowanego kapitału uwzględniany w taryfie na rok t;
- (ii) WRA_t oznacza wartość regulacyjną aktywów według stanu na początek roku t;

- (iii) $WACC_t$ oznacza średnioważony koszt kapitału ustalony na rok t ;
- (iv) $Z(BO)_t$ oznacza zwrot z zaangażowanego kapitału wynikający z wynagradzania majątku istniejącego na dzień 31 grudnia 2008 r., obliczany zgodnie ze wzorem:

$$Z(BO)_t = Z(BO)_{t-1} + 1,5\% * PR(BO)_{t-1}$$

gdzie:

$PR(BO)_{t-1}$ oznacza przychód regulowany na rok $t-1$ skorygowany o zwrot i amortyzację od inwestycji realizowanych po 31 grudnia 2008 r.

Przychód regulowany na 2009 r. obliczany jest zgodnie z następującym wzorem:

$$PR(BO)_{2009} = PR_{2009} - AI_{2009}$$

Natomiast przychód regulowany skorygowany o zwrot i amortyzację od inwestycji realizowanych po 31 grudnia 2008 r. dla kolejnych lat będzie obliczany zgodnie ze wzorem następującym:

$$PR(BO)_{t-1} = PR_{t-1} - Z(I)_{t-1} - AI_{t-1}$$

gdzie:

PR_{t-1} oznacza przychód regulowany na rok $t-1$ wynikający z pierwszego zatwierdzonego na dany rok wniosku taryfowego (bez uwzględnienia ewentualnych korekt w ciągu roku $t-1$).

- (v) $Z(I)_t$ oznacza zwrot z zaangażowanego kapitału wynikający z wynagradzania nowych inwestycji realizowanych po dniu 31 grudnia 2008 r., obliczany zgodnie ze wzorem:

$$Z(I)_t = \left(\sum_{j=2009}^{t-1} I_j - \sum_{j=2009}^{t-1} OP_j - \sum_{j=2009}^{t-1} AI_j - \sum_{j=2009}^{t-2} \Delta I_j \right) * WACC_t$$

gdzie:

I_j oznacza wysokość nakładów inwestycyjnych uwzględnionych przez Prezesa URE w kalkulacji taryfy na rok j ;

OP_j oznacza opłaty przyłączeniowe (w rozumieniu wpływów gotówkowych) uwzględnione przez Prezesa URE w kalkulacji taryfy na rok j ;

ΔI_j oznacza różnicę w nakładach inwestycyjnych I oraz opłatach przyłączeniowych OP ;

AI_j oznacza wysokość amortyzacji inwestycji realizowanych po dniu 31 grudnia 2008 r. Wartość ta dla roku 2009 jest obliczana zgodnie z następującym wzorem:

$$AI_{2009} = \frac{I_{2009}}{2} * rA_{2009}$$

Natomiast dla kolejnych lat wartość ta będzie obliczana zgodnie ze wzorem następującym:

$$AI_t = AI_{t-1} + \frac{I_{t-1} + I_t}{2} * rA_t$$

gdzie:

rA_t oznacza średnią stawkę amortyzacji dla nowych nakładów inwestycyjnych uwzględnioną przez Prezesa URE w kalkulacji taryf OSD na rok t .

Stosowanie powyższego sposobu obliczania zwrotu z zaangażowanego kapitału oznacza, iż wartość zwrotu z początkowego WRA oszacowanego na dzień 31 grudnia 2008 r. będzie rosła rocznie maksymalnie o 1,5% przychodu regulowanego, wynikającego z zaakceptowanej w poprzednim roku taryfy dla danego OSD (bez uwzględnienia przyrostu zwrotu z zaangażowanego kapitału z tytułu inwestycji realizowanych po dniu 31 grudnia 2008 r.).

Po osiągnięciu pełnego zwrotu z zaangażowanego kapitału, powyżej opisana formuła zostanie zastąpiona następującym sposobem obliczania zwrotu z zaangażowanego kapitału:

$$Z_t = WRA_t * WACC_t$$

Z uwagi na fakt, iż w 2010 r. dla wszystkich OSD wartość $WRA_t * WACC_t$ jest większa od wartości $Z(BO)_t + Z(I)_t$, zwrot z zaangażowanego kapitału dla taryf na 2010 r. jest obliczany zgodnie z następującymi wzorami:

$$Z_{2010} = Z(BO)_{2010} + Z(I)_{2010}$$

gdzie:

- (i) Z_{2010} oznacza zwrot z zaangażowanego kapitału uwzględniany w taryfie na 2010 r.;
- (ii) $Z(BO)_{2010}$ oznacza zwrot z zaangażowanego kapitału wynikający z wynagradzania majątku istniejącego na dzień 31 grudnia 2008 r., obliczany zgodnie ze wzorem:

$$Z(BO)_{2010} = Z(BO)_{2009} + 1,5\% * PR(BO)_{2009}$$

gdzie:

$Z(BO)_{2009}$ oznacza zwrot z zaangażowanego kapitału uwzględniony w kalkulacji taryfy na 2009 r.;

$PR(BO)_{2009}$ oznacza przychód regulowany na 2009 r. skorygowany o zwrot i amortyzację od inwestycji realizowanych po 31 grudnia 2008 r., obliczony zgodnie ze wzorem:

$$PR(BO)_{2009} = PR_{2009} - AI_{2009}$$

gdzie:

PR_{2009} oznacza przychód regulowany na 2009 r. wynikający z pierwszego zatwierdzonego na dany rok wniosku taryfowego (bez uwzględniania podatku akcyzowego);

AI_{2009} oznacza wysokość amortyzacji inwestycji realizowanych po 31 grudnia 2008 r., obliczaną zgodnie ze wzorem:

$$AI_{2009} = \frac{I_{2009}}{2} * rA_{2009}$$

gdzie:

rA_{2009} oznacza średnią stawkę amortyzacji dla nowych nakładów inwestycyjnych uwzględnioną przez Prezesa URE w kalkulacji taryf OSD na 2009 r., w wysokości 3,3%.

- (iii) $Z(I)_{2010}$ oznacza zwrot z zaangażowanego kapitału wynikający z wynagradzania nowych inwestycji realizowanych po dniu 31 grudnia 2008 r., obliczany zgodnie ze wzorem:

$$Z(I)_{2010} = (I_{2009} - OP_{2009} - AI_{2009}) * WACC_{2010}$$

gdzie:

I_{2009} oznacza wysokość nakładów inwestycyjnych brutto uwzględnionych przez Prezesa URE w kalkulacji taryfy na 2009 r.;

OP_{2009} oznacza opłaty przyłączeniowe (w rozumieniu wpływów gotówkowych) uwzględnione przez Prezesa URE w kalkulacji taryfy na 2009 r.;

$WACC_{2010}$ oznacza średnioważony koszt kapitału ustalony na 2010 r., w wysokości 10,519%.

Podsumowując, zwrot z zaangażowanego kapitału dla taryf OSD na 2010 r. obliczany jest z wykorzystaniem następującej formuły:

$$Z_{2010} = Z(BO)_{2009} + 1,5\% * \left(PR_{2009} - \left(\frac{I_{2009}}{2} * rA_{2009} \right) \right) + \left(I_{2009} - OP_{2009} - \frac{I_{2009}}{2} * rA_{2009} \right) * WACC_{2010}$$

Informacje dotyczące zasad wyliczania WRA i zwrotu z zaangażowanego kapitału publikowane są corocznie w wytycznych Prezesa URE.

Opisane powyżej szczegółowe zasady ustalania stawek opłat za usługi dystrybucyjne, a w szczególności zasady dotyczące ustalania wartości regulacyjnej aktywów i zwrotu z zaangażowanego kapitału, wynikają w znacznej mierze z polityki regulacyjnej Prezesa URE, wyrażanej w wydawanych przez niego wytycznych, a nie bezpośrednio z przepisów prawa. W związku z powyższym nie ma pewności, czy zasady te nie ulegną w przyszłości zmianie w przypadku modyfikacji polityki regulacyjnej. W szczególności nie ma pewności co do tego, czy wynikająca z obecnych zasad ścieżka dochodzenia do uwzględnienia w opłatach za usługi dystrybucyjne pełnej rzeczywistej wartości aktywów zaangażowanych w działalność w zakresie dystrybucji energii elektrycznej zostanie rzeczywiście zrealizowana.

Przychód regulowany określony na podstawie powyższych elementów kształtowania taryfy jest rozkładany proporcjonalnie w stosunku do podziału rzeczywistych kosztów na poszczególne składniki opłat na podstawie planowanej struktury oraz wielkości dostaw energii elektrycznej. Stawki opłat za usługi dystrybucji energii elektrycznej kalkulowane są dla poszczególnych poziomów napięć sieci dystrybucyjnej jako stawki grupowe, natomiast struktura opłat oraz relacje pomiędzy stawkami na poszczególnych poziomach napięć i dla poszczególnych grup odbiorców ustalane są na podstawie analizy kosztów związanych z dystrybucją energii do danej grupy odbiorców. Kalkulacja w oparciu o koszty uzasadnione zakłada, że stawki opłat dystrybucyjnych są jednolite dla wszystkich miejsc dostarczania mocy i energii elektrycznej dla wszystkich grup odbiorców przyłączonych do sieci o danym poziomie napięcia w zakresie danej grupy taryfowej.

12.5.4 Cena energii elektrycznej w obrocie

Zgodnie z Rozporządzeniem Taryfowym Dotyczącym Energii Elektrycznej, taryfa w zakresie obrotu energią elektryczną powinna określać cenę energii elektrycznej oraz sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców. Taryfy w zakresie sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom w gospodarstwach domowych powinny opierać się na kosztach uzasadnionych zakupu energii elektrycznej na konkurencyjnym rynku oraz kosztach nabycia i umorzenia świadectw pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych (tzw. zielone certyfikaty) oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji (tzw. żółte i czerwone certyfikaty) (bądź też kosztów opłat zastępczych), a także uzasadnionych kosztach własnych prowadzenia działalności w zakresie obrotu energią elektryczną. Przy obliczaniu cen energii dla odbiorców zużywających energię na potrzeby gospodarstw domowych należy uwzględnić marżę na poziomie zatwierdzonym przez Prezesa URE. Poniższa tabela przedstawia elementy kalkulacji ceny.

Marża	W taryfach dla odbiorców zużywających energię na potrzeby gospodarstw domowych marża jest uwzględniana na poziomie ustalonym przez Prezesa URE. W taryfach dla pozostałych odbiorców marża jest ustalana przez przedsiębiorstwo energetyczne.
Koszty przeniesione	Na koszty przeniesione składają się koszty: (i) nabycia energii elektrycznej; (ii) nabycia i umorzenia świadectw pochodzenia ze źródeł odnawialnych lub koszty poniesionej opłaty zastępczej; (iii) nabycia i umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji lub koszty poniesionej opłaty zastępczej; oraz (iv) koszty bilansowania energii elektrycznej na rynku bilansującym.
Koszty własne	Koszty własne przedsiębiorstwa energetycznego w związku z prowadzeniem działalności w zakresie obrotu energią elektryczną.
Koszty podatku akcyzowego	Koszty podatku akcyzowego w związku ze sprzedażą energii elektrycznej nabywcy końcowemu w rozumieniu Ustawy o Podatku Akcyzowym.

12.5.5 Taryfy dotyczące ciepła

Zasady kształtowania taryf dla ciepła określone są w Rozporządzeniu Taryfowym Dotyczącym Ciepła. Przedsiębiorstwo energetyczne opracowuje taryfę w sposób zapewniający:

- (i) pokrycie kosztów uzasadnionych w zakresie określonym w art. 45 Prawa Energetycznego oraz kosztów ponoszonych odpowiednio w zakresie określonym w Rozporządzeniu Dotyczącym Świadectw Pochodzenia z OZE;
- (ii) eliminowanie subsydiowania skrośnego.

W szczególności:

- (i) taryfa wytwórcy ciepła zawiera: ceny za zamówioną moc cieplną, ceny ciepła, ceny nośnika ciepła – wody dostarczonej do napełniania sieci ciepłowniczych i instalacji odbiorczych oraz do uzupełnienia ubytków wody poza źródłem ciepła lub niezwróconych skroplin;
- (ii) taryfa przedsiębiorstwa ciepłowniczego (czyli przedsiębiorstwa zajmującego się wytwarzaniem ciepła w eksploatowanych przez ten podmiot źródłach ciepła, przesyłaniem i dystrybucją oraz sprzedażą ciepła wytworzonego w tych źródłach lub zakupionego od innego przedsiębiorstwa energetycznego) zawiera: ceny za zamówioną moc cieplną, ceny ciepła, ceny nośnika ciepła – wody

- dostarczonej do napełniania i uzupełniania jej ubytków w instalacjach odbiorczych lub niezwróconych skroplin, stawki opłat stałych za usługi przesyłowe, stawki opłat zmiennych za usługi przesyłowe;
- (iii) taryfa dystrybutora ciepła (czyli przedsiębiorstwa zajmującego się przesyłem i dystrybucją ciepła) zawiera: stawki opłat stałych za usługi przesyłowe, stawki opłat zmiennych za usługi przesyłowe;
 - (iv) w przypadku, gdy przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w pkt (ii) i (iii), zakupuje ciepło od innych przedsiębiorstw energetycznych, taryfa tego przedsiębiorstwa określa sposób stosowania cen i stawek opłat ustalonych w taryfach przedsiębiorstw, od których ciepło zostało zakupione;
 - (v) taryfa przedsiębiorstwa obrotu ciepłem zawiera stawki opłat za obsługę odbiorców oraz określa warunki stosowania cen i stawek opłat ustalonych w taryfach innych przedsiębiorstw energetycznych;
 - (vi) taryfa przedsiębiorstwa zajmującego się przesyłaniem i dystrybucją ciepła zawiera ponadto stawki opłat za przyłączenie do sieci, kalkulowane w odniesieniu do jednostki długości przyłącza na podstawie jednej czwartej średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę przyłączy, określonych w planie rozwoju, o którym mowa w art. 16 ust. 1 Prawa Energetycznego.

Ceny i stawki opłat dla pierwszego roku stosowania taryfy ustala się na podstawie planowanych na pierwszy rok:

- (i) uzasadnionych rocznych kosztów wykonywania działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w ciepło;
- (ii) uzasadnionych rocznych kosztów modernizacji i rozwoju oraz kosztów realizacji inwestycji z zakresu ochrony środowiska;
- (iii) uzasadnionego zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność, o której mowa w pkt (i) i (ii).

Suma uzasadnionych rocznych kosztów oraz uzasadnionego zwrotu z kapitału stanowi uzasadniony planowany przychód przedsiębiorstwa energetycznego ze sprzedaży ciepła będący podstawą kalkulacji cen i stawek opłat ustalanych w taryfie.

W okresie stosowania taryfy nie krótszym niż dwa lata ceny i stawki opłat ustalone dla pierwszego roku jej stosowania mogą być dostosowywane przez przedsiębiorstwo energetyczne do zmieniających się warunków wykonywania działalności gospodarczej, przy czym może to nastąpić nie wcześniej niż po upływie 12 miesięcy od ich wprowadzenia jako obowiązujących i nie częściej niż co 12 miesięcy. Nowa cena lub stawka opłaty obliczona zostaje w oparciu o średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w poprzednim roku kalendarzowym określony w komunikacie Prezesa GUS ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej Monitor Polski, pomniejszony o współczynnik korekcyjny ustalany dla danego rodzaju działalności gospodarczej wykonywanej przez przedsiębiorstwo energetyczne w zakresie zaopatrzenia w ciepło, określający projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania tego przedsiębiorstwa oraz zmianę warunków wykonywania przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej w następnym roku w stosunku do poprzedniego roku stosowania taryfy.

12.6 Niezależność operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych – unbundling

Zgodnie z Prawem Europejskim i Prawem Energetycznym operator systemu przesyłowego i operator systemu dystrybucyjnego będący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo (tzn. przedsiębiorstwa lub grupy przedsiębiorstw, które zaangażowane są w działalność w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, jak również w działalność w zakresie wytwarzania lub sprzedaży energii elektrycznej) powinni pozostawać pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależni od innych działalności niezwiązanych z przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej (tzw. *unbundling* funkcjonalny i prawny). Oznacza to, iż operatorzy systemu przesyłowego i dystrybucyjnego muszą być oddzielnymi podmiotami prawnymi niez zaangażowanymi w działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej oraz obrotu nią. Podmioty te muszą mieć zapewnioną niezależność podejmowania decyzji w zakresie prowadzonej działalności w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej. W szczególności osoby odpowiedzialne za zarządzanie OSP lub OSD nie mogą uczestniczyć w strukturach zarządzania przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo ani być odpowiedzialne za bieżącą działalność inną niż wynikająca z zadań operatorów.

Zgodnie z Prawem Europejskim Państwa Członkowskie zostały zobowiązane do wprowadzenia w życie przepisów niezbędnych do wykonania Dyrektywy 2003/54/WE najpóźniej do dnia 1 lipca 2004 r., z możliwością odroczenia wykonania przepisów Dyrektywy 2003/54/WE dotyczących rozdziału operatorów systemów dystrybucyjnych do dnia 1 lipca 2007 r. Zgodnie z tymi wymaganiami w Polsce z dniem 1 lipca 2004 r. operatorem systemu przesyłowego została wyznaczona spółka PSE-Operator. Natomiast jeżeli chodzi o wydzielenie OSD, Polska skorzystała z możliwości odroczenia stosowania odpowiednich przepisów do dnia 1 lipca 2007 r. Od dnia 1 lipca 2007 r. OSD w Polsce działają w spółkach niez zaangażowanych w wytwarzanie lub sprzedaż energii elektrycznej.

Operator systemu przesyłowego i operatorzy systemów dystrybucyjnych są zobowiązani do opracowania programów określających przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników danego systemu, w tym szczegółowe obowiązki pracowników wynikające z tych programów (tzw. programów zgodności), a także sporządzenia corocznych sprawozdań z ich wykonania.

Wchodząca w skład trzeciego pakietu energetycznego Dyrektywa 2009/72/WE, której przepisy w większości powinny zostać implementowane do dnia 3 marca 2011 r., wprowadza dodatkowe wymagania dotyczące niezależności operatorów systemów przesyłowych. Zgodnie z nowymi przepisami, własność sieci przesyłowej będzie musiała (i) zostać wydzielona z przedsiębiorstwa pionowo zintegrowanego albo (ii) działalność przesyłowa prowadzona z wykorzystaniem sieci wchodzącej w skład przedsiębiorstwa pionowo zintegrowanego

będzie musiała zostać powierzona niezależnemu operatorowi systemu (*independent system operator*), albo (iii) będzie musiała odpowiadać wymogom postawionym niezależnemu operatorowi przesyłowemu (*independent transmission operator*). W Polsce zgodnie z wymogami Prawa Energetycznego OSP jest jednoosobową spółką Skarbu Państwa w związku z czym nie jest częścią przedsiębiorstwa pionowo zintegrowanego. Ponadto zgodnie z Nowelizacją Prawa Energetycznego, uprawnienia Skarbu Państwa w odniesieniu do operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego wykonuje Minister Gospodarki, podczas gdy w odniesieniu do spółek zależnych od Skarbu Państwa zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej lub obrotem nią uprawnienia takie wykonuje nadal Minister Skarbu Państwa.

12.7 Zasady wyznaczania OSP i OSD

Regulacja procedury wyznaczania operatora systemu zgodnie z przepisami obowiązującymi przed Nowelizacją Prawa Energetycznego uznawana była za zbyt ogólną. Nieuregulowane pozostawały w szczególności następujące sytuacje:

- (i) zaniechanie złożenia wniosku przez właściciela sieci;
- (ii) odmowa wyznaczania operatora przez Prezesa URE;
- (iii) brak trybu wyznaczania operatora przez Prezesa URE z urzędu.

Stosownie do znowelizowanych z dniem 11 marca 2010 r. przepisów Prawa Energetycznego, operatorem systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego może być:

- (i) właściciel sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej posiadający koncesję na wykonywanie działalności gospodarczej z wykorzystaniem tej sieci;
- (ii) przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej, z którym właściciel sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej zawarł umowę powierzającą temu przedsiębiorstwu pełnienie obowiązków operatora z wykorzystaniem sieci będących jego własnością.

Na terytorium Polski wyznacza się tylko jednego operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego albo jednego operatora systemu połączonego elektroenergetycznego.

Powierzenie pełnienia obowiązków operatora systemu dystrybucyjnego podmiotowi, który nie jest właścicielem sieci, może dotyczyć wykonywania działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej, jeżeli liczba odbiorców przyłączonych do sieci elektroenergetycznej przedsiębiorstwa energetycznego, będącego właścicielem tej sieci, jest nie większa niż sto tysięcy.

Tym samym, przy wyższej niż określona liczbie odbiorców tylko właściciel sieci dystrybucyjnej może być jej operatorem.

Właściciel sieci dystrybucyjnej występuje z wnioskiem do Prezesa URE o wyznaczenie operatora dystrybucyjnego, w terminie 30 dni od dnia:

- (i) doręczenia decyzji Prezesa URE o udzieleniu temu właścicielowi koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej z wykorzystaniem sieci, albo
- (ii) w którym właściciel zawarł umowę o powierzenie wykonywania obowiązków operatora z przedsiębiorstwem energetycznym posiadającym koncesję na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji w odniesieniu do sieci będących jego własnością.

Prezes URE odmawia wyznaczenia operatorem systemu przedsiębiorstwa energetycznego określonego we wniosku właściciela sieci, jeżeli przedsiębiorstwo to nie dysponuje odpowiednimi środkami ekonomicznymi lub technicznymi lub nie gwarantuje skutecznego zarządzania systemem, lub nie spełnia warunków i kryteriów niezależności operatora.

Prezes URE z urzędu wyznacza operatorem systemu dystrybucyjnego przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na dystrybucję paliw gazowych albo energii elektrycznej w przypadku gdy:

- (i) właściciel sieci nie złożył wniosku o wyznaczenie operatora systemu gazowego lub operatora systemu elektroenergetycznego, który wykonywałby działalność gospodarczą, korzystając z jego sieci;
- (ii) Prezes URE odmówił wyznaczenia operatora, który wykonywałby działalność gospodarczą, korzystając z sieci określonej we wniosku.

Wydając powyższą decyzję Prezes URE określa obszar, instalacje lub sieci, na których operator będzie wykonywał działalność gospodarczą. Właściciel sieci jest zobowiązany udostępnić wyznaczonemu operatorowi informacje i dokumenty niezbędne do realizacji zadań operatora oraz współdziałać z tym operatorem.

Właściciel sieci podlega karze pieniężnej, jeżeli:

- (i) z nieuzasadnionych powodów nie występuje z wnioskiem o wyznaczenie operatora oraz nie dopełnia warunków określonych w decyzji wyznaczającej operatora wydanej z urzędu;
- (ii) nie przestrzega warunków i kryteriów niezależności operatora systemu;
- (iii) nie zapewnia wyznaczonemu dla swojej sieci operatorowi systemu spełnienia warunków i kryteriów niezależności.

12.8 Obowiązek opracowywania przez operatorów instrukcji ruchu i eksploatacji sieci

Operator systemu przesyłowego i operator systemu dystrybucyjnego są obowiązani do opracowania odpowiednio instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej lub instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej.

Operator systemu zobowiązany jest do poinformowania (w formie pisemnej lub w inny przyjęty sposób) użytkowników systemu o publicznym dostępie do projektu instrukcji lub jej zmian oraz o możliwości zgłaszania uwag, określając miejsce i termin ich zgłaszania, nie krótszy niż 14 dni od dnia udostępnienia projektu instrukcji lub jej zmian.

Instrukcje opracowywane dla sieci gazowych, jak również sieci elektroenergetycznych określają szczegółowe warunki korzystania z tych sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci. Przepisy Prawa Energetycznego wskazują minimalną wymaganą treść instrukcji.

Operator systemu dystrybucyjnego uwzględni w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej wymagania określone w opracowanej przez operatora systemu przesyłowego instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej.

Instrukcja opracowywana przez operatora systemu przesyłowego powinna także zawierać wyodrębnioną część dotyczącą bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi.

Od 11 marca 2010 r. operator systemu przesyłowego jest zobowiązany przedłożyć Prezesowi URE do zatwierdzenia, w drodze decyzji, całą instrukcję wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia, a nie jak dotychczas tę część instrukcji, która dotyczy jedynie bilansowania systemu przesyłowego i zarządzania ograniczeniami systemowymi. Operator zamieszcza te dokumenty na swojej stronie internetowej.

Operator systemu dystrybucyjnego, w terminie 60 dni od dnia ogłoszenia zatwierdzonej instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej przedkłada Prezesowi URE do zatwierdzenia, w drodze decyzji, instrukcję wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia. Operator zamieszcza te dokumenty na swojej stronie internetowej.

Prezes URE ogłasza w Biuletynie URE, na koszt właściwego operatora systemu, zatwierdzoną instrukcję.

Stosownie do znowelizowanych przepisów Prawa Energetycznego, obowiązkiem opracowania instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej oraz instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej został objęty operator systemu połączonego, do którego stosuje się odpowiednio przepisy dotyczące opracowania instrukcji przez operatora systemu przesyłowego i operatora systemu dystrybucyjnego.

Nowelizacja Prawa Energetycznego przewiduje również, iż użytkownicy systemu, w tym odbiorcy, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci operatora systemu gazowego lub systemu elektroenergetycznego, lub korzystający z usług świadczonych przez tego operatora, są obowiązani stosować się do instrukcji zatwierdzonej przez Prezesa URE i ogłoszonej w Biuletynie URE. Instrukcja ta stanowi część umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej lub umowy kompleksowej.

12.9 Uprawnienia operatorów systemów elektroenergetycznych w zakresie dysponowania jednostkami wytwórczymi

Stosownie do Nowelizacji Prawa Energetycznego, jednostkę wytwórczą stanowi wyodrębniony zespół urządzeń należący do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii i wyprowadzania mocy.

Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego w zakresie systemu przesyłowego, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników tych systemów oraz uwzględniając wymogi ochrony środowiska, jest odpowiedzialny w szczególności za bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej poprzez zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i odpowiedniej zdolności przesyłowej w sieci przesyłowej elektroenergetycznej.

W sytuacji wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego podejmuje w szczególności następujące działania: (i) wydaje wytwórcy polecenia uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej, (ii) dokonuje zakupów interwencyjnych mocy lub energii elektrycznej, (iii) wydaje właściwemu operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego polecenia uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci jednostki wytwórczej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej na obszarze jego działania, która nie jest jednostką wytwórczą centralnie dysponowaną, (iv) wydaje właściwemu operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego polecenia zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze jego działania lub przerwania zasilania niezbędnej liczby odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na tym obszarze, (v) po wyczerpaniu wszystkich możliwych działań zmierzających do pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną wydaje odbiorcom końcowym, przyłączonym bezpośrednio do sieci przesyłowej, polecenia zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej lub odłączenia od sieci urządzeń i instalacji należących do tych odbiorców, zgodnie z planem wprowadzania ograniczeń oraz (vi) dokonuje zmniejszenia wielkości zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej.

W okresie wykonywania powyższych działań użytkownicy systemu, w tym odbiorcy energii elektrycznej, są obowiązani stosować się do poleceń operatora systemu elektroenergetycznego, o ile wykonanie tych poleceń nie stwarza bezpośredniego zagrożenia życia lub zdrowia osób.

12.10 Uprawnienia OSP w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego

W przypadku zagrożenia:

- (i) bezpieczeństwa energetycznego Polski polegającego na długookresowym braku równowagi na rynku paliwowo-energetycznym;
- (ii) bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej;
- (iii) bezpieczeństwa osób;
- (iv) wystąpieniem znacznych strat materialnych – na terytorium Polski lub jego części,

mogą być wprowadzone na czas oznaczony ograniczenia w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła.

W przypadku wystąpienia powyższych zagrożeń, Rada Ministrów, na wniosek Ministra Gospodarki, w drodze rozporządzenia, może wprowadzić na czas oznaczony, na części lub całości terytorium Polski, ograniczenia w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej i ciepła.

Ograniczenia w sprzedaży paliw stałych polegają na sprzedaży tych paliw na podstawie wydanych odbiorcom upoważnień do zakupu określonej ilości paliw.

Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła polegają na:

- (i) ograniczeniu maksymalnego poboru mocy elektrycznej oraz dobowego poboru energii elektrycznej;
- (ii) zmniejszeniu lub przerwaniu dostaw ciepła.

Stosownie do Nowelizacji Prawa Energetycznego, w przypadku powstania zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego:

- (i) podejmuje we współpracy z użytkownikami systemu, w tym z odbiorcami energii elektrycznej, wszelkie możliwe działania przy wykorzystaniu dostępnych środków mających na celu usunięcie tego zagrożenia i zapobieżenie jego negatywnym skutkom;
- (ii) może wprowadzić ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na części lub całości terytorium Polski do czasu wejścia w życie przepisów rozporządzenia wprowadzającego ograniczenia w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej i ciepła, lecz nie dłużej niż na okres 72 godzin.

Operator niezwłocznie powiadamia Ministra Gospodarki oraz Prezesa URE o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, podjętych działaniach i środkach w celu usunięcia tego zagrożenia i zapobieżenia jego negatywnym skutkom oraz zgłasza konieczność wprowadzenia ograniczeń.

W terminie 60 dni od dnia zniesienia ograniczeń operator przedkłada Ministrowi Gospodarki i Prezesowi URE raport zawierający ustalenia dotyczące przyczyn powstałego zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, zasadności podjętych działań i zastosowanych środków w celu jego usunięcia, staranności i dbałości operatorów systemu elektroenergetycznego oraz użytkowników systemu, w tym odbiorców energii elektrycznej, o zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Operator, który w następstwie okoliczności, za które ponosi odpowiedzialność, wprowadził ograniczenia lub dopuścił się niedbalstwa przy dokonywaniu oceny zasadności wprowadzenia tych ograniczeń, odpowiada za szkody powstałe u użytkowników KSE, w tym odbiorców energii elektrycznej przyłączonych do sieci na terytorium Polski objętym ograniczeniami, w wyniku zastosowania środków i działań, w szczególności z powodu przerw lub ograniczeń w dostarczaniu energii elektrycznej.

Operator odpowiada za szkody powstałe w wyniku wprowadzonych ograniczeń wyłącznie w granicach szkody rzeczywistej poniesionej przez użytkowników systemu elektroenergetycznego, w tym odbiorców energii elektrycznej, w związku z uszkodzeniem, zniszczeniem lub utratą przez nich rzeczy ruchomej, lub uszkodzeniem albo zniszczeniem nieruchomości.

Odpowiedzialność operatora z tytułu szkód w stosunku do odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym została ograniczona do wysokości 5.000 zł.

Kwota całkowitej odpowiedzialności operatora, z tytułu szkód, uzależniona jest od liczby użytkowników systemu, których dotyczyły przerwy lub ograniczenia:

Liczba odbiorców	Całkowita kwota odpowiedzialności OSP
do 25.000	do 25.000.000 zł
od 25.001 do 100.000	do 75.000.000 zł
od 100.001 do 200.000	do 150.000.000 zł
od 200.001 do 1.000.000	do 200.000.000 zł
ponad 1.000.000	do 250.000.000 zł

12.11 Prawo swobodnego wyboru sprzedawcy i zasada third party access (TPA)

Prawo Energetyczne, zgodnie z wymaganiami Prawa Europejskiego, nadało od dnia 1 lipca 2007 r. wszystkim odbiorcom energii elektrycznej w kraju, łącznie z odbiorcami w gospodarstwach domowych, prawo swobodnego wyboru sprzedawcy energii elektrycznej. OSP i OSD są zobowiązani umożliwić wykonanie tego prawa poprzez udostępnienie usług przesyłania i dystrybucji wszystkim użytkownikom systemu (odbiorcom, wytwórcom i przedsiębiorstwom obrotu energią elektryczną) na zasadach przejrzystych i wolnych od dyskryminacji. W szczególności, zgodnie z Prawem Energetycznym przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej jest zobowiązane, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników systemu, umożliwić odbiorcy energii elektrycznej przyłączonemu do jego sieci zmianę sprzedawcy energii elektrycznej, na warunkach i w trybie określonym w przepisach.

12.12 Sprzedawca z urzędu

Wraz z przepisami dotyczącymi *unbundlingu* operatorów sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, Prawo Energetyczne wprowadziło instytucję sprzedawcy z urzędu, której celem jest uregulowanie sprzedaży energii elektrycznej dla odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych, którzy nie dokonali wyboru sprzedawcy. Zgodnie z Prawem Energetycznym sprzedawcą z urzędu jest przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na obrót energią elektryczną lub paliwami gazowymi, zobowiązane do świadczenia usług kompleksowych na rzecz odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, niekorzystających z prawa wyboru sprzedawcy i przyłączonych do sieci przedsiębiorstwa energetycznego wskazanego w koncesji sprzedawcy z urzędu. Świadczenie tzw. usługi kompleksowej polega na umożliwieniu sprzedaży energii elektrycznej i świadczenia usługi dystrybucyjnej na podstawie jednej umowy zawieranej przez sprzedawcę z odbiorcą. Umowa kompleksowa jest umową zawierającą postanowienia zarówno umowy sprzedaży energii elektrycznej, jak i umowy o świadczenie usługi dystrybucji lub przesyłania (przy czym świadczenia z zakresu sprzedaży i dystrybucji lub przesyłania energii elektrycznej są spełniane oddzielnie przez odpowiednio sprzedawcę i operatora systemu dystrybucyjnego lub przesyłowego).

Sprzedawcy z urzędu pełnią również inne obowiązki określone w Prawie Energetycznym, w szczególności są zobowiązani do odbioru energii wytworzonej ze źródeł odnawialnych.

Zgodnie z Prawem Energetycznym Prezes URE wyłania sprzedawców w drodze przetargu, a w razie, gdy takie postępowanie nie zakończy się wyłonieniem sprzedawcy, wyznacza z urzędu sprzedawcę w drodze decyzji administracyjnej na okres 12 miesięcy. Do dnia Prospektu taki przetarg nie został ogłoszony. W związku z tym, na podstawie przepisów przejściowych Prawa Energetycznego, obecnie rolę sprzedawcy z urzędu pełnią te przedsiębiorstwa energetyczne, które są przedsiębiorstwami energetycznymi posiadającymi koncesję na obrót energią elektryczną, a przed datą 1 lipca 2007 r. zajmowały się sprzedażą do odbiorców końcowych, bądź zostały utworzone w wyniku wydzielenia OSD i zajmują się sprzedażą energii elektrycznej do tych odbiorców końcowych, którzy nie skorzystali z prawa wyboru sprzedawcy.

12.13 Przyłączenie do sieci

Zgodnie z Prawem Energetycznym przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. W sytuacji, gdy nie istnieją techniczne lub ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci lub przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, jest ono obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić o odmowie zawarcia umowy Prezesa URE i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy.

Za przyłączenie do sieci przesyłowej oraz sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV i nie wyższym niż 110 kV, z wyłączeniem przyłączenia jednostek wytwórczych i sieci, pobiera się opłatę ustaloną na podstawie jednej czwartej rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia. Za przyłączenie do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV z wyłączeniem przyłączenia jednostek wytwórczych i sieci, pobiera się opłatę ustaloną w oparciu o stawki opłat zawarte w taryfie, kalkulowane na podstawie jednej czwartej średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków sieci służących do przyłączania tych podmiotów określonych w planie rozwoju. Za przyłączenie jednostek wytwórczych współpracujących z siecią oraz sieci przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej pobiera się opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia. W przypadku przyłączania odnawialnych źródeł energii o mocy elektrycznej zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW (do dnia 31 grudnia 2010 r. również o mocy wyższej niż 5 MW) oraz jednostek kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej poniżej 1 MW (do dnia 31 grudnia 2011 r. również o mocy nie wyższej niż 5 MW) pobiera się połowę opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów.

Od dnia 11 marca 2010 r., zgodnie z Prawem Energetycznym podmiot ubiegający się o przyłączenie źródła do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV zobowiązany jest do wniesienia zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci. Zaliczka obliczana jest w oparciu o kwotę 30 zł za każdy kilowat mocy przyłączeniowej określonej we wniosku o określenie warunków przyłączenia. Całkowita kwota zaliczki nie może przekroczyć wysokości przewidywanej opłaty za przyłączenie do sieci, jak również nie może być wyższa niż 3 mln zł. W przypadku, gdy wysokość zaliczki przekroczy wysokość opłaty za przyłączenie do sieci, różnica między wysokością wniesionej zaliczki a wysokością tej opłaty podlega zwrotowi wraz z ustawowymi odsetkami liczonymi od dnia wniesienia zaliczki. Zaliczkę wnosi się w ciągu siedmiu dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia.

Do wniosku o określenie warunków przyłączenia podmiot ubiegający się o przyłączenie źródła energii elektrycznej dołącza w szczególności wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego albo, w przypadku braku takiego planu, decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu dla nieruchomości określonej we wniosku, jeżeli jest ona wymagana na podstawie przepisów o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. Wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego lub decyzja o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu powinny potwierdzać dopuszczalność lokalizacji danego źródła energii na terenie objętym planowaną inwestycją, która jest objęta wnioskiem o określenie warunków przyłączenia.

W przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV sporządza się ekspertyzę wpływu tych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, z wyjątkiem przyłączanych jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, lub urządzeń odbiorcy końcowego o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej zapewnia sporządzenie ekspertyzy. Koszty wykonania ekspertyzy uwzględnia się odpowiednio w rzeczywistych nakładach poniesionych na realizację przyłączenia.

Warunki przyłączenia powinny zostać wydane w terminie:

- (i) 30 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, a w przypadku przyłączania źródła – od dnia wniesienia zaliczki;
- (ii) 150 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, a w przypadku przyłączania źródła – od dnia wniesienia zaliczki.

Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia. Zgodnie z Prawem Energetycznym w okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie przedsiębiorstwa energetycznego do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

W przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne:

- (i) odmówi wydania warunków przyłączenia lub zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie z powodu braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia jest obowiązane niezwłocznie zwrócić pobraną zaliczkę;
- (ii) wyda warunki przyłączenia po terminie określonym w ustawie jest obowiązane do wypłaty odsetek od wniesionej zaliczki liczonych za każdy dzień zwłoki w wydaniu tych warunków;
- (iii) wyda warunki przyłączenia, które będą przedmiotem sporu między przedsiębiorstwem energetycznym a podmiotem ubiegającym się o ich wydanie i spór zostanie rozstrzygnięty na korzyść tego podmiotu jest obowiązane zwrócić pobraną zaliczkę wraz z odsetkami liczonymi od dnia wniesienia zaliczki do dnia jej zwrotu, o ile nie nastąpi przyłączenie.

Stopę odsetek przyjmuje się w wysokości równej rentowności pięcioletnich obligacji skarbowych emitowanych na najbliższy dzień poprzedzający dzień 30 czerwca roku, w którym złożono wniosek o wydanie warunków przyłączenia według danych opublikowanych przez ministra właściwego do spraw finansów publicznych oraz GUS.

Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej jest obowiązane sporządzać informacje dotyczące:

- (i) podmiotów (ich siedziby lub miejsca zamieszkania) ubiegających się o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lokalizacji przyłączy, mocy przyłączeniowej, dat wydania warunków przyłączenia, zawarcia umów o przyłączenie do sieci i rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej,
- (ii) wielkości dostępnej mocy przyłączeniowej dla stacji elektroenergetycznych lub ich grup, wchodzących w skład sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV, a także planowanych zmianach tych wielkości w okresie następnych 5 lat, od dnia publikacji tych danych – z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych. Informacje te przedsiębiorstwo aktualizuje co najmniej raz w miesiącu i zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia w swojej siedzibie do publicznego wglądu.

12.14 Obowiązek utrzymywania zapasów paliw

Zgodnie z Prawem Energetycznym przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła jest obowiązane utrzymywać zapasy paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej lub ciepła do odbiorców. Niewypełnienie powyższego obowiązku zagrożone jest karą pieniężną nakładaną przez Prezesa URE, której wysokość nie może przekroczyć 15% osiągniętego w poprzednim roku podatkowym przychodu przedsiębiorcy (przychodu z działalności koncesjonowanej). Prezes URE może ponadto nałożyć karę pieniężną na kierownika przedsiębiorstwa energetycznego, które nie przestrzega obowiązku utrzymywania zapasów paliw, z tym że kara ta może być wymierzona w kwocie nie większej niż 300% jego miesięcznego wynagrodzenia.

Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 12 lutego 2003 r. w sprawie zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych (Dz.U. z 2003 r. Nr 39, poz. 338) przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła obowiązane jest utrzymywać zapasy paliw w postaci węgla kamiennego, węgla brunatnego oraz oleju opałowego, w ilości odpowiadającej co najmniej:

- (i) dla węgla kamiennego – (i) trzydobowemu, (ii) dwudziestodobowemu lub (iii) trzydziestodobowemu zużyciu, w zależności np. od sposobu transportowania węgla z kopalni, odległości składowiska zapasów węgla kamiennego od miejsca wytwarzania energii oraz od wydobywających go kopalń, okresu, na jaki zawarta jest umowa dostawy węgla, oraz istnienia po stronie dostawcy zobowiązania do gromadzenia i utrzymywania zapasów na składowisku dostępnym w każdym czasie na potrzeby tego przedsiębiorstwa w odpowiedniej ilości;
- (ii) dla węgla brunatnego oraz dla olejów opałowych – dwudziestodobowemu zużyciu.

Nowelizacja Prawa Energetycznego przewiduje możliwość obniżenia ilości zapasów paliw poniżej wielkości określonych w ww. rozporządzeniu w sprawie zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych. Stosownie do zmienionego art. 10 Prawa Energetycznego przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej może obniżyć ilość zapasów paliw poniżej wielkości określonych w ww. rozporządzeniu w sprawie zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych, jeżeli jest to niezbędne do zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej lub ciepła, w przypadku:

- (i) wytworzenia, na polecenie właściwego operatora systemu elektroenergetycznego, energii elektrycznej w ilości wyższej od średniej ilości energii elektrycznej wytworzonej w analogicznym okresie w ostatnich trzech latach, lub
- (ii) nieprzewidzianego istotnego zwiększenia produkcji energii elektrycznej lub ciepła, lub
- (iii) wystąpienia, z przyczyn niezależnych od przedsiębiorstwa energetycznego, nieprzewidzianych, istotnych ograniczeń w dostawach paliw zużywanych do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła.

W takim przypadku wytwórca energii jest obowiązany do uzupełnienia zapasów paliw do określonych wielkości w terminie nie dłuższym niż dwa miesiące od ostatniego dnia miesiąca, w którym rozpoczęto ich obniżanie.

W przypadku, gdy uzupełnienie zapasów paliw, z przyczyn niezależnych od przedsiębiorstwa energetycznego, nie jest możliwe w powyższym terminie, Prezes URE na pisemny wniosek przedsiębiorstwa energetycznego, może, w drodze decyzji, wskazać dłuższy termin ich uzupełnienia, biorąc pod uwagę zapewnienie ciągłości dostaw energii elektrycznej lub ciepła do odbiorców. Termin ten nie może być jednak dłuższy niż cztery miesiące od ostatniego dnia miesiąca, w którym rozpoczęto obniżanie zapasów paliw.

Wniosek przedsiębiorstwo energetyczne składa nie później niż na 30 dni przed upływem dwóch miesięcy od ostatniego dnia miesiąca, w którym rozpoczęto obniżanie zapasów paliwa. Wniosek zawiera szczegółowe uzasadnienie i harmonogram uzupełnienia zapasów.

Przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane informować:

- (i) operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu połączonego elektroenergetycznego o zużyciu i stanie zapasów paliw zużywanych do wytwarzania energii elektrycznej w źródłach przyłączonych do sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV; informacja ta jest przekazywana wraz z informacją o stanie urządzeń wytwórczych;
- (ii) Prezesa URE o obniżeniu ilości zapasów paliw poniżej określonych wielkości oraz o sposobie i terminie ich uzupełnienia wraz z uzasadnieniem.

Informację skierowaną do Prezesa URE przedsiębiorstwo energetyczne przekazuje w formie pisemnej najpóźniej w trzecim dniu od dnia, w którym rozpoczęto obniżanie ilości zapasów paliw poniżej określonych wielkości.

Przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane umożliwiać przeprowadzenie kontroli w zakresie:

- (i) zgodności wielkości zapasów paliw z określonymi wielkościami;
- (ii) uzupełnienia zapasów paliw we właściwym terminie;
- (iii) obniżenia zapasów paliw poniżej określonych wielkości, w przypadkach wskazanych w ustawie.

12.15 Rozwiązanie Kontraktów Długoterminowych (KDT)

KDT były umowami zawartymi w latach 1994–1998 pomiędzy przedsiębiorstwami wytwarzającymi energię elektryczną (elektrowniami i elektrociepłowniami) a Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi S.A. Określano w nich m.in. wielkość sprzedaży energii i mocy, wysokość ceny oraz okres odbioru energii przez PSE. Zgodnie z warunkami odpowiednich KDT ostatnie z nich miały wygasać w 2027 r.

Celem programu KDT było uzyskanie przez wytwórców energii elektrycznej możliwości zabezpieczenia (poprzez cesję wynikających z KDT przyszłych wierzytelności wytwórców w stosunku do PSE o zapłatę należności za dostarczaną energię elektryczną) spłaty finansowania udzielanego przez instytucje finansowe w związku z inwestycjami, które miały służyć modernizacji istniejących lub budowie nowych jednostek wytwórczych, a także wprowadzeniu ekologicznych technologii wytwarzania energii elektrycznej.

Według danych ARE, od daty wprowadzenia KDT do dnia ich rozwiązania, tj. do 1 kwietnia 2008 r., KDT były zabezpieczeniem dla inwestycji o wartości około 30 mld zł. Ogólna wartość kredytów zaciągniętych przez wytwórców energii elektrycznej na realizację inwestycji w moce wytwórcze, liczona w cenach bieżących, według danych ARE osiągnęła około 20 mld zł.

Na początku bieżącego stulecia KDT zaczęły być postrzegane przez rząd polski oraz Prezesa URE jako bariera w tworzeniu konkurencyjnego rynku energii elektrycznej ze względu na to, iż KDT obejmowały większość energii elektrycznej wytwarzanej w kraju i istotnie ograniczały płynność rynku hurtowego energii elektrycznej. Co więcej, po przystąpieniu Polski do Unii Europejskiej Komisja Europejska sformułowała

stanowisko, że KDT stanowią niedozwoloną pomoc publiczną na rzecz wytwórców będących ich stronami. W tej sytuacji polski rząd przystąpił do opracowania programu rozwiązania KDT, zgodnie z którym rozwiązanie KDT połączone byłoby z wypłatą na rzecz wytwórców rekompensat z tytułu tzw. kosztów osieroconych, tzn. nakładów inwestycyjnych poniesionych przez wytwórcę przed liberalizacją rynku, których wytwórca nie jest w stanie odzyskać z przychodów uzyskiwanych ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym. Projekt Ustawy o Rozwiązaniu KDT został notyfikowany Komisji Europejskiej jako potencjalny program pomocy publicznej. Wraz z postępowaniem w sprawie notyfikowanego programu rozwiązania KDT, Komisja Europejska wszczęła również przeciwko Polsce równoległe postępowanie w sprawie samych KDT jako niedozwolonej pomocy publicznej. Oba postępowania zakończyły się wydaniem przez Komisję Europejską decyzji z dnia 25 września 2007 r., w której KDT zostały uznane za niedozwoloną pomoc publiczną, natomiast program rozwiązania KDT na podstawie Ustawy o Rozwiązaniu KDT został uznany za pomoc publiczną zgodną z prawem.

Ustawa o Rozwiązaniu KDT objęła dwunastu wytwórców, którzy byli stronami KDT na dzień uchwalenia Ustawy o Rozwiązaniu KDT. Zgodnie z Ustawą o Rozwiązaniu KDT, rozwiązanie KDT było dobrowolne i miało odbywać się poprzez zawarcie pomiędzy wytwórcą a PSE umowy rozwiązującej, której istotne elementy zostały określone w Ustawie o Rozwiązaniu KDT. Umowy rozwiązujące mogły być zawarte nie później niż do dnia 1 stycznia 2008 r. Umowy zawarte po upływie tego terminu nie stanowią umów rozwiązujących w rozumieniu Ustawy o Rozwiązaniu KDT i nie stanowią podstawy do otrzymania przez wytwórcę środków na pokrycie kosztów osieroconych. PKE zawarło z PSE umowę rozwiązującą KDT, których PKE było stroną, w ustawowym terminie. Zgodnie z Ustawą o Rozwiązaniu KDT, KDT w stosunku do których zawarto w terminie umowę rozwiązującą, ulegały rozwiązaniu z dniem 1 kwietnia 2008 r. Od tego dnia wytwórcy objęci Ustawą o Rozwiązaniu KDT, którzy zawarli umowę rozwiązującą, mają prawo otrzymywać rekompensatę na pokrycie kosztów osieroconych.

Ustawa o Rozwiązaniu KDT definiuje koszty osierocone jako wydatki wytwórcy wynikające z nakładów poniesionych przez niego do dnia 1 maja 2004 r. na majątek związany z wytwarzaniem energii elektrycznej, niepokryte przychodami uzyskanymi ze sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych na rynku konkurencyjnym po przedterminowym rozwiązaniu KDT. Łączna suma środków przekazanych wytwórcy na pokrycie kosztów osieroconych, zdyskontowanych na dzień 1 stycznia 2007 r., nie może przekroczyć ustalonej dla tego wytwórcy maksymalnej wysokości tych kosztów, określonej w załączniku nr 2 do Ustawy o Rozwiązaniu KDT, w cenach stałych na dzień 1 stycznia 2007 r. W przypadku wytwórców wykorzystujących gaz ziemny do wytwarzania energii elektrycznej, łączna kwota środków przekazanych wytwórcy z tytułu kosztów zużycia odebranego gazu ziemnego i kosztów nieodebranego gazu ziemnego, zdyskontowanych na dzień 1 stycznia 2007 r. nie może przekroczyć ustalonej dla tego wytwórcy maksymalnej wysokości tych kosztów określonej w załączniku nr 2 do Ustawy o Rozwiązaniu KDT, w cenach stałych na dzień 1 stycznia 2007 r.

Maksymalne wysokości kosztów osieroconych dla poszczególnych wytwórców (na dzień 1 stycznia 2007 r.) wynoszą:

Lp.	Nazwa wytwórcy	Maksymalna wysokość kosztów osieroconych (w tys. zł)	Maksymalna wysokość kosztów, o których mowa w art. 44 ⁽¹⁾ Ustawy o Rozwiązaniu KDT (w tys. zł)
1.	Grupa kapitałowa PGE GiE S.A., w tym:	4.536.851	
	<i>Elektrownia Opole</i>	1.965.700	
	<i>Elektrownia Turów</i>	2.571.151	
2.	PKE	1.479.745	
3.	Elektrownia Kozienice S.A.	623.612	
4.	ZEDO S.A.	633.496	
5.	Grupa kapitałowa ZE PAK S.A., w tym:	1.377.880	
	<i>Elektrownia Pątnów II Sp. z o.o.</i>	1.377.880	
6.	Elektrociepłownia Kraków S.A.	0	
7.	EC Rzeszów S.A.	297.415	124.395
8.	Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o.	777.535	340.655
9.	EC Lublin-Wrotków S.A.	425.263	191.480
10.	Elektrociepłownia Chorzów ELCHO S.A.	888.581	
11.	Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.	464.297	313.477
12.	EC Gorzów S.A.	72.755	35.273
	Razem	11.577.430	1.005.280

Źródło: Załącznik nr 2 do Ustawy o Rozwiązaniu KDT

⁽¹⁾ Kosztów poniesionych przez wytwórców wykorzystujących gaz ziemny do wytwarzania energii elektrycznej z tytułu zużycia odebranego gazu ziemnego i nieodebranego gazu ziemnego.

Podmiotem administrującym procesem wypłacania środków na pokrycie kosztów osieroconych jest spółka specjalnie powołana do tego celu – Zarządca Rozliczeń S.A. Zarządca Rozliczeń S.A. wypłaca wytwórcy zaliczki na poczet tych kosztów na dany rok kalendarzowy oraz ewentualne dodatnie korekty rekompensat. Zaliczki wypłaca się w czterech równych ratach w danym roku, w terminie do piątego dnia miesiąca następującego po upływie kwartału, za który ma być wypłacana. W celu otrzymania zaliczki wytwórca, w terminie do dnia

31 sierpnia roku poprzedzającego rok, w którym ma być wypłacana zaliczka, składa Prezesowi URE wniosek o wypłatę zaliczki w następnym roku kalendarzowym. Wniosek ten zawiera m.in. wysokość wnioskowanej kwoty zaliczki oraz oświadczenie o wyborze jednego z dwóch sposobów dokonania korekty kosztów osieroconych. Do dnia 31 lipca każdego roku kalendarzowego Prezes URE ustala dla danego wytwórcy wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych za poprzedni rok kalendarzowy w oparciu o ustaloną przez Prezesa URE rzeczywistą wartość kosztów osieroconych danego wytwórcy w poprzednim roku kalendarzowym.

Dodatkowo, do dnia 31 sierpnia roku następującego po zakończeniu okresu korygowania, Prezes URE ustala dla danego wytwórcy wysokość korekty końcowej kosztów osieroconych. Okresem korygowania jest okres ustalony dla danego wytwórcy, od dnia rozwiązania jego KDT, na podstawie umowy rozwiązującej do dnia, w którym kontrakt ten wygasłby zgodnie z jego warunkami, a jeżeli wytwórca jest stroną więcej niż jednego KDT lub jeżeli wytwórca wchodzi w skład grupy kapitałowej, do dnia, w którym wygasłby KDT o najdłuższym okresie obowiązywania, którego stroną jest dany wytwórca lub inny wytwórca wchodzący w skład tej samej grupy kapitałowej. W żadnym przypadku okres korygowania nie może być dłuższy niż do dnia 31 grudnia 2025 r.

Ustawa o Rozwiązaniu KDT zawiera szczegółowe zasady dokonywania korekt. W przypadku, gdy wartość korekty jest (i) dodatnia – Zarządca Rozliczeń S.A. wypłaca wytwórcy kwotę korekty, (ii) ujemna – wytwórca zwraca Zarządcy Rozliczeń S.A. kwotę korekty.

Wtwórca, któremu w okresie korygowania wygasła koncesja na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i nie wystąpił o przedłużenie jej ważności w trybie określonym w Prawie Energetycznym albo cofnięto mu koncesję na wykonywanie tej działalności (i) nie otrzymuje środków na pokrycie kosztów osieroconych oraz (ii) jest obowiązany niezwłocznie zwrócić otrzymane wcześniej środki.

W przypadku, gdy (i) wielkość sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórcę w danym roku kalendarzowym jest mniejsza o ponad 20% od wielkości sprzedaży tej energii w roku poprzednim, lub (ii) koszty związane z wytwarzaniem energii elektrycznej poniesione przez wytwórcę w danym roku kalendarzowym są wyższe o ponad 20% od średnich kosztów innych przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej na terytorium Polski, o zbliżonych parametrach technicznych wytwarzania tej energii, w tym samym roku kalendarzowym, lub (iii) średnia cena sprzedawanej energii elektrycznej przez wytwórcę w danym roku kalendarzowym jest niższa o ponad 5% od średniej ceny rynkowej liczonej dla przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej na terytorium Polski, o zbliżonych parametrach technicznych wytwarzania energii, w tym samym roku kalendarzowym – Prezes URE występuje do tego wytwórcy o przedstawienie pisemnych wyjaśnień w tym zakresie. Jeżeli Prezes URE na podstawie pisemnych wyjaśnień przedstawionych przez wytwórcę stwierdzi, że różnice nie były spowodowane okolicznościami, za które wytwórca nie ponosi odpowiedzialności, niezwłocznie zawiadamia o tym pisemnie wytwórcę, a w najbliższej korekcie, jeżeli jej wartość jest: (i) dodatnia – pomniejsza należną do wypłaty wytwórcy kwotę tej korekty, albo (ii) ujemna lub równa zero – powiększa należną do zapłaty przez wytwórcę kwotę tej korekty, w obu przypadkach o kwotę do 25% kwoty kosztów osieroconych określonych w załączniku nr 3 do Ustawy o Rozwiązaniu KDT dla roku, którego dotyczyły te różnice, uwzględniając stopień zaniżenia wartości wyniku finansowego netto z działalności operacyjnej oraz rodzaj i wielkość ujemnych następstw dla tego wytwórcy.

Środki wypłacane na pokrycie kosztów osieroconych są pozyskiwane poprzez opłaty pobierane, za pośrednictwem OSP oraz operatorów systemów dystrybucyjnych, od odbiorców końcowych energii elektrycznej.

Ustawa o Rozwiązaniu KDT przewiduje też, że bez zgody właściwych organów przedsiębiorstwu energetycznemu uczestniczącemu w systemie rozwiązania KDT nie może być udzielona pomoc publiczna na działania naprawcze lub restrukturyzującą w okresie korygowania i przez okres 10 lat następujących po zakończeniu tego okresu.

12.16 Obowiązek publicznej sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców

Zgodnie z Nowelizacją Prawa Energetycznego od dnia 9 sierpnia 2010 r. będzie obowiązywał nowy art. 49a Prawa Energetycznego, zgodnie z którym wytwórcy energii elektrycznej w Polsce zobowiązani są do sprzedaży nie mniej niż 15% energii elektrycznej wytworzonej w danym roku na giełdach towarowych w rozumieniu Ustawy o Giełdach Towarowych lub na rynku regulowanym w rozumieniu Ustawy o Obrocie, przy czym wytwórcy energii elektrycznej uprawnieni do otrzymywania rekompensat na pokrycie kosztów osieroconych na podstawie Ustawy o Rozwiązaniu KDT są zobowiązani do sprzedaży pozostałych 85% wytworzonej energii elektrycznej w sposób zapewniający publiczny, równy dostęp do tej energii, to znaczy w drodze otwartego przetargu, na internetowej platformie handlowej na rynku regulowanym w rozumieniu Ustawy o Obrocie lub na giełdach towarowych w rozumieniu Ustawy o Giełdach Towarowych. Nie jest jasne, jakiego rodzaju platformy obrotu będą objęte kategorią „*rynku regulowanego w rozumieniu ustawy z dnia 29 lipca 2005 o obrocie instrumentami finansowanymi*” oraz czy fraza „*internetowa platforma handlowa na rynku regulowanym w rozumieniu ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi*” w istocie odnosi się do jednej czy też do dwóch odrębnych platform sprzedaży energii elektrycznej. Szczegółowe zasady sposobu i trybu organizowania przez wytwórców przetargów oraz sprzedaży energii elektrycznej na internetowej platformie handlowej określać będzie rozporządzenie Ministra Gospodarki. Na dzień Prospektu rozporządzenie takie nie zostało wydane. Zgodnie z art. 49a Prawa Energetycznego, Prezes URE będzie kontrolować wykonanie przez wytwórców obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej, kontrolować sposób oraz tryb organizacji przez wytwórców przetargu oraz jego przeprowadzenie pod kątem zgodności z przepisami prawa. Prezes URE będzie miał prawo unieważnić przetarg, jeżeli stwierdzi, że został przeprowadzony niezgodnie z przepisami, przy czym art. 49a Prawa Energetycznego nie określa szczegółów procedury wydawania decyzji o unieważnieniu przetargu, ani w szczególności nie mówi, czy przetarg może zostać unieważniony po zawarciu w wyniku rozstrzygnięcia przetargu umowy sprzedaży energii elektrycznej, a jeżeli tak, to jaki byłby w takiej sytuacji wpływ unieważnienia przetargu na zawartą umowę sprzedaży energii

elektrycznej. Art. 49a Prawa Energetycznego przewiduje szereg wyjątków od powyższego obowiązku, nie dotyczy on m.in. energii elektrycznej wyprodukowanej w kogeneracji, energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii oraz energii wytworzonej w jednostce wytwórczej o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie wyższej niż 50 MW. Obowiązek sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców w sposób określony w art. 49a Prawa Energetycznego dotyczy energii elektrycznej niesprzedanej do dnia wejścia w życie Nowelizacji Prawa Energetycznego, przy czym przepis nie definiuje energii niesprzedanej.

12.17 Nadzór właścicielski Ministra Gospodarki

Zgodnie z Prawem Energetycznym operator systemu przesyłowego działa w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa. Na mocy ustawy z dnia 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej (Dz.U. z 2007 r. Nr 65, poz. 437, z późn. zm.) organem sprawującym nadzór nad mieniem Skarbu Państwa jest Minister Skarbu Państwa z wyjątkiem spraw, które na mocy odrębnych przepisów przypisane są innemu działom.

Jednak stosownie do Nowelizacji Prawa Energetycznego, od 11 marca 2010 r. uprawnienia Skarbu Państwa w stosunku do operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego zostały przekazane Ministrowi Gospodarki.

12.18 Trzeci pakiet legislacyjny

W 2009 r. został przyjęty przez Parlament Europejski i Radę trzeci pakiet legislacyjny dotyczący rynku energii elektrycznej i gazu. Na podstawie postanowień dyrektyw oraz rozporządzeń składających się na trzeci pakiet legislacyjny Państwa Członkowskie zostały zobowiązane do dostosowania krajowego porządku prawnego do szeregu nowych rozwiązań. Przepisy trzeciego pakietu energetycznego powinny zostać implementowane i zasadniczo będą stosowane od dnia 3 marca 2011 r.

W szczególności Państwa Członkowskie będą miały możliwość wyboru spośród trzech wariantów rozdzielenia działalności sieciowej od wytwórczej i obrotowej. Wśród przewidzianych w trzecim pakiecie legislacyjnym modeli właścicielskich znajdują się model rozdziału właścicielskiego, niezależnego operatora systemu oraz niezależnego operatora przesyłowego.

Pakiet zawiera również regulacje dotyczące zapobieganiu przejmowania kontroli nad systemami przesyłowymi Państw Członkowskich przez podmioty spoza Unii Europejskiej. Krajowy regulator zostanie wyposażony w kompetencje do odmowy udzielenia koncesji przesyłowej dla podmiotów niespełniających warunków rozdziału działalności sieciowej od handlowej. Dodatkowo krajowy regulator będzie mógł odmówić wydania koncesji, gdy wejście na rynek podmiotu spoza Unii Europejskiej będzie mogło zagrozić bezpieczeństwu dostaw na terenie całej wspólnoty albo danego Państwa Członkowskiego.

Trzeci pakiet legislacyjny zawiera również wiele instrumentów wzmacniających pozycję odbiorców energii elektrycznej i gazu ziemnego. Regulacje pakietu mają zapewnić m.in. możliwość bezpłatnej zmiany sprzedawcy w ciągu 3 tygodni, szeroki dostęp konsumenta do informacji dotyczących zużycia energii, prawo do niezależnego rozpatrywania skarg i sporów na drodze pozasądowej.

Powołana zostanie również Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki. Głównym zadaniem ww. Agencji będzie opracowywanie wytycznych, na podstawie których sporządzane będą kodeksy sieciowe określające procedury postępowania w sytuacjach zakłóceń na rynku energii elektrycznej albo gazu ziemnego.

Trzeci pakiet legislacyjny przewiduje również zwiększenie niezależności krajowych organów regulacyjnych. Każde z Państw Członkowskich będzie musiało zapewnić bezstronność i transparentność decyzji podejmowanych przez regulatora.

Na trzeci pakiet legislacyjny składają się poniższe akty prawne:

- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 713/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki;
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003;
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005;
- Dyrektywa 2009/72/WE;
- Dyrektywa 2009/73/WE.

12.19 Energia ze źródeł odnawialnych

Przepisy Prawa Energetycznego, zgodnie z wymogami Prawa Europejskiego, zawierają mechanizmy wsparcia dla energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych. Mechanizmy te polegają na (i) promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w OZE poprzez wydawanie świadectw pochodzenia dla takiej energii, tzw. zielonych certyfikatów, przy równoczesnym zobowiązaniu podmiotów sprzedających energię elektryczną do odbiorców końcowych do umorzenia określonej ilości świadectw pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych lub uiszczenia opłaty zastępczej oraz (ii) zobowiązaniu sprzedawców z urzędu do nabywania w całości oferowanej im energii elektrycznej z OZE przyłączonych do sieci elektroenergetycznej na obszarze działania danego sprzedawcy z urzędu, po określonej przepisami cenie. Ponadto, przedsiębiorstwa

energetyczne zajmujące się obrotem ciepłem są zobowiązane w określonym zakresie do zakupu oferowanego im ciepła wytwarzanego w OZE przyłączonych do sieci na terytorium Polski, w ilości nie większej niż zapotrzebowanie odbiorców przyłączonych do sieci, do której przyłączone jest również dane OZE. Dodatkowo, OZE o mocy elektrycznej nie większej niż 5 MW (a do końca 2010 r. także te o większej mocy) korzystają z preferencyjnych zasad obliczania opłaty za przyłączenie do sieci.

Mechanizm promowania oparty o tzw. zielone certyfikaty jest realizowany w ten sposób, że Prawo Energetyczne nakłada na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub obrotem nią i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym, przyłączonym do sieci na terytorium Polski, obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia ze źródeł odnawialnych albo uiszczenia opłaty zastępczej. Od 9 sierpnia 2010 r. powyższym obowiązkiem zostaną objęci również (i) odbiorcy końcowi będący członkami giełdy towarowej w rozumieniu Ustawy o Giełdach Towarowych, w odniesieniu do transakcji zawieranych we własnym imieniu na giełdzie towarowej, oraz (ii) towarowy dom maklerski lub dom maklerski, w odniesieniu do transakcji realizowanych na zlecenie odbiorców końcowych na giełdzie towarowej. Zakres tego obowiązku został określony w Rozporządzeniu Dotyczącym Świadectw Pochodzenia z OZE. Zgodnie z tym rozporządzeniem, obowiązek uzyskania i przedstawienia Prezesowi URE do umorzenia świadectw pochodzenia albo uiszczenia opłaty zastępczej uznaje się za spełniony, jeżeli za dany rok kalendarzowy udział ilościowy sumy energii elektrycznej wynikającej ze świadectw pochodzenia, które przedsiębiorstwo energetyczne przedstawiło do umorzenia lub z uiszczonej przez przedsiębiorstwo energetyczne opłaty zastępczej, w wykonanej całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej przez to przedsiębiorstwo odbiorcom końcowym, wynosi nie mniej niż:

Udział ilościowy (%)	Rok
7,0	2008
8,7	2009
10,4	2010
10,4	2011
10,4	2012
10,9	2013
11,4	2014
11,9	2015
12,4	2016
12,9	2017

Na dzień Prospektu udział sumy energii elektrycznej wynikającej ze świadectw pochodzenia lub z uiszczonej opłaty zastępczej w wykonanej całkowitej sprzedaży energii elektrycznej jest znany do 2017 r. Minister Gospodarki, wydając kolejne rozporządzenie w tej sprawie, zgodnie z Prawem Energetycznym, określi te udziały na kolejne 10 lat.

Świadectwo pochodzenia jest wydawane przez Prezesa URE na wniosek wytwórcy złożony za pośrednictwem operatora systemu elektroenergetycznego, na którego obszarze działania znajduje się odnawialne źródło energii. Prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia są zbywalne i są przedmiotem obrotu w ramach umów dwustronnych, na platformach obrotu oraz na Towarowej Giełdzie Energii S.A.

Opłata zastępcza jest obliczana jako iloczyn jednostkowej opłaty zastępczej oraz różnicy pomiędzy ilością energii elektrycznej, wyrażoną w MWh, wynikającą z obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia a ilością energii elektrycznej, wyrażoną w MWh, wynikającą ze świadectw pochodzenia, które przedsiębiorstwo energetyczne przedstawiło do umorzenia w danym roku. Kwota jednostkowej opłaty zastępczej podlega corocznej waloryzacji według średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z roku kalendarzowego poprzedzającego rok, dla którego oblicza się opłatę zastępczą i jest podawana przez Prezesa URE do końca pierwszego kwartału roku, w którym nowa wysokość jednostkowej opłaty zastępczej obowiązuje. Kwota jednostkowej opłaty zastępczej kształtowała się następująco:

Kwota jednostkowej opłaty zastępczej	Rok
248,46 zł	2008
258,89 zł	2009
267,95 zł	2010

Sprzedawca z urzędu jest obowiązany do zakupu całej oferowanej przez wytwórcę energii elektrycznej, wytworzonej w odnawialnych źródłach energii przyłączonych do sieci znajdujących się na obszarze działania sprzedawcy z urzędu. Sprzedawca z urzędu jest zobowiązany nabyć tę energię po średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku kalendarzowym. Cenę tę co roku ogłasza Prezes URE.

Cena sprzedaży energii elektrycznej z OZE obowiązująca dla sprzedawców z urzędu	Rok
128,80 zł/MWh	2008
155,44 zł/MWh	2009
197,21 zł/MWh	2010

Zgodnie z komunikatem Prezesa URE z dnia 25 października 2005 r., do czasu wyłonienia lub wyznaczenia sprzedawcy z urzędu obowiązek zakupu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii dotyczy źródeł przyłączonych do sieci, do której są przyłączeni odbiorcy energii elektrycznej, z którymi przedsiębiorstwo energetyczne ma obowiązek zawrzeć umowę sprzedaży albo którym ma obowiązek świadczyć usługę kompleksową.

W przypadku nieprzestrzegania przez wytwórcę lub sprzedawcę energii elektrycznej obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectwa pochodzenia ze źródeł odnawialnych albo uiszczenia opłaty zastępczej, podmiot taki podlega karze nie niższej niż iloczyn liczby 1,3 oraz różnicy pomiędzy należną a uiszczoną opłatą zastępczą.

W przypadku nieprzestrzegania przez sprzedawcę z urzędu obowiązku zakupu energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii sprzedawca z urzędu podlega karze nie niższej niż iloczyn średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku kalendarzowym, wyrażonej w zł za 1 MWh oraz różnicy pomiędzy ilością oferowanej do zakupu energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii, wyrażoną w MWh, a ilością zakupionej energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii w danym roku, wyrażoną w MWh.

Wysokość takich kar nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, a jeżeli kara pieniężna związana jest z działalnością prowadzoną na podstawie koncesji, wysokość kary nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, wynikającego z działalności koncesjonowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym.

Niezależnie od kar wskazanych powyżej, Prezes URE może nałożyć karę pieniężną na kierownika przedsiębiorstwa energetycznego w kwocie nie większej niż 300% jego miesięcznego wynagrodzenia.

Zgodnie z Nowelizacją Prawa Energetycznego, od stycznia 2011 r. wprowadzony zostanie również system wsparcia dla biogazu rolniczego oparty na zbywalnych świadectwach pochodzenia biogazu rolniczego wytworzonego w biogazowniach. System ten zostanie skorelowany z systemem świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w OZE.

Świadectwa pochodzenia biogazu będą stanowiły potwierdzenie wytworzenia biogazu rolniczego oraz wprowadzenia go do sieci dystrybucyjnej gazowej. Świadectwo takie wydawane będzie przez Prezesa URE na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się wytwarzaniem biogazu rolniczego, złożony za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego gazowego, na którego obszarze działania znajduje się instalacja wytwarzania biogazu rolniczego.

Działalność gospodarcza w zakresie wytwarzania biogazu rolniczego lub wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego stanowić będzie działalność regulowaną w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej (Dz.U. z 2007 r. Nr 155, poz. 1095, z późn. zm.) i wymagać będzie wpisu do rejestru przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem biogazu rolniczego prowadzonym przez Prezesa Agencji Rynku Rolnego.

W dniu 25 czerwca 2009 r. weszła w życie Dyrektywa 2009/28/WE. Prawodawstwo krajowe powinno zostać dostosowane do jej postanowień w terminie do 5 grudnia 2010 r.

Głównym założeniem Dyrektywy 2009/28/WE jest zobligowanie Państwa Członkowskiego do promowania, zachęcania i wspierania inwestycji i rozwoju na rynku odnawialnych źródeł energii. Dyrektywa również wymaga usprawnienia i ułatwienia procedur administracyjnych w odniesieniu do realizacji inwestycji w źródła energii odnawialnej.

Nowelizacja Prawa Energetycznego zakłada implementację jedynie Dyrektywy 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. dotyczącej działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych (Dz.U. UE L 2006 nr 33, str. 22) oraz uzupełnienia transpozycji Dyrektywy 2003/54/WE i Dyrektywy 2003/55/WE, natomiast nie obejmuje implementacji Dyrektywy 2009/28/WE. Tym samym, należy spodziewać się kolejnych istotnych zmian przepisów Prawa Energetycznego lub uchwalenia innych przepisów w odniesieniu do energii ze źródeł odnawialnych.

12.20 Energia wytwarzana w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (kogeneracja)

Prawo Energetyczne, zgodnie z wymaganiami Prawa Europejskiego, zawiera również mechanizmy wsparcia dla wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, tj. dla wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła ze sprawnością nie mniejszą niż określona w Prawie Energetycznym.

Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub obrotem nią i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci na terytorium Polski jest obowiązane uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesowi URE świadectwa pochodzenia z kogeneracji (tzw. żółte certyfikaty – dla jednostek opalanych gazem lub dla jednostek o łącznej mocy zainstalowanej poniżej 1 MW i tzw. czerwone certyfikaty – dla pozostałych jednostek kogeneracji), dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji znajdujących się na terytorium Polski, albo uiszczyć opłatę zastępczą. Od dnia 9 sierpnia 2010 r. systemem wsparcia zostają objęte również jednostki kogeneracji opalanej metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetworzenia biomasy (czyli tzw. fioletowe certyfikaty) w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz.U. z 2006 r. Nr 169, poz. 1199).

Obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectwa pochodzenia z kogeneracji albo uiszczenia opłaty zastępczej uznaje się za spełniony, jeżeli za dany rok kalendarzowy udział ilościowy sumy energii elektrycznej wynikającej z uzyskanych i umorzonych świadectw

pochodzenia z kogeneracji lub z uiszczonej opłaty zastępczej, w wykonanej całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej przez dane przedsiębiorstwo energetyczne odbiorcom końcowym, wynosi nie mniej niż:

Dla jednostek kogeneracji opalanych paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW:

2,7% w 2008 r.

2,9% w 2009 r.

3,1% w 2010 r.

3,3% w 2011 r.

3,5% w 2012 r.

Dla pozostałych jednostek kogeneracji:

19,0% w 2008 r.

20,6% w 2009 r.

21,3% w 2010 r.

22,2% w 2011 r.

23,2% w 2012 r.

Powyższe udziały określone są w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 26 września 2007 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia tych świadectw, uiszczania opłaty zastępczej i obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji (Dz.U. z 2007 r. Nr 185, poz. 1314).

Świadectwo pochodzenia z kogeneracji wydaje się oddzielnie dla (i) energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w jednostce kogeneracji o mocy zainstalowanej nie przekraczającej 1 MW lub opalanej gazem oraz dla (ii) energii elektrycznej innej niż wymieniona w punkcie (i) niniejszego akapitu. Świadectwo wydaje Prezes URE na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się wytwarzaniem energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, złożony za pośrednictwem operatora systemu elektroenergetycznego, na którego obszarze działania znajduje się jednostka kogeneracji określona we wniosku. Prawa majątkowe wynikające ze świadectwa pochodzenia są zbywalne i są przedmiotem obrotu w ramach umów dwustronnych, na platformach obrotu oraz na Towarowej Giełdzie Energii S.A.

Opłata zastępcza jest równa sumie: (i) iloczynu jednostkowej opłaty zastępczej (nie niższej niż 15% i nie wyższej niż 110% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym) oraz ilości energii elektrycznej równej różnicy pomiędzy ilością energii elektrycznej wynikającą z obowiązku nabycia (dla jednostek kogeneracji o mocy zainstalowanej nie przekraczającej 1 MW lub opalanych gazem) a ilością energii elektrycznej wynikającą ze świadectw pochodzenia z kogeneracji umorzonych przedsiębiorstwu energetycznemu w terminie; oraz (ii) iloczynu jednostkowej opłaty zastępczej (nie niższej niż 15% i nie wyższej niż 40% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym) i ilości energii elektrycznej równej różnicy pomiędzy ilością energii elektrycznej wynikającą z obowiązku nabycia (dla jednostek kogeneracji innych niż wymienione w punkcie (i) niniejszego akapitu) a ilością energii elektrycznej wynikającą ze świadectw pochodzenia z kogeneracji umorzonych przedsiębiorstwu energetycznemu w terminie.

W poszczególnych latach poziom jednostkowej opłaty zastępczej dla świadectw pochodzenia z kogeneracji energii skojarzonej wytworzonej w jednostkach małych lub opalanych gazem (Ozg) oraz dla świadectw pochodzenia energii wytworzonej w pozostałych jednostkach skojarzonych (Ozk) kształtuje się następująco:

Ozg	Ozk	Rok
117,00 zł/MWh	17,96 zł/MWh	2008
128,80 zł/MWh	19,32 zł/MWh	2009
128,80 zł/MWh	23,32 zł/MWh	2010

W przypadku nieprzestrzegania przez wytwórcę lub sprzedawcę energii elektrycznej obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectwa pochodzenia z kogeneracji albo uiszczenia opłaty zastępczej podmiot taki podlega karze nie niższej niż iloczyn liczby 1,3 oraz różnicy pomiędzy należną opłatą zastępczą a uiszczoną opłatą zastępczą.

Wysokość takiej kary pieniężnej nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, a jeżeli kara pieniężna związana jest z działalnością prowadzoną na podstawie koncesji, wysokość kary nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, wynikającego z działalności koncesjonowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym.

Ponadto, niezależnie od wskazanej wyżej kary, Prezes URE może nałożyć karę pieniężną na kierownika przedsiębiorstwa energetycznego w kwocie nie większej niż 300% jego miesięcznego wynagrodzenia.

12.21 Regulacje dotyczące ochrony klimatu, związane z emisjami CO₂ i innych substancji do atmosfery

12.21.1 Konwencja Klimatyczna oraz Protokół z Kioto

Podstawowe regulacje w zakresie ograniczania emisji gazów cieplarnianych określa Konwencja Klimatyczna (*United Nations Framework Convention on Climate Change*). Konwencja Klimatyczna jako konwencja ramowa nie zobowiązuje stron konwencji do ograniczania emisji gazów cieplarnianych. Strony Konwencji Klimatycznej przyjmowały kolejne instrumenty prawne celem podjęcia takich zobowiązań. Najistotniejszym z nich jest Protokół z Kioto. Kraje, które ratyfikowały Protokół z Kioto, podjęły indywidualne zobowiązania do redukcji emisji gazów cieplarnianych do 2012 r. Polska jest stroną Konwencji Klimatycznej oraz ratyfikowała Protokół z Kioto.

Protokół z Kioto wprowadził także tzw. mechanizmy elastyczne (*flexible mechanisms*), mające na celu ułatwić stronom Konwencji Klimatycznej osiągnięcie zakładanych celów redukcji gazów cieplarnianych przy wykorzystaniu mechanizmów rynkowych. Inwestycje w ramach mechanizmów elastycznych mają na celu zmniejszenie ilości gazów cieplarnianych w atmosferze poprzez ich redukcję, uniknięcie emisji lub działania pochłaniające gazy cieplarniane. Do mechanizmów tych zalicza się Mechanizm Czystego Rozwoju (CDM, *Clean Development Mechanism*) oraz mechanizm Wspólnych Wdrożeń (JI, *Joint Implementation*). W ramach CDM państwa (lub działające na ich terytorium podmioty prywatne), które zobowiązały się w ramach Protokołu z Kioto do wypełnienia zobowiązań redukcyjnych (państwa Aneksu I), mogą wdrożyć w państwach rozwijających się (państwa spoza Aneksu I) projekty inwestycyjne, skutkujące obniżeniem emisji gazów cieplarnianych do atmosfery. W wyniku realizacji projektu CDM uzyskuje się jednostki poświadczonej redukcji emisji (CER, *Certified Emissions Reductions*), które mogą być następnie przedmiotem obrotu. W ramach projektu JI państwa rozwinięte (państwa Aneksu I) lub działające na ich terytorium podmioty prywatne mogą wdrażać projekty inwestycyjne, skutkujące obniżeniem emisji gazów cieplarnianych do atmosfery również w państwach rozwiniętych (mechanizm pomiędzy państwami Aneksu I). W wyniku realizacji projektów JI uzyskuje się jednostki redukcji emisji (ERU, *Emission Reduction Units*), które mogą być przedmiotem obrotu.

12.21.2 System handlu uprawnieniami do emisji oraz pakiet energetyczno-klimatyczny

Celem wypełnienia zobowiązań redukcyjnych określonych w Protokole z Kioto w 2005 r. Unia Europejska ustanowiła system handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS, *European Union Greenhouse Gas Emission Trading Scheme*) oparty na modelu „cap-and-trade”. Zasady funkcjonowania tego systemu określa do końca 2012 r. Dyrektywa ETS, zaś od 2013 r. Dyrektywa ETS zmieniona Dyrektywą 2009/29/WE.

EU ETS pozwala na obrót uprawnieniami do emisji CO₂ (EUA, *European Union Allowances*). System EU ETS obejmuje m.in. instalacje do spalania paliw (elektrownie, elektrociepłownie, ciepłownie, kotłownie) o mocy całkowitej cieplnej przekraczającej 20 MW, z wyjątkiem instalacji spalania odpadów niebezpiecznych lub komunalnych. Operatorzy instalacji objętych systemem w celu wprowadzenia do powietrza CO₂ są obowiązani umorzyć do 30 kwietnia danego roku ilość EUA odpowiadającą ilości osiągniętej emisji w roku poprzednim. Uprawnienia do emisji CO₂ mogą być otrzymywane w drodze darmowych alokacji lub kupowane, a także – niewykorzystane – przenoszone na kolejne lata danego okresu rozliczeniowego.

Mechanizmy JI i CDM zostały w pewnym zakresie połączone ze wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji, co przejawia się przede wszystkim w możliwości włączania jednostek CER oraz ERU do tego systemu, na mocy Dyrektywy Łączącej (*Linking Directive*). Dyrektywa Łącząca przewiduje, że Państwa Członkowskie mogą zezwolić prowadzącym instalacje objęte wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji na wykorzystanie CER oraz ERU w ramach EU ETS. Polska skorzystała z tej możliwości. Na mocy Rozporządzenia Komisji WE nr 994/2008 z dnia 8 października 2008 r. w sprawie znormalizowanego i zabezpieczonego systemu rejestrów zgodnie z Dyrektywą ETS oraz decyzją nr 280/2004/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (Dz.U. UE L 271, str. 3) Wspólnotowy Rejestr Transakcji Unii Europejskiej i Państw Członkowskich (CITL, *Community Independent Transaction Log*) został zintegrowany z Międzynarodowym Rejestrem Transakcji Narodów Zjednoczonych (ITL, *International Transaction Log*). Zgodnie z obowiązującymi w Polsce regulacjami liczba jednostek CER i ERU, które prowadzący instalację może wykorzystać do rozliczenia rocznej emisji CO₂, wynosi 10% przydziału uprawnień EUA dla danej instalacji. Niewykorzystana w danym roku liczba jednostek CER i ERU może być wykorzystana do rozliczenia rocznej emisji w kolejnych latach okresu rozliczeniowego.

Z początkiem 2009 r. Unia Europejska podjęła szereg działań legislacyjnych określanych jako „pakiet energetyczno-klimatyczny”, na który składa się sześć aktów prawnych opublikowanych w Dz.U. UE L 2009 nr 140, tom 52.

Podstawowe cele pakietu energetyczno-klimatycznego, wyrażone zasadą „3x20”, obejmują do 2020 r.:

- (i) wzrost efektywności zużycia energii o 20%;
- (ii) zwiększenie udziału energii wytwarzanej w źródłach odnawialnych w bilansie energetycznym do 20% całkowitego końcowego zużycia energii w Unii Europejskiej; każdemu Państwu Członkowskiemu wyznaczono inny wiążący je cel, w przypadku Polski udział energii odnawialnej w końcowym zużyciu energii ma wynieść 15%;
- (iii) ograniczenie emisji CO₂ do atmosfery o 20% (jeżeli inne państwa uprzemysłowione, strony Konwencji Klimatycznej podejmą analogiczne zobowiązania, wówczas Unia Europejska zobowiąże się do redukcji w wysokości 30%).

Funkcjonowanie EU ETS w trzecim okresie rozliczeniowym, obejmującym lata 2013–2020 oraz wytyczne dotyczące jego funkcjonowania po tym okresie, określa Dyrektywa ETS zmieniona Dyrektywą 2009/29/WE. Na jej podstawie, począwszy od 2013 r., wytwórcy energii

elektrycznej będą zobowiązani pozyskiwać całość uprawnień do emisji CO₂ w drodze aukcji. Państwa Członkowskie, spełniające określone kryteria, jak w szczególności brak lub niedostateczne połączenie z systemem elektroenergetycznym zarządzanym przez UCTE (Unię ds. Koordynacji Przesyłu Energii Elektrycznej) lub uzależnienie od jednego paliwa kopalnego do produkcji energii elektrycznej połączone z niskim PKB na głowę jednego mieszkańca w 2006 r., będą miały możliwość czasowego odstąpienia od wymogu objęcia swoich wytwórców całkowitym systemem aukcji. W tym celu konieczne będzie przedłożenie Komisji Europejskiej planu modernizacji sektora energetycznego, inwestowania w czyste technologie oraz dywersyfikowania swojego koszyka energetycznego. W przypadku akceptacji Komisji, od 2013 r., działające elektrownie będą otrzymywały nieodpłatnie nie więcej niż 70% uprawnień do emisji (liczone w odniesieniu do średniego poziomu emisji z lat 2005–2007), podczas gdy pozostałe EUA będą musiały nabyć na aukcjach. W następnych latach proporcja uprawnień pozyskiwanych na aukcjach będzie wzrastać, tak aby do 2020 r. osiągnęła 100%. Darmowe uprawnienia do emisji przewidziane w trzecim okresie rozliczeniowym będą dostępne jedynie dla elektrowni działających w 2008 r. lub dla nowych elektrowni jedynie w przypadku tych jednostek wytwórczych, dla których proces inwestycyjny fizycznie wszczęto (*physically initiated*) nie później niż do końca 2008 r. Przydziały uprawnień dla prowadzących instalacje będą dokonywane w oparciu o przydział uprawnień w ramach zweryfikowanych emisji z lat 2005–2007 lub wskaźniki wydajności *ex ante* oparte na średniej ważonej poziomów emisji gazów cieplarnianych powstających w najmniej emisyjnych technologiach wytwarzania energii elektrycznej objętej EU ETS dla instalacji wykorzystujących różne paliwa. Ważenie może odzwierciedlać udziały przypadające na poszczególne paliwa wykorzystywane do wytwarzania energii elektrycznej w danym państwie członkowskim. Komisja Europejska może wydać wytyczne dotyczące metodologii przydziału nieodpłatnych uprawnień w celu zapewnienia, aby metodologia pozwalała uniknąć nieuzasadnionych zakłóceń konkurencji i minimalizowała negatywny wpływ na zachęty do zmniejszania emisji. Dodatkowo, w trzecim okresie rozliczeniowym zniesione będą KPRU w poszczególnych Państwach Członkowskich i od stycznia 2013 r. uprawnienia do emisji będą przyznawane w sposób scentralizowany. Państwa Członkowskie co roku zaś będą przedkładać Komisji Europejskiej sprawozdanie dotyczące inwestycji w zakresie poprawy infrastruktury i czystych technologii. Państwa Członkowskie powinny dokonać transpozycji przepisów Dyrektywy 2009/29/WE do dnia 31 grudnia 2012 r., jednakże do dnia 31 grudnia 2009 r. Państwa Członkowskie powinny były wprowadzić w życie przepisy prawa oraz instrumenty administracyjne niezbędne do wykonania przepisów dotyczących dostosowania liczby uprawnień w całej Wspólnocie (artykuł 9a zmienionej Dyrektywy ETS) oraz krajowych środków wykonawczych (artykuł 11 zmienionej Dyrektywy ETS).

12.21.3 Polskie regulacje dotyczące emisji CO₂ i innych substancji

W prawie polskim znalazły się regulacje wynikające przede wszystkim z prawa międzynarodowego oraz Prawa Europejskiego, dotyczące przede wszystkim mechanizmów przewidzianych przez Protokół z Kioto, jak i wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji.

W Ustawie o Systemie Zarządzania Emisjami określono kwestie związane z realizacją projektów JI oraz CDM, obrotu jednostkami CER i ERU, jak również jednostkami przyznanej emisji (AAU, *Assigned Amount Unit*), ustanowiono Krajowy System Zielonych Inwestycji (tzw. *Green Investment Scheme*) i powołano do życia Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami. Organ ten będzie prowadził krajową bazę danych dotyczących emisji gazów cieplarnianych i innych substancji oraz krajowy rejestr jednostek Kioto. Do jego zadań będzie należeć również m.in. sporządzanie raportów i prognoz dotyczących wielkości emisji gazów i innych substancji, a także prowadzenie wykazu projektów JI realizowanych na terytorium Polski.

Ustawa o Handlu Uprawnieniami do Emisji implementuje przepisy aktów Prawa Europejskiego, w szczególności Dyrektywę ETS. Ustawa ta określa zasady funkcjonowania systemu handlu uprawnieniami, na który składają się: (i) system wspólnotowy oraz (ii) system krajowy (obejmujący substancje niebędące gazami cieplarnianymi, a w szczególności SO₂, NO_x i pyły), który nie został jeszcze wdrożony.

Nadzór nad wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji sprawuje minister właściwy do spraw środowiska, natomiast administrowaniem systemem zajmuje się Krajowy Administrator Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji (KASHUE), organ wydzielony w ramach struktur Instytutu Ochrony Środowiska, wyznaczony do tej funkcji rozporządzeniem Ministra Środowiska. Rozdział nieodpłatnych uprawnień do emisji dla instalacji objętych systemem wspólnotowym został dokonany w KPRU I (dla okresu 2005–2007) i KPRU II (dla okresu 2008–2012). Punktem wyjścia do dokonywanych alokacji były historyczne poziomy emisji i uwarunkowania dotyczące surowców. KPRU dla systemu wspólnotowego powinien być przedkładany Komisji Europejskiej oraz Państwom Członkowskim Unii Europejskiej nie później niż na 18 miesięcy przed rozpoczęciem okresu rozliczeniowego, którego dotyczy plan. Po zaaprobowaniu przez Komisję Europejską, KPRU jest następnie uchwalany w formie rozporządzenia przez Radę Ministrów. Ustawa o Handlu Uprawnieniami do Emisji przewiduje przyznawanie uprawnień do emisji CO₂ na poszczególne okresy rozliczeniowe, odpowiadające okresom rozliczeniowym funkcjonującym w ramach EU ETS.

W pierwszym okresie rozliczeniowym, obejmującym lata 2005–2007, Polska otrzymała limit na emisję w wysokości 239,1 mln ton CO₂ rocznie. Na kolejny okres rozliczeniowy, obejmujący lata 2008–2012, Polska starała się o przyznanie limitu w wysokości 284,6 mln ton CO₂ rocznie. Decyzją Komisji Europejskiej obniżono przypadający Polsce średnioroczny limit nieodpłatnych uprawnień do emisji CO₂, do wysokości 208,5 mln ton rocznie. W dniu 1 lipca 2008 r. Rada Ministrów przyjęła rozporządzenie wprowadzające KPRU II dla wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji, uwzględniające zmiany w zakresie wskazanym przez Komisję Europejską. Zgodnie z obecnie obowiązującym KPRU II na elektrownie zawodowe przypada średnioroczny przydział 110,8 mln uprawnień do emisji CO₂, zaś na elektrociepłowne zawodowe średnioroczny przydział 25,4 mln uprawnień do emisji CO₂.

Na dzień Prospektu podział limitów uprawnień do emisji CO₂ na poszczególne sektory w Polsce przedstawia poniższa tabela:

Sektor	Przydział średnioroczny uprawnień Mg/CO ₂
Elektrownie zawodowe	110.791.200
Elektrociepłownie zawodowe	25.391.008
SUMA	136.182.208
Ciepłownie zawodowe	9.586.386
Przemysł rafineryjny	8.058.808
Przemysł koksowniczy	2.909.000
Hutnictwo żelaza i stali	11.007.651
Przemysł wapienniczy	1.809.981
Przemysł cementowy	10.849.456
Przemysł szklarski	1.854.935
Przemysł ceramiczny	713.064
Przemysł papierniczy	1.492.088
Przemysł cukrowniczy	1.349.992
Przemysł chemiczny	4.913.857
Sektor	Przydział średnioroczny uprawnień Mg/CO ₂
Przemysł produkcji materiałów drewnopochodnych	1.071.555
Elektrociepłownie przemysłowe	6.004.445
Przemysł pozostały	3.161.814
SUMA	64.783.032
Razem limit rozdzielony imiennie na instalacje uczestniczące w systemie handlu uprawnieniami	200.965.240
Rezerwa na nowe instalacje w systemie	7.400.054
Pula uprawnień przeznaczonych na realizację projektów JI	150.101
OGÓLNY PRZYDZIAŁ	208.515.395

Wspomniana wyżej decyzja Komisji Europejskiej ograniczająca liczbę przypadających Polsce nieodpłatnych przydziałów uprawnień do emisji CO₂ w drugim okresie rozliczeniowym została w dniu 28 maja 2007 r. zaskarżona przez polski rząd do Sądu Pierwszej Instancji (sprawa T-183/07). W dniu 9 listopada 2007 r. postanowieniem Prezesa Sądu Pierwszej Instancji oddalono wniosek polskiego rządu o zastosowanie środka tymczasowego mającego polegać na zawieszeniu decyzji Komisji Europejskiej. W dniu 23 września 2009 r. Sąd Pierwszej Instancji orzekł o nieważności zaskarżonej decyzji Komisji Europejskiej, stwierdzając między innymi przekroczenie przez Komisję Europejską przysługujących jej uprawnień, polegające na zastąpieniu metody analizy ekonomicznej i danych zawartych w KPRU II własną metodologią i uzyskanymi na jej podstawie danymi.

Od przedmiotowego wyroku Komisja Europejska wniosła odwołanie do Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej w dniu 3 grudnia 2009 r. Niezależnie od odwołania w dniu 11 grudnia 2009 r. Komisja Europejska wydała decyzję, w której ponownie odrzuciła złożony przez stronę polską krajowy plan rozdziału uprawnień do emisji CO₂. W punkcie 29 preambuły do tej decyzji Komisja Europejska wskazała, że Polska powinna zgłosić Komisji Europejskiej nowy krajowy plan rozdziału uprawnień do emisji CO₂ bez zbędnych opóźnień. W dniu 19 kwietnia 2010 r. Komisja Europejska zaakceptowała złożoną przez rząd polski nową propozycję KPRU II. Zgodnie z tą propozycją, w stosunku do obecnie obowiązującego KPRU II nie zmieni się ani ogólny średnioroczny przydział uprawnień do emisji CO₂, ani poziom przydziału tych uprawnień dla instalacji należących do Grupy TAURON. Nowy KPRU II zacznie obowiązywać z chwilą wejścia w życie rozporządzenia Rady Ministrów wprowadzającego nowy krajowy plan rozdziału uprawnień do emisji CO₂. Na dzień Prospektu obowiązuje KPRU II wprowadzony rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 1 lipca 2008 r.

12.21.4 Regulacje dotyczące technologii geologicznego składowania CO₂ (CCS)

Dyrektywa CCS tworzy prawne ramy rozwoju i stosowania na terenie Unii Europejskiej technologii geologicznego składowania CO₂, która ma ułatwić osiągnięcie przez Państwa Członkowskie planowanych redukcji emisji CO₂. Technologia CCS polega na wychwytywaniu CO₂ z instalacji przemysłowych, transportowaniu go i zatłaczaniu do odpowiedniej podziemnej formacji geologicznej w celu stałego składowania. CO₂ składowany w strukturach geologicznych zgodnie z postanowieniami Dyrektywy CCS będzie na potrzeby systemu wspólnotowego traktowany jako niewyemitowany, a zatem nie objęty wymogiem posiadania pozwoleń. Dyrektywa CCS przewiduje, że operatorzy nowo budowanych elektrowni o mocy 300 MW lub większej będą musieli dokonać oceny, czy dla planowanej inwestycji wychwytywanie CO₂ oraz instalacje do jego transportu są wykonalne technicznie i ekonomicznie. O ile warunki te zostaną spełnione, wówczas na terenie obiektu wymagane będzie zarezerwowanie przestrzeni na instalację urządzeń niezbędnych do wychwytywania i sprężania CO₂.

Zgodnie z Dyrektywą CCS operator składowiska, do którego zatlaczany jest CO₂, pozostaje odpowiedzialny m.in. za monitoring składowiska i jest zobowiązany do podejmowania wszelkich działań naprawczych w przypadku wycieku CO₂ lub innych znaczących nieprawidłowości. Obowiązki te ustają dopiero z chwilą przekazania odpowiedzialności właściwym organom krajowym, co ma mieć miejsce po upływie minimum 20 lat od momentu zamknięcia składowiska przez operatora. Na podstawie wyników programu demonstracyjnego założenia Dyrektywy CCS będą sukcesywnie rewidowane – przewiduje się, że regulacja ta będzie przedmiotem oceny w 2015 r. Nie można wykluczyć, że w wyniku dokonanej oceny zostanie wprowadzony wymóg posiadania instalacji CCS przez wszystkie nowo budowane elektrownie. Państwa członkowskie powinny dokonać transpozycji Dyrektywy CCS do dnia 25 czerwca 2011 r.

Ministerstwo Środowiska prowadzi obecnie prace nad nowelizacją Prawa Geologicznego i Górniczego w celu implementacji Dyrektywy CCS. W myśl przedstawionych przez Ministra Środowiska założeń z dnia 4 listopada 2009 r. do projektu ustawy, nowelizacja Prawa Geologicznego i Górniczego ma stworzyć ramy prawne dla prowadzenia działalności w zakresie bezpiecznego podziemnego składowania CO₂. W szczególności, nowelizacja ma określić formy i zakres decyzji administracyjnych (koncesji) zezwalających na poszukiwanie i rozpoznawanie struktur geologicznych pod kątem podziemnego składowania CO₂ oraz na podziemne składowanie tego gazu wraz z ustanowieniem organu właściwego do ich udzielania oraz organów współdziałających przy wydawaniu decyzji. Zgodnie z wymaganiami Dyrektywy CCS przygotowywana nowelizacja będzie przewidywać obowiązek współdziałania polskiego organu koncesyjnego z Komisją Europejską w związku z wydawaniem koncesji na prowadzenie działalności w zakresie podziemnego składowania CO₂ (przewiduje się, iż nowelizacja wprowadzi odrębny tryb współdziałania organu koncesyjnego z Komisją Europejską w ramach podejmowania przedmiotowych decyzji).

W myśl założeń do projektu ustawy, poza problematyką koncesji na prowadzenie działalności z zakresu podziemnego składowania CO₂, nowelizacja Prawa Geologicznego i Górniczego będzie regulować kwestie związane z lokalizowaniem podziemnych składowisk CO₂, prowadzeniem przedmiotowej działalności przez podmioty posiadające koncesję (w tym obowiązki sprawozdawcze oraz przeprowadzanie kontroli podziemnych składowisk), a także szczegółowe obowiązki związane z zamknięciem i monitorowaniem podziemnych składowisk. Ponadto, założenia do projektu ustawy przewidują konieczność wprowadzenia zmian w Prawie Energetycznym w celu uregulowania kwestii utworzenia, a następnie prowadzenia sieci transportowej CO₂ wychwyconego ze źródeł emisji (m.in. wskazanie podmiotu będącego operatorem sieci, zasady przyłączania do sieci oraz zawierania umów o świadczenie usług przesyłania CO₂).

Zgodnie z Dyrektywą CCS przygotowana nowelizacja Prawa Geologicznego i Górniczego powinna wejść w życie nie później niż w dniu 25 czerwca 2011 r.

12.22 Ograniczenia emisji SO₂, NO_x oraz pyłów

Aktualnie obowiązki w zakresie ograniczenia emisji z dużych źródeł spalania dla państw członkowskich UE zostały zawarte w Dyrektywie LCP i Dyrektywie 2001/81/WE. Dodatkowo w Traktacie Akcesyjnym, w ramach ustalenia warunków implementacji Dyrektywy LCP, wprowadzono wspólne pułapy emisji SO₂ i NO_x dla zlokalizowanych na terytorium Polski dużych źródeł spalania (źródła, których moc cieplna jest równa lub większa niż 50 MW, niezależnie od rodzaju wykorzystanego paliwa). Ponadto, kwestie te regulują polskie akty prawne, a w szczególności Prawo Ochrony Środowiska oraz Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 20 grudnia 2005 r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji (Dz.U. z 2005 r. Nr 260, poz. 2181, z późn. zm.).

Dyrektywa LCP reguluje kwestie emisji SO₂, NO_x oraz pyłów z dużych źródeł spalania paliw. Dyrektywa LCP wprowadza ograniczenia emisji zanieczyszczeń wytwarzanych przez powyższe obiekty, czego efektem ma być całościowe ograniczenie emisji z sektora energetycznego. Należy jednak wskazać, iż w Dyrektywie LCP przewidziano mechanizm tzw. naturalnej derogacji odnoszący się do starszych instalacji (obiekty energetycznego spalania, dla których pierwsze pozwolenie na budowę lub, w przypadku braku takiej procedury, pierwsze pozwolenie na prowadzenie działalności wydano przed dniem 1 lipca 1987 r.). Powyższy mechanizm polega na wyłączeniu starych instalacji z obowiązku przestrzegania dopuszczalnych wartości emisji SO₂, NO_x oraz pyłów ustalonych przez Państwa Członkowskie na podstawie Dyrektywy LCP pod dwoma warunkami: (i) do dnia 30 czerwca 2004 r. operator określonej instalacji składa do właściwego organu pisemną deklarację, w której zobowiązuje się, że począwszy od dnia 1 stycznia 2008 r. i nie później niż do dnia 31 grudnia 2015 r. przedmiotowy obiekt nie będzie działał dłużej niż 20.000 godzin funkcjonowania; (ii) operator obiektu przedkłada właściwemu organowi coroczną informację o wykorzystanym i niewykorzystanym czasie dozwolonej żywotności obiektu.

Warto zaznaczyć, iż w związku z przystąpieniem do Unii Europejskiej, Polska uzyskała m.in. dodatkowe okresy przejściowe na dostosowanie się do norm emisyjnych ustalonych w Dyrektywie LCP w odniesieniu do emisji SO₂, NO_x oraz pyłów, określone dla indywidualnie oznaczonych instalacji (tzw. derogacje imienne), wskazanych w Załączniku XII do Traktatu Akcesyjnego.

Wśród indywidualnie oznaczonych instalacji, wyłączenie w zakresie dopuszczalnych limitów emisji SO₂ stosuje się najpóźniej do 31 grudnia 2015 r. m.in. do niektórych instalacji PKE w Elektrowni Łagisza (3 kotły) oraz Elektrowni Stałowa Wola S.A. (6 kotłów). Natomiast wyłączenie w zakresie dopuszczalnych limitów emisji NO_x (stosowanych począwszy od 1 stycznia 2016 r.) stosuje się do 31 grudnia 2017 r. m.in. do niektórych instalacji PKE w Elektrowni Jaworzno III (6 kotłów), Elektrowni Łaziska (6 kotłów), Elektrowni Łagisza (2 kotły) oraz EC Nowa Sp. z o.o. (6 kotłów).

Aktualnie prowadzone są prace nad przygotowaniem nowej dyrektywy (Dyrektywa IED) mającej regulować kwestie emisji przemysłowych, w tym SO₂, NO_x oraz pyłów i tym samym zastąpić aktualnie obowiązującą Dyrektywę LCP.

W ramach Ministerstwa Środowiska prowadzone są prace nad projektem ustawy o systemie bilansowania i rozliczania wielkości emisji SO₂ i NO_x dla dużych źródeł spalania.

Projekt ustawy obejmuje w szczególności regulacje dotyczące: (i) zasad funkcjonowania systemu bilansowania i rozliczania emisji SO₂ oraz NO_x wprowadzanych do powietrza przez duże źródła spalania, (ii) obowiązków operatorów eksploatujących duże źródła spalania oraz (iii) zadań Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami.

12.23 Efektywność energetyczna

Wraz z regulacjami dotyczącymi redukcji emisji gazów cieplarnianych równolegle prowadzone są prace nad przepisami, których celem jest promowanie jak najbardziej efektywnego wykorzystywania wytwarzanej energii. W tym kontekście została uchwalona Dyrektywa 2006/32/WE z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylająca Dyrektywę Rady 93/76/EWG (Dz.U. UE L 2006 nr 114, str. 64), do której podstawowych założeń należy wskazanie orientacyjnych celów mechanizmów, zachęt i ram instytucjonalnych, finansowych i prawnych, niezbędnych do rozwoju efektywnego wykorzystania energii.

Powołana dyrektywa powinna być implementowana do polskiego systemu prawnego do dnia 17 maja 2008 r., jednak Polska do dnia dzisiejszego tego nie dokonała. Obecnie prowadzone są prace w ramach Rady Ministrów nad projektem ustawy o efektywności energetycznej. Podstawowym celem regulacji powyższego projektu ustawy będzie stworzenie ram prawnych dla działań na rzecz poprawy efektywności energetycznej gospodarki, obejmujących mechanizm wsparcia i prowadzących do uzyskania wymiernych oszczędności energii.

W szczególności projekt ustawy o efektywności energetycznej przewiduje wprowadzenie zasad uzyskiwania i umorzenia świadectw efektywności energetycznej (tzw. białe certyfikaty). Zgodnie z projektem, obowiązek uzyskania białych certyfikatów i przedstawienia ich do umorzenia Prezesowi URE (wymagane ilości certyfikatów będą określone w odpowiednim rozporządzeniu Ministra Gospodarki) ma dotyczyć przedsiębiorstw energetycznych sprzedających energię elektryczną, ciepło lub gaz ziemny odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci na terytorium Polski (z wyjątkiem podmiotów sprzedających ciepło odbiorcom końcowym, o ile wielkość mocy zamówionej nie przekracza 5 MW). W razie niewypełnienia powyższego obowiązku przedsiębiorstwa energetyczne będą zobowiązane do uiszczenia opłaty zastępczej.

Certyfikaty efektywności energetycznej, w myśl przygotowywanej ustawy, będą stanowiły potwierdzenie zaoszczędzenia określonej ilości energii w wyniku zrealizowanego przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej. Certyfikaty będą wydawane przez Prezesa URE na wniosek podmiotu realizującego określoną inwestycję z zakresu efektywności energetycznej.

Podobnie jak w odniesieniu do obowiązujących regulacji dotyczących świadectw pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych i świadectw pochodzenia energii wytworzonej w kogeneracji, prawa majątkowe wynikające z certyfikatów efektywności energetycznej będą mogły być zbywane i będą stanowiły towar giełdowy w rozumieniu Ustawy o Giełdach Towarów.

12.24 Własność urządzeń służących do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub ciepła

Urządzenia i instalacje składające się na sieci przesyłowe lub dystrybucyjne energii elektrycznej lub ciepła są w większości trwale połączone z gruntem. Zgodnie z przepisami KC urządzenia trwale związane z gruntem stanowią część składową gruntu i tym samym stanowią własność właściciela gruntu. Jednak, zgodnie z art. 49 KC, urządzenia służące do doprowadzania lub odprowadzania płynów, pary, gazu, energii elektrycznej oraz inne urządzenia podobne nie należą do części składowych nieruchomości, jeżeli wchodzą w skład przedsiębiorstwa.

W przeszłości przyjmowano, że urządzenia, o jakich mowa powyżej, znajdujące się na cudzym gruncie stawały się własnością przedsiębiorstwa energetycznego z chwilą ich fizycznego połączenia z siecią tego przedsiębiorstwa. Jednocześnie w części przypadków koszty budowy urządzeń na cudzym gruncie były ponoszone przez odbiorcę energii, a przedsiębiorstwa energetyczne korzystały z cudzej nieruchomości bezumownie. Orzecznictwo sądowe ostatnich lat kwestionuje możliwość przejęcia przez przedsiębiorstwo własności urządzeń przesyłowych lub dystrybucyjnych poprzez samo fizyczne przyłączenie ich do sieci przedsiębiorstwa energetycznego. Zgodnie z tymi orzeczeniami, do przeniesienia własności takich urządzeń na przedsiębiorstwo energetyczne konieczna jest umowa z właścicielem nieruchomości. Oznacza to, że status prawny znacznej liczby urządzeń przesyłowych i dystrybucyjnych, do których tytuł prawny nie był określony w umowie z właścicielem nieruchomości, jest nieuregulowany.

W sierpniu 2008 r. weszła w życie nowelizacja KC, zgodnie z którą osoba, która poniosła koszty budowy takich urządzeń i jest ich właścicielem (np. odbiorca energii – właściciel nieruchomości), może żądać, aby przedsiębiorca (np. przedsiębiorstwo energetyczne), który przyłączył urządzenia do swojej sieci, nabył ich własność za odpowiednim wynagrodzeniem (chyba że w umowie o przyłączenie strony postanowią inaczej). Z żądaniem przeniesienia własności takich urządzeń będzie mógł wystąpić także przedsiębiorca.

12.25 Służebność przesyłu

Nowelizacja KC, która weszła w życie w sierpniu 2008 r., wprowadziła do polskiego prawa służebność przesyłu. Zgodnie z nowymi przepisami, na rzecz przedsiębiorcy, który zamierza wybudować lub którego własność stanowią urządzenia, o których mowa w art. 49 KC (a więc urządzenia służące do doprowadzania lub odprowadzania płynów, pary, gazu lub energii elektrycznej oraz inne urządzenia podobne) można obciążyć nieruchomość prawem do korzystania z tej nieruchomości w oznaczonym zakresie, zgodnie z przeznaczeniem tych urządzeń. Służebność przesyłu powinna co do zasady być ustanowiona w drodze umowy między przedsiębiorcą a właścicielem nieruchomości.

Jeżeli właściciel nieruchomości odmawia zawarcia takiej umowy, a służebność przesyłu jest konieczna do właściwego korzystania z urządzeń przesyłowych, to przedsiębiorcy przysługuje prawo żądania ustanowienia służebności za odpowiednim wynagrodzeniem. Podobne roszczenie przysługuje właścicielowi nieruchomości, jeżeli to przedsiębiorca odmawia zawarcia umowy ustanowienia służebności.

12.26 Ochrona środowiska

12.26.1 Wprowadzenie

Aktualnie problematyka ochrony środowiska jest uregulowana szerokim katalogiem aktów prawnych (rangi ustawowej oraz aktami wykonawczymi) obejmujących ochronę poszczególnych elementów środowiska (powierzchni ziemi, powietrza i wody przed zanieczyszczeniami oraz ochronę przed hałasem), ale także wpływającymi na przebieg procesu inwestycyjnego i metody użytkowania instalacji mogących negatywnie oddziaływać na środowisko.

Najważniejszym z tych aktów normatywnych jest Prawo Ochrony Środowiska, którego przepisy określają szczegółowe zasady ochrony środowiska oraz reguły korzystania z jego zasobów, w tym warunki wprowadzania substancji lub energii do środowiska oraz ponoszenia kosztów korzystania ze środowiska.

W myśl Prawa Ochrony Środowiska eksploatacja określonego obiektu może wymagać uzyskania pozwolenia na: (i) wprowadzanie pyłów lub gazów do powietrza, (ii) wprowadzanie ścieków do wód lub ziemi, (iii) wytwarzanie odpadów. Natomiast w odniesieniu do instalacji, której funkcjonowanie, ze względu na rodzaj i skalę prowadzonej w niej działalności, może powodować znaczne zanieczyszczenie poszczególnych elementów przyrodniczych albo środowiska jako całości, dany przedsiębiorca jest obowiązany do uzyskania pozwolenia zintegrowanego zbiorczo regulującego kwestie działania tego typu obiektu i zasad oddziaływania na otoczenie.

Szczegółowa lista rodzajów instalacji, których eksploatacja bezwzględnie wymaga uzyskania pozwolenia zintegrowanego jest określona w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 26 lipca 2002 r. w sprawie rodzajów instalacji mogących powodować znaczne zanieczyszczenie poszczególnych elementów przyrodniczych albo środowiska jako całości (Dz.U. z 2002 r. Nr 122, poz. 1055). W ramach sektora energetycznego obowiązek uzyskania pozwolenia zintegrowanego dotyczy instalacji spalania paliw o mocy nominalnej ponad 50 MWt (moc liczona z wartości opałowej paliwa na wejściu do instalacji).

Warto wspomnieć, iż kwestie zezwolenia zintegrowanego na poziomie Prawa Europejskiego są w podstawowym zakresie uregulowane Dyrektywą IPPC. Aktualnie prowadzone są prace nad nową Dyrektywą IED obejmującą emisje przemysłowe, która w sposób kompleksowy ma zastąpić kilka istotnych dla podmiotów emitujących do środowiska zanieczyszczenia dyrektyw, w tym Dyrektywę IPPC oraz Dyrektywę LCP. Jak wynika z prac legislacyjnych, nowa regulacja wprowadzi istotne zaostrzenie wymagań w zakresie ograniczenia emisji, a także obejmie o wiele większą liczbę instalacji energetycznego spalania niż obecna Dyrektywa IPPC. Najbardziej radykalne zmiany standardów emisji proponowane w projekcie Dyrektywy IED mają dotyczyć źródeł spalania zasilanych węglem.

Prace legislacyjne dotyczące projektu Dyrektywy IED wciąż trwają. Jak wynika z oficjalnych informacji Parlamentu Europejskiego, dnia 6 lipca 2010 r. powinno odbyć się drugie czytanie projektu Dyrektywy IED. Mimo iż przewiduje się, że ostateczne uchwalenie może nastąpić do końca 2010 r., nie można wykluczyć opóźnień w procesie legislacyjnym i późniejszego uchwalenia powyższej dyrektywy. Co do zasady, w myśl ostatniej wersji projektu Dyrektywy IED, kluczowe przepisy dla dużych źródeł spalania (których moc cieplna jest równa lub większa niż 50 MW) powinny być stosowane przez Państwa Członkowskie z dniem 1 stycznia 2016 r. Należy jednak pamiętać, iż wciąż analizowane są kwestie wprowadzenia do Dyrektywy IED dodatkowych okresów przejściowych i dostosowawczych związanych z dostosowaniem podmiotów eksploatujących duże instalacje o wysokiej emisyjności do nowych standardów.

Obowiązujące przepisy z zakresu ochrony środowiska określają również dopuszczalne poziomy emisji pól elektromagnetycznych. Obecnie podmioty prowadzące instalacje emitujące pola elektromagnetyczne (np. stacje elektroenergetyczne lub napowietrzne linie elektroenergetyczne o napięciu nie niższym niż 110 kV) zobowiązane są jedynie do przeprowadzenia pomiarów poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku i do zapewnienia, aby poziomy te nie przekraczały dopuszczalnych norm.

12.26.2 Ustawa o Udostępnianiu Informacji o Środowisku i jego Ochronie

W odniesieniu do regulacji ochrony środowiska wpływających na prowadzenie procesów inwestycyjnych należy zwrócić uwagę na Ustawę o Udostępnianiu Informacji o Środowisku i jego Ochronie, obejmującą w szczególności: (i) zasady udostępniania przez organy administracji informacji o środowisku i jego ochronie, (ii) reguły udziału społeczeństwa (w tym organizacji ekologicznych) w procesie wydawania określonych decyzji administracyjnych oraz opracowywania dokumentów strategicznych przez właściwe organy oraz (iii) procedurę oceny oddziaływania na środowisko (dotyczącą przygotowywanych dokumentów strategicznych oraz planowanych przedsięwzięć inwestycyjnych).

W myśl powyższej ustawy, realizacja planowanego przedsięwzięcia mogącego znacząco oddziaływać na środowisko lub mogącego potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko jest dopuszczalna po uzyskaniu decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Powyższa decyzja powinna zostać wydana przed uzyskaniem przez zainteresowany podmiot szeregu decyzji wymienionych w art. 72 ust. 1 Ustawy o Udostępnianiu Informacji o Środowisku i jego Ochronie, w tym m.in. pozwolenia na budowę obejmującego przedmiotową inwestycję. Decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach dołącza się do wniosku o wydanie decyzji wymienionych w art. 72 ust. 1 Ustawy o Udostępnianiu Informacji o Środowisku i jego Ochronie w terminie 4 lat od dnia, w którym decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach stała się ostateczna (termin może ulec wydłużeniu o 2 lata, jeżeli realizacja przedsięwzięcia przebiega etapowo). Co ważne, decyzja

o środowiskowych uwarunkowaniach jest wiążąca dla organu wydającego decyzję wymienioną w art. 72 ust. 1 Ustawy o Udostępnianiu Informacji o Środowisku i jego Ochronie.

Co do zasady, uzyskanie takiej decyzji możliwe jest po przeprowadzeniu postępowania w sprawie oceny oddziaływania na środowisko. W odniesieniu do przedsięwzięć mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko przeprowadzenie oceny oddziaływania na środowisko (w tym przygotowanie raportu oddziaływania na środowisko) jest obowiązkowe. Natomiast w stosunku do przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko, konieczność przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko (oraz przygotowania raportu) stwierdza, w drodze postanowienia, organ właściwy do wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach.

Ocena oddziaływania obejmuje analizę bezpośredniego i pośredniego wpływu danego przedsięwzięcia na środowisko oraz zdrowie i warunki życia ludzi, dobra materialne, zabytki, wzajemne oddziaływania między wymienionymi elementami, dostępność do złóż kopalin, możliwości oraz sposoby zapobiegania i ograniczania negatywnego oddziaływania na środowisko oraz wymagany zakres monitoringu wpływu danej inwestycji.

Co ważne, Ustawa o Udostępnianiu Informacji o Środowisku i jego Ochronie przewiduje również możliwość powtórnej oceny oddziaływania na środowisko w ramach postępowania o wydanie m.in. pozwolenia na budowę. Ponowna ocena może być przeprowadzona na wniosek inwestora ubiegającego się o pozwolenie na budowę albo jeżeli organ właściwy do wydania określonej decyzji stwierdzi, że we wniosku o wydanie decyzji zostały dokonane zmiany w stosunku do wymagań określonych w decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach.

12.26.3 Zapobieganie i naprawa szkód w środowisku

Problematyka wystąpienia zagrożenia powstania szkody w środowisku, a także faktycznego wystąpienia szkody jest uregulowana w podstawowym zakresie przepisami Ustawy o Zapobieganiu i Naprawie Szkód w Środowisku, uchwalonej w związku z koniecznością implementowania do polskiego porządku prawnego postanowień Dyrektywy 2004/35/WE w sprawie odpowiedzialności za środowisko w odniesieniu do zapobiegania i zaradzania szkodom wyrządzonym środowisku naturalnemu (Dz.U. UE L 2004 nr 14, str. 56).

Naczelną regułą wprowadzoną Ustawą o Zapobieganiu i Naprawie Szkód w Środowisku jest odpowiedzialność sprawcy za naprawę szkody (tzw. zasada „zanieczyszczający płaci”), zgodnie z którą podmiot powodujący szkody w środowisku naturalnym lub stwarzający bezpośrednie zagrożenie wystąpieniem takich szkód powinien ponieść koszt niezbędnych środków zapobiegawczych i naprawczych. Co ważne, Ustawa o Zapobieganiu i Naprawie Szkód w Środowisku nie ma zastosowania do zagrożenia lub szkody w środowisku m.in. jeżeli od emisji lub zdarzenia, które spowodowały bezpośrednie zagrożenie szkodą w środowisku lub szkodę w środowisku, upłynęło więcej niż 30 lat.

Ustawa o Zapobieganiu i Naprawie Szkód w Środowisku przewiduje szereg obowiązków dotyczących podejmowania określonych działań w przypadku wystąpienia bezpośredniego zagrożenia wystąpieniem szkody czy faktycznego wystąpienia szkody, m.in.: (i) obowiązek podejmowania działań zapobiegawczych w przypadku wystąpienia bezpośredniego zagrożenia wystąpieniem szkody lub (ii) obowiązek podejmowania działań naprawczych w przypadku wystąpienia szkody w środowisku, (iii) obowiązek informowania organu ochrony środowiska i wojewódzkiego inspektora ochrony środowiska o istniejącym zagrożeniu lub szkodzie, (iv) wskazanie sytuacji, w których organ ochrony środowiska podejmuje działania zapobiegawcze lub naprawcze, samodzielnie określając zasady zwrotu poniesionych przez organ kosztów i wreszcie (v) obowiązek uzgodnienia przez podmiot korzystający ze środowiska z organem ochrony środowiska zakresu, sposobu i terminu zakończenia działań naprawczych.

Należy jednocześnie zwrócić uwagę, iż w odniesieniu do bezpośredniego zagrożenia szkodą w środowisku lub do szkód w środowisku, które miały miejsce do dnia 30 kwietnia 2007 r., a także do tych szkód, które zostały spowodowane działaniami, które zakończyły się przed dniem 30 kwietnia 2007 r. (tj. przed dniem wejścia w życie powyższej ustawy), Ustawa o Zapobieganiu i Naprawie Szkód w Środowisku przewiduje zachowanie zasad ochrony powierzchni ziemi obowiązujących do dnia wejścia w jej życie, a uregulowanych przepisami Prawa Ochrony Środowiska. W konsekwencji, w odniesieniu do tzw. starych szkód w środowisku, obowiązek ewentualnego naprawienia szkody w środowisku, w tym przeprowadzenia rekultywacji gruntu, spoczywa na władającym powierzchnią ziemi bez względu na to, czy spowodował on szkodę.

12.26.4 Program Natura 2000

Celem utworzenia oraz zarządzania siecią obszarów Natura 2000 jest zabezpieczenie istnienia siedlisk przyrodniczych i gatunków istotnych dla utrzymania różnorodności biologicznej w poszczególnych krajach Unii Europejskiej.

Podstawą prawną utworzenia obszarów Natura 2000 na szczeblu Prawa Europejskiego są dwie dyrektywy: Dyrektywa 2009/147/WE w sprawie ochrony dzikiego ptactwa (Dz.U. UE L 2010 nr 20, str. 7) oraz Dyrektywa 92/43/EWG w sprawie ochrony siedlisk przyrodniczych oraz dzikiej fauny i flory (Dz.U. UE L 1992 nr 206, str. 7).

W Polsce podstawowymi aktami związanymi z utworzeniem i prowadzeniem sieci Natura 2000 są: Ustawa o Ochronie Przyrody, Prawo Ochrony Środowiska, Ustawa o Udostępnianiu Informacji o Środowisku i jego Ochronie oraz Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 21 lipca 2004 r. w sprawie obszarów specjalnej ochrony ptaków Natura 2000 (Dz.U. z 2004 r. Nr 229, poz. 2313, ze zm.).

Sieć obszarów Natura 2000 obejmuje: (i) obszary specjalnej ochrony ptaków, (ii) specjalne obszary ochrony siedlisk, oraz (iii) obszary mające znaczenie dla Wspólnoty w rozumieniu Ustawy o Ochronie Przyrody. Warto zwrócić uwagę, że wyznaczenie określonego obszaru

Natura 2000 nie oznacza automatycznego objęcia go ochroną ścisłą i wyłączenia z działalności gospodarczej oraz możliwości przeprowadzania inwestycji. Użytkowanie gospodarcze jest możliwe, jednak pod ściśle określonymi warunkami.

Ponadto, zgodnie z Ustawą o Udostępnianiu Informacji o Środowisku i jego Ochronie, realizacja planowanego przedsięwzięcia innego niż przedsięwzięcie mogące znacząco oddziaływać na środowisko wymaga przeprowadzenia oceny oddziaływania przedsięwzięcia na obszar Natura 2000, jeżeli przedsięwzięcie to może znacząco oddziaływać na obszar Natura 2000, a nie jest bezpośrednio związane z ochroną tego obszaru lub nie wynika z tej ochrony i obowiązek przeprowadzenia oceny oddziaływania przedsięwzięcia na obszar Natura 2000 został stwierdzony przez właściwy organ przed wydaniem decyzji związanych z realizacją danej inwestycji (m.in. pozwolenie na budowę, czy koncesja na poszukiwanie lub rozpoznawanie złóż kopalin, na wydobywanie kopalin ze złóż, na bezzbiornikowe magazynowanie substancji oraz składowanie odpadów w górotworze, w tym w podziemnych wyrobiskach górniczych).

Konieczność przeprowadzenia procedury oceny oddziaływania na środowisko oraz wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach może dotyczyć nie tylko przedsięwzięć planowanych w obrębie samego obszaru Natura 2000, ale także inwestycji zlokalizowanych poza tym terenem, które mogłyby mieć istotny negatywny wpływ na jego walory przyrodnicze.

12.26.5 Gospodarka odpadami

Podstawowym aktem regulującym problematykę gospodarki odpadami jest Ustawa o Odpadach. Ponadto, w określonym zakresie mają zastosowanie przepisy Prawa Ochrony Środowiska. Z perspektywy regulacji Unii Europejskiej, szczególną uwagę należy zwrócić na Dyrektywę 75/442/EWG w sprawie odpadów (Dz.U. UE L 1991 nr 78, str. 32).

Ustawa o Odpadach przewiduje zróżnicowane obowiązki podmiotów wytwarzających odpady w zależności od ilości odpadów i ich rodzaju. Zakłady wytwarzające największe ilości odpadów obowiązane są uzyskać odrębne pozwolenie określające ilości odpadów oraz szczegółowy sposób postępowania z nimi. W przypadku mniejszych ilości wytwarzanych odpadów, podmiot obowiązany jest opracować program gospodarki odpadami niebezpiecznymi i uzyskać zatwierdzającą go decyzję organu administracji. W przypadku zakładów, w których powstają niewielkie ilości odpadów, formalności ograniczają się do przedkładania organom administracji informacji o ilości wytwarzanych odpadów i sposobu postępowania z nimi. Warto zaznaczyć, iż sposoby gospodarowania przez przedsiębiorców odpadami muszą być zgodne z tzw. planami gospodarki odpadami. Plany te tworzone są i uchwalane przez samorządy gminne, powiatowe i wojewódzkie.

Do prowadzonej w ramach Grupy TAURON działalności wydobywczej ma zastosowanie Ustawa o Odpadach Wydobywczych implementująca do polskiego porządku prawnego przepisy Dyrektywy 2006/21/WE w sprawie gospodarowania odpadami pochodzącymi z przemysłu wydobywczego oraz zmieniającej dyrektywę 2004/35/WE (Dz.U. UE L 2006 nr 102, str. 15).

Co do zasady, celem Ustawy o Odpadach Wydobywczych jest zapobieganie powstawaniu w przemyśle wydobywczym odpadów wydobywczych, ograniczanie ich niekorzystnego wpływu na środowisko oraz życie i zdrowie ludzi poprzez określenie m.in. zasad gospodarowania odpadami wydobywczymi oraz niezanieczyszczonej glebą, czy też procedur związanych z uzyskiwaniem zezwoleń i pozwoleń związanych z gospodarką odpadami wydobywczymi.

Co ważne, zgodnie z przepisami przejściowymi Ustawy o Odpadach Wydobywczych, posiadacz odpadów wydobywczych, który prowadził działalność w dniu poprzedzającym dzień wejścia w życie jej przepisów (15 sierpnia 2008 r.) jest obowiązany dostosować swoją działalność do jej przepisów do dnia 1 maja 2012 r.

12.26.6 Ochrona wód

Problematyka ochrony wód i gospodarki wodnej jest w podstawowym zakresie uregulowana przepisami Prawa Wodnego oraz Ustawy o Zbiorowym Zopatrzeniu w Wodę i Zbiorowym Odprowadzaniu Ścieków, a także Prawa Ochrony Środowiska. W ramach regulacji unijnych uwagę zwraca Dyrektywa 2000/60/WE ustanawiająca ramy wspólnotowego działania w dziedzinie polityki wodnej (Dz.U. UE L 2000 nr 327, str. 1).

Prawo Wodne przewiduje obowiązek uzyskania odrębnego pozwolenia wodnoprawnego m.in. w odniesieniu do działalności obejmującej szczególne korzystanie z wód (m.in. pobór oraz odprowadzanie wód powierzchniowych lub podziemnych, wprowadzanie ścieków do wód lub do ziemi, korzystanie z wód do celów energetycznych), piętrenie wód, regulacja wód oraz zmiany ukształtowania terenu na gruntach przylegających do wód, mającej wpływ na warunki przepływu wody, wykonania urządzeń wodnych, odwodnienia obiektów lub wykopów budowlanych oraz zakładów górniczych, czy też wprowadzania do urządzeń kanalizacyjnych, będących własnością innych podmiotów, ścieków przemysłowych zawierających substancje szczególnie szkodliwe dla środowiska wodnego. Pozwolenie wodnoprawne wydawane jest w formie decyzji administracyjnej na czas określony, który, w zależności od rodzaju prowadzonej działalności, wynosi maksymalnie od 4 do 20 lat.

12.27 Przepisy dotyczące sektora górnictwa

12.27.1 Wprowadzenie

Wydobywanie kopalin (w tym wydobywanie węgla kamiennego) na terytorium Polski w podstawowym zakresie jest uregulowane przepisami Prawa Geologicznego i Górniczego wraz z wydanymi do tej ustawy aktami wykonawczymi. Powyższe przepisy określają zasady i warunki

wykonywania prac geologicznych i wydobywania kopalin ze złóż (w tym kwestie dotyczące budowy, eksploatacji i likwidacji zakładu górniczego oraz ustanowienia użytkowania górniczego), a także ochrony złóż kopalin, wód podziemnych i innych składników środowiska w związku z wykonywaniem prac geologicznych i wydobywaniem kopalin, a także składowaniem odpadów w górotworze, w tym w podziemnych wyrobiskach górniczych.

Z perspektywy przepisów Prawa Europejskiego, problematyka działalności wydobywczej jest uregulowana Dyrektywą 92/91/EWG dotyczącą minimalnych wymagań mających na celu poprawę warunków bezpieczeństwa i ochrony zdrowia pracowników w zakładach górniczych wydobywających kopalinę otworami wiertniczymi (Dz.U. UE L 1992 nr 348, str. 9), Dyrektywą 92/104/EWG w sprawie minimalnych wymagań w zakresie poprawy bezpieczeństwa i ochrony zdrowia pracowników odkrywkowego i podziemnego przemysłu (Dz.U. UE L 1992 nr 404, str. 10) oraz Dyrektywą 94/22/WE w sprawie warunków udzielania i korzystania z zezwoleń na poszukiwanie, badanie i produkcję węgłowodórów wydobywczego (Dz.U. UE L 1994 nr 164, str. 3) oraz Dyrektywą 2006/21/WE w sprawie gospodarowania odpadami pochodzącymi z przemysłu wydobywczego oraz zmieniającą Dyrektywę 2004/35/WE (Dz.U. UE L 2006 nr 102, str. 15).

Ponadto, Rozporządzenie Rady 1407/2002 w sprawie pomocy państwa dla przemysłu węglowego (Dz.U. UE L 2002 nr 2005, str. 1 ze zm.) określa zasady udzielania pomocy dla przemysłu węglowego w celu przyczynienia się do restrukturyzacji tego przemysłu, uwzględniając społeczne i regionalne aspekty restrukturyzacji sektora wydobywczego, a także potrzebę zachowania, jako środka ostrożności, poziomu minimalnego krajowej produkcji węgla dla zagwarantowania dostępu do rezerw.

Jak to już zostało wskazane wyżej, równoległe do przywołanych wyżej prac legislacyjnych, w ramach Ministerstwa Środowiska prowadzone są prace w celu przygotowania nowelizacji Prawa Geologicznego i Górniczego w celu implementacji Dyrektywy CCS, która ma stworzyć ramy prawne dla prowadzenia działalności w zakresie bezpiecznego podziemnego składowania CO₂.

12.27.2 Własność i użytkowanie górnicze

W świetle obowiązujących przepisów Prawa Geologicznego i Górniczego, złoża kopalin, które nie stanowią części składowych nieruchomości gruntowej, w obrębie której się znajdują, stanowią własność Skarbu Państwa. Co istotne, Skarb Państwa może, z wyłączeniem innych osób, korzystać ze złóż kopalin, a także rozporządzać prawem do nich w drodze ustanowienia użytkowania górniczego. Przytoczone uregulowanie problematyki złóż kopalin pozostawia wiele wątpliwości i stanowiło jedną z przyczyn podjęcia prac nad nowelizacją Prawa Geologicznego i Górniczego.

Użytkowanie górnicze jest ustanawiane na podstawie umowy zawieranej ze Skarbem Państwa, za wynagrodzeniem i jednocześnie pod warunkiem uzyskania stosownej koncesji. Co ważne, w razie wygaśnięcia albo cofnięcia koncesji użytkowanie górnicze wygasa. Podmiot, który uzyskał użytkowanie górnicze, może w granicach określonych przez ustawy oraz przez zawartą umowę o ustanowieniu użytkowania górniczego, z wyłączeniem innych osób, poszukiwać, rozpoznawać lub wydobywać oznaczoną kopalinę. W tych samych granicach użytkownik górniczy może rozporządzać swym prawem. Natomiast w kwestiach nieuregulowanych przepisami Prawa Geologicznego i Górniczego w odniesieniu do użytkowania górniczego mają zastosowanie odpowiednie przepisy KC o użytkowaniu.

W odniesieniu do ustanowienia użytkowania górniczego obejmującego poszukiwanie, rozpoznawanie lub wydobywanie gazu ziemnego, ropy naftowej oraz jej naturalnych pochodnych, a także metanu z węgla kamiennego, przetarg jest obowiązkowy. W pozostałych przypadkach ustanowienie użytkowania górniczego (w tym dotyczącego działalności poszukiwawczej lub wydobywczej węgla kamiennego) w trybie przetargowym jest fakultatywne. Organami właściwymi do przeprowadzenia przetargu są organy właściwe do udzielania koncesji.

Aktualnie prowadzone są w Sejmie prace legislacyjne dotyczące przygotowanego przez Radę Ministrów projektu nowej ustawy Prawo geologiczne i górnicze, w myśl której w odniesieniu do ustalonego katalogu kopalin (tzw. kopalin o znaczeniu strategicznym, m.in. węgiel kamienny, węgiel brunatny, rudy metali oraz węgłowodory), bez względu na miejsce ich występowania, wyłącznym ich właścicielem będzie Skarb Państwa (tzw. własność górnicza). Projekt ustawy zakłada, iż działalność w zakresie poszukiwania, rozpoznawania i wydobywania kopalin objętych własnością górniczą wymagać będzie uzyskania koncesji. Złoża pozostałych kopalin (tj. niepodlegających własności górniczej) byłyby objęte własnością nieruchomości gruntowej, a ich poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie będzie zwolnione z obowiązku uzyskania koncesji. Dodatkowo, w celu usunięcia wątpliwości interpretacyjnych, projekt zawiera postanowienie, w myśl którego podziemne wyrobiska górnicze oraz znajdujące się w nich instalacje i urządzenia nie są budowlami ani też urządzeniami budowlanymi w rozumieniu przepisów prawa budowlanego. Konsekwencją powyższej zmiany będzie jednoznaczne wyłączenie wymienionych obiektów z zakresu opodatkowania podatkiem od nieruchomości na podstawie przepisów Ustawy o Podatkach i Opłatach Lokalnych, co w dotychczasowym stanie prawnym powodowało wiele wątpliwości.

12.27.3 Koncesja na prowadzenie działalności

W myśl Prawa Geologicznego i Górniczego obowiązkiem uzyskania koncesji jest objęcie prowadzenie działalności w zakresie: (i) poszukiwania lub rozpoznawania złóż kopalin (w tym węgla kamiennego), (ii) wydobywania kopalin ze złóż (w tym węgla kamiennego), (iii) bezzbiornikowego magazynowania substancji oraz składowania odpadów w górotworze, w tym w podziemnych wyrobiskach górniczych. Koncesje są wydawane na czas określony nie dłuższy niż 50 lat.

Minister właściwy do spraw ochrony środowiska jest organem uprawnionym do wydawania koncesji m.in. w zakresie poszukiwania, rozpoznawania i wydobywania kopalin podstawowych (m.in. gaz ziemny, ropa naftowa oraz jej naturalne pochodne, węgiel brunatny, węgiel

kamienny i metan z węgla kamiennego). W innych, ściśle wskazanych w Prawie Geologicznym i Górniczym przypadkach koncesji na prowadzenie działalności udziela marszałek województwa, albo starosta.

Co ważne, jeżeli przemawia za tym szczególnie ważny interes państwa lub szczególnie ważny interes społeczny, związany zwłaszcza z ochroną środowiska, udzielenie koncesji może być uzależnione od ustanowienia zabezpieczenia roszczeń, mogących powstać wskutek wykonywania działalności objętej koncesją (w szczególności dotyczących naprawy bądź zapobiegania szkodom w środowisku), z tym że w przypadku koncesji na składowanie odpadów w górotworze (w tym w podziemnych wyrobiskach górniczych) ustanowienie zabezpieczenia jest obowiązkowe.

Koncesja wydana na podstawie Prawa Geologicznego i Górniczego wygasa: (i) z upływem czasu, na jaki została wydana, (ii) jeżeli stała się bezprzedmiotowa, (iii) w razie likwidacji przedsiębiorcy oraz (iv) w razie zrzeczenia się koncesji.

W odniesieniu do przedsiębiorcy naruszającego przepisy (pomimo wezwania przez organ koncesyjny do zaniechania naruszeń), w szczególności w zakresie ochrony środowiska, racjonalnej gospodarki zasobami złóż kopalin lub przedsiębiorcy niewypełniającego warunków posiadanej koncesji (w tym przedsiębiorcy, który nie podejmuje działalności lub trwale jej zaprzestaje), lub w stosunku do którego ogłoszono upadłość, organ koncesyjny może cofnąć koncesję albo ograniczyć jej zakres bez odszkodowania.

Cofnięcie albo wygaśnięcie koncesji nie zwalnia dotychczasowego koncesjonariusza z wykonania obowiązków dotyczących ochrony środowiska, a także obowiązków związanych z likwidacją zakładu górniczego.

12.27.4 Eksploatacja i likwidacja zakładu górniczego

Eksploatacja zakładu górniczego odbywa się na podstawie planu ruchu sporządzanego przez przedsiębiorcę zgodnie z warunkami określonymi w posiadanej koncesji oraz projekcie zagospodarowania danego złoża określającym m.in. technologię eksploatacji oraz działania w zakresie ochrony złóż kopalin. Powyższy dokument podlega zatwierdzeniu, w drodze decyzji, przez właściwy organ nadzoru górniczego.

Dodatkowo, podmiot, który uzyskał koncesję na działalność w zakresie wydobywania kopalin ze złóż lub bezzbiornikowe magazynowanie substancji oraz składowanie odpadów w górotworze, w tym w podziemnych wyrobiskach górniczych, obowiązany jest utworzyć fundusz likwidacji zakładu górniczego. Przedsiębiorca prowadzący wydobywanie kopaliny systemem podziemnym lub otworowym bądź bezzbiornikowe magazynowanie substancji lub składowanie odpadów w górotworze przeznaczają na fundusz równowartość od 3% do 10% odpisów amortyzacyjnych od środków trwałych zakładu górniczego, natomiast podmiot prowadzący wydobycie kopaliny systemem odkrywkowym przeznaczają na fundusz równowartość 10% należnej opłaty eksploatacyjnej za wydobytą kopalinę.

Przedsiębiorca wykonujący wydobycie kopaliny systemem podziemnym, otworowym lub systemem odkrywkowym, wykorzystuje zebrane środki finansowe na pokrycie kosztów ponoszonych na całkowitą lub częściową likwidację zakładu górniczego, a w szczególności kosztów likwidacji oraz zabezpieczania wyrobisk górniczych, komór eksploatacyjnych, otworów eksploatacyjnych i wiertniczych oraz innych związanych z eksploatacją kopalin, czy też rekultywacji gruntów i uporządkowania terenów.

Dodatkowo Ustawa z dnia 7 września 2007 r. o funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego w latach 2008–2015 (Dz.U. z 2007 r. Nr 192, poz. 1379) reguluje tryb przeprowadzania likwidacji zakładu górniczego szczególnie ważny z punktu widzenia pracowników zatrudnionych w likwidowanej jednostce. W myśl powyższej Ustawy, w przypadku podjęcia decyzji o likwidacji kopalni, zostaje przygotowany program przemieszczeń pracowników likwidowanej kopalni. Powyższy program przemieszczeń jest zatwierdzany przez właściwy organ przedsiębiorstwa górniczego po uprzednim zaopiniowaniu przez zakładowe organizacje związkowe działające u pracodawcy oraz przez wójta gminy (burmistrza, prezydenta miasta), na terenie której jest zlokalizowana kopalnia. Zadania związane z zabezpieczeniem kopalni sąsiednich przed zagrożeniem wodnym, gazowym oraz pożarowym, w trakcie i po zakończeniu likwidacji kopalni, wykonywane przez spółkę wydzieloną z przedsiębiorstwa górniczego realizującego te zadania w dniu wejścia w życie ustawy, są finansowane z dotacji budżetowej. Aktualnie Grupa TAURON nie przewiduje przeprowadzenia jakiegokolwiek likwidacji zakładu górniczego do 2015 r.

12.28 Inne przepisy

12.28.1 Ustawa o Komerccjalizacji i Prywatyzacji

Ustawa o Komerccjalizacji i Prywatyzacji określa zasady przekształcania przedsiębiorstw państwowych w spółki oraz prywatyzacji spółek należących do Skarbu Państwa. Przepisy Ustawy o Komerccjalizacji i Prywatyzacji znajdują zastosowanie do części spółek zależnych Spółki oraz, w zakresie określonym w ustawie, do samej Spółki.

Komerccjalizacja polega na przekształceniu przedsiębiorstwa państwowego w spółkę. Poza wyjątkami przewidzianymi ustawą, spółka ta wstępuje we wszystkie stosunki prawne, których podmiotem było przedsiębiorstwo państwowe. Komerccjalizacji przedsiębiorstwa państwowego dokonuje Minister Skarbu Państwa poprzez sporządzenie aktu komerccjalizacji. Spółka powstająca w procesie komerccjalizacji wpisywana jest do rejestru przedsiębiorców na wniosek jej zarządu (lub innego podmiotu upoważnionego w akcie komerccjalizacji) i, poza wyjątkami przewidzianymi ustawą, stosuje się do niej przepisy KSH.

Ustawa o Komerccjalizacji i Prywatyzacji określa szczególne zasady powoływania członków organów spółki powstałej w wyniku komerccjalizacji, w szczególności zapewniając pracownikom spółki prawo wyboru określonej liczby ich przedstawicieli w radzie nadzorczej oraz zarządzie spółki. Ustawa o Komerccjalizacji i Prywatyzacji wprowadza ponadto pewne ograniczenia (poprzez obowiązek uzyskania zgody

określonego organu lub zastosowania szczególnego trybu) w zakresie podejmowania czynności zmierzających do zbycia istotnych składników aktywów trwałych spółki powstałej w wyniku komercjalizacji, a także zawierania umów darowizny, zwolnienia z długu i innych umów nie związanych z przedmiotem działalności gospodarczej spółki, określonym w statucie lub umowie spółki, o ile wartość tych czynności przekracza równowartość w złotych kwoty 5.000 EUR.

Prywatyzacja polega na: (i) zbywaniu należących do Skarbu Państwa akcji w spółkach, (ii) rozporządzaniu wszystkimi składnikami materialnymi i niematerialnymi majątku przedsiębiorstwa państwowego lub spółki powstałej w wyniku komercjalizacji lub (iii) obejmowaniu akcji w podwyższonym kapitale zakładowym jednoosobowych spółek Skarbu Państwa powstałych w wyniku komercjalizacji przez podmioty inne niż Skarb Państwa lub inne niż państwowe osoby prawne.

Ustawa o Komercjalizacji i Prywatyzacji reguluje poszczególne tryby prywatyzacji, w tym tryb zbywania akcji należących do Skarbu Państwa (prywatyzacja pośrednia). W zakresie trybu prywatyzacji pośredniej, Ustawa o Komercjalizacji i Prywatyzacji przyznaje pracownikom spółek powstałych w wyniku komercjalizacji prawo do nieodpłatnego nabycia od Skarbu Państwa do 15% akcji objętych przez Skarb Państwa w dniu wpisania spółki do rejestru przedsiębiorców.

Spółka powstała w trybie innym niż przewidziany w Ustawie o Komercjalizacji i Prywatyzacji. W rezultacie, stosuje się do niej jedynie część przepisów Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji – w zakresie wskazanym w tej ustawie. Do najbardziej istotnych należy obowiązek zbywania przez Skarb Państwa akcji Spółki z zachowaniem trybu przewidzianego Ustawą o Komercjalizacji i Prywatyzacji.

Zakres przepisów Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji mających zastosowanie do Spółki ulegnie dalszemu zawężeniu, jeżeli udział Skarbu Państwa w kapitale zakładowym Spółki będzie nie większy niż 50%. Zarazem do czasu, gdy ponad połowa akcji Spółki należała będzie do Skarbu Państwa, innych państwowych osób prawnych lub jednoosobowych spółek Skarbu Państwa o szczególnym znaczeniu dla gospodarki Państwa: (i) wybór członka zarządu Spółki wymagać będzie przeprowadzenia postępowania kwalifikacyjnego przez radę nadzorczą Spółki oraz (ii) zawarcie przez Spółkę umowy (o wartości przekraczającej równowartość 5.000 EUR), której zamiarem będzie darowizna lub zwolnienie z długu oraz innej umowy niezwiązanej z przedmiotem działalności gospodarczej Spółki określonym w statucie, wymagało będzie zgody rady nadzorczej Spółki.

12.28.2 Ustawa o Sprzeciwie MSP

Z dniem 1 kwietnia 2010 r. weszła w życie Ustawa o Sprzeciwie MSP. Zakres podmiotów podlegających ustawie został zdefiniowany poprzez odniesienie do wykazu infrastruktury krytycznej tworzonego przez Dyrektora Rządowego Centrum Bezpieczeństwa na podstawie odrębnej ustawy (ustawa z dnia 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym (Dz.U. z 2007 r. Nr 89, poz. 590, z późn. zm.)). Ustawie o Sprzeciwie MSP podlegają spółki kapitałowe oraz grupy kapitałowe prowadzące działalność w sektorach energii elektrycznej, ropy naftowej oraz paliw gazowych, których mienie zostało ujęte w wykazie infrastruktury krytycznej (podmioty zobowiązane).

Zgodnie z Ustawą o Sprzeciwie MSP, Minister Skarbu Państwa powiadamia podmiot zobowiązany o ujęciu w wykazie infrastruktury krytycznej jego mienia. Na dzień sporządzenia Prospektu, spółki z Grupy TAURON nie otrzymały takich powiadomień. Jednak Spółka nie może wykluczyć, że spółki z Grupy TAURON zostaną zakwalifikowane w przyszłości jako podmioty zobowiązane.

W terminie 30 dni od dnia otrzymania powiadomienia, zarząd podmiotu zobowiązanego, w porozumieniu z Ministrem Skarbu Państwa oraz Dyrektorem Rządowego Centrum Bezpieczeństwa, powołuje pełnomocnika do spraw ochrony infrastruktury krytycznej. Pełnomocnikowi przysługują daleko idące uprawnienia dostępu do informacji, w tym udziału w posiedzeniach organów podmiotu zobowiązanego, w sprawach dotyczących mienia stanowiącego infrastrukturę krytyczną. Pełnomocnik zobowiązany jest do sporządzania i przekazywania organom podmiotu zobowiązanego, Ministrowi Skarbu Państwa oraz Dyktorowi Rządowego Centrum Bezpieczeństwa kwartalnych raportów o stanie ochrony infrastruktury krytycznej.

Minister Skarbu Państwa może wyrazić sprzeciw wobec podjętej przez zarząd podmiotu zobowiązanego uchwały lub innej dokonanej przez zarząd podmiotu zobowiązanego czynności prawnej, której przedmiotem jest rozporządzenie składnikami mienia należącego do infrastruktury krytycznej, stanowiące rzeczywiste zagrożenie dla funkcjonowania, ciągłości działania oraz integralności infrastruktury krytycznej. Sprzeciwem może być również objęta uchwała organu podmiotu zobowiązanego dotycząca: (i) rozwiązania podmiotu zobowiązanego, (ii) zmiany przeznaczenia lub zaniechania eksploatacji składnika mienia należącego do infrastruktury krytycznej, (iii) zmiany przedmiotu przedsiębiorstwa podmiotu zobowiązanego, (iv) zbycia albo wydzierżawienia przedsiębiorstwa podmiotu zobowiązanego lub jego zorganizowanej części oraz ustanowienia na nim ograniczonego prawa rzeczowego, (v) przyjęcia planu rzeczowo-finansowego, planu działalności inwestycyjnej lub wieloletniego planu strategicznego, lub (vi) przeniesienia siedziby podmiotu zobowiązanego za granicę – jeżeli wykonanie takiej uchwały stanowiłoby rzeczywiste zagrożenie dla funkcjonowania, ciągłości działania oraz integralności infrastruktury krytycznej.

Minister Skarbu Państwa wyraża sprzeciw, w formie decyzji administracyjnej, w terminie 14 dni od uzyskania od pełnomocnika informacji o dokonaniu czynności prawnej, jednak nie później niż w terminie 30 dni od dokonania czynności prawnej. Zarząd podmiotu zobowiązanego ma obowiązek poinformować pełnomocnika o dokonaniu czynności prawnej w terminie 3 dni od dokonania tej czynności. Skutki czynności prawnej, wobec której może zostać wniesiony sprzeciw, ulegają zawieszeniu na czas przysługujący Ministrowi Skarbu Państwa na wniesienie sprzeciwu oraz, dodatkowo w razie zgłoszenia sprzeciwu, w okresie, w którym stronie przysługuje prawo wniesienia wniosku o ponowne rozpatrzenie sprawy, a w razie złożenia takiego wniosku lub zaskarżenia decyzji – do chwili zmiany decyzji, jej uchylenia albo stwierdzenia

nieważności decyzji. Ostateczna decyzja Ministra Skarbu Państwa o zgłoszeniu sprzeciwu skutkuje nieważnością czynności prawnej, wobec której został wniesiony sprzeciw, od chwili jej dokonania.

Z chwilą wejścia w życie, Ustawa o Sprzeciwie MSP zastąpiła ustawę z dnia 3 czerwca 2005 r. o szczególnych uprawnieniach Skarbu Państwa oraz ich wykonywaniu w spółkach kapitałowych o istotnym znaczeniu dla porządku publicznego lub bezpieczeństwa publicznego (Dz.U. z 2005 r. Nr 132, poz. 1108 i Nr 267, poz. 2258).

12.28.3 Akcje pracownicze w sektorze energetycznym

Na podstawie przyjętego przez Radę Ministrów w 2006 r. „Programu dla elektroenergetyki” przewidziana została konsolidacja pionowa spółek elektroenergetycznych. Konsolidacja przewiduje, iż spółki konsolidujące zostaną sprywatyzowane poprzez zaoferowanie akcji w publicznej ofercie. Konsolidowane podmioty, których akcje posiadają ich pracownicy, nie będą natomiast podlegać prywatyzacji, czyli ich akcje nie zostaną zbyte przez Skarb Państwa. Mimo posiadania przez pracowników pełni praw wynikających z akcji spółek konsolidowanych, nie mieliby oni możliwości swobodnego obrotu akcjami. W tym celu ustawodawca umożliwił pracownikom możliwość objęcia akcji spółki konsolidującej w zamian za akcję spółki konsolidowanej.

W celu zapewnienia realizacji pełni praw pracowniczych w spółkach sektora elektroenergetycznego uchwalona została Ustawa o Wymianie Akcji Pracowniczych. Na podstawie ww. ustawy zostało wydane rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 11 marca 2008 r. w sprawie listy spółek konsolidowanych, których akcje podlegają wniesieniu na pokrycie kapitału zakładowego spółek konsolidujących, oraz listy spółek konsolidujących (Dz.U. z 2008 r. Nr 51, poz. 294) oraz rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 17 lutego 2009 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie listy spółek konsolidowanych, których akcje podlegają wniesieniu na pokrycie kapitału zakładowego spółek konsolidujących, oraz listy spółek konsolidujących (Dz.U. z 2009 r. Nr 37, poz. 289). W przedmiotowych rozporządzeniach zostało wskazane, iż w przypadku Grupy TAURON spółką konsolidującą będzie Spółka, natomiast spółkami konsolidowanymi są PKE, Enion, EnergiaPro oraz ESW.

Po wniesieniu akcji spółek energetycznych oraz kopalni węgla kamiennego, czyli spółek konsolidowanych do spółek konsolidujących, uprawnieni pracownicy uzyskali alternatywnie prawo do nieodpłatnego otrzymania akcji spółek konsolidujących, do których te akcje zostały wniesione. Wniesienie akcji spółek konsolidowanych na pokrycie kapitału zakładowego spółki konsolidującej należy uznać za zbycie pierwszych akcji na zasadach ogólnych, w rozumieniu ustawy o komercjalizacji i prywatyzacji, czego skutkiem jest powstanie obowiązku nieodpłatnego udostępnienia akcji uprawnionym pracownikom spółek konsolidowanych na podstawie Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji lub Ustawy z dnia 19 grudnia 2008 r. o zmianie ustawy o komercjalizacji i prywatyzacji oraz ustawy o zasadach nabywania od Skarbu Państwa akcji w procesie konsolidacji spółek sektora elektroenergetycznego (Dz.U. z 2009 r. Nr 13, poz. 70).

Bieg terminu do złożenia oświadczenia o zamiarze dokonania nabycia akcji spółki konsolidującej lub zamiany akcji spółek konsolidowanych na akcje spółki konsolidującej rozpoczął się od dnia wejścia w życie ustawy o zmianie ustawy o komercjalizacji i prywatyzacji oraz ustawy o zasadach nabywania od Skarbu Państwa akcji w procesie konsolidacji spółek sektora elektroenergetycznego, czyli od 12 lutego 2009 r.

Zgodnie z ustawą o zasadach nabywania od Skarbu Państwa akcji w procesie konsolidacji spółek z sektora elektroenergetycznego uprawnieni pracownicy mogli skorzystać z prawa do zamiany akcji spółek konsolidowanych na akcje spółki konsolidującej lub nieodpłatnego nabycia akcji spółki konsolidującej, o ile złożyli pisemne oświadczenie.

By skorzystać z prawa do zamiany akcji spółek: PKE, Enion, EnergiaPro, ESW, akcjonariusz był zobowiązany do złożenia oświadczenia o zamiarze dokonania zamiany wszystkich posiadanych akcji. Oświadczenia o zamiarze zamiany wszystkich posiadanych akcji należało składać w wyżej wymienionych spółkach konsolidowanych. Z prawa do zamiany akcji mogą również skorzystać spadkobiercy uprawnionych akcjonariuszy. W odniesieniu do skorzystania z prawa nieodpłatnego nabycia akcji spółki konsolidującej przewidziano identyczną procedurę oraz zachowanie tych samych terminów.

Kolejnym etapem procedury jest przystąpienie do zbywania/zamiany akcji osobom uprawnionym, procedura ta rozpoczęła się w sierpniu 2009 r. W celu podpisywania umów zbycia/zamiany Spółka dokonała wezwania do złożenia oświadczeń dotyczących ww. czynności. Ogłoszenie o wezwaniu zawierało listę osób uprawnionych, które złożyły oświadczenia o zamiarze zamiany/nabycia akcji spółki konsolidującej. Prawo do zamiany akcji spółek konsolidowanych na akcje spółki konsolidującej oraz prawo do nieodpłatnego nabycia akcji spółki konsolidującej może być realizowane przez osoby uprawnione do dnia 13 sierpnia 2010 r. Po upływie tego terminu prawo do zamiany akcji spółek konsolidowanych na akcje spółki konsolidującej oraz prawo do nieodpłatnego nabycia akcji spółki konsolidującej wygasa.

Minister Skarbu Państwa zawiera w imieniu Skarbu Państwa z osobą uprawnioną umowę nieodpłatnego zbycia akcji spółki konsolidującej lub umowę zamiany akcji spółki konsolidowanej na akcje spółki konsolidującej. Dokument umowy zbycia lub dokument umowy zamiany akcji spółki konsolidującej sporządza spółka konsolidująca. Po dokonaniu zamiany akcji spółki konsolidowanej na akcje spółki konsolidującej będzie możliwy obrót nabytymi akcjami. Natomiast akcje nabyte nieodpłatnie w zamian za prawo do akcji spółki konsolidowanej nie mogły być przedmiotem obrotu przed upływem dwóch lat od dnia wejścia w życie ustawy z dnia 7 września 2007 r. o zasadach nabywania od Skarbu Państwa akcji w procesie konsolidacji spółek sektora elektroenergetycznego, tj. przed dniem 19 listopada 2009 r.

12.28.4 Ustawa o Poręczeniach i Gwarancjach Skarbu Państwa

Zasady udzielania poręczeń i gwarancji przez spółki akcyjne i spółki z ograniczoną odpowiedzialnością, których większościamiowym akcjonariuszem (udziałowcem) jest Skarb Państwa lub podmiot, którego większościamiowym akcjonariuszem (udziałowcem) jest Skarb Państwa, zostały poddane szczególnej regulacji w Ustawie o Poręczeniach i Gwarancjach Skarbu Państwa.

Poręczenia i gwarancje udzielane przez takie spółki jako zabezpieczenie zobowiązań osób trzecich powinny być udzielane na czas oznaczony. Wyłączona została możliwość udzielania bezterminowych poręczeń i gwarancji. Istnieje również obowiązek określenia maksymalnej kwoty poręczenia i gwarancji, przy czym zostały wprowadzone pewne ograniczenia kwoty gwarancji (poręczenia) wyrażone jako procent określonych pozycji bilansu gwaranta (poręczyciela). Ponadto, roszczenie o zwrot kwoty wypłaconej przez spółkę z tytułu poręczenia lub gwarancji powinno być zabezpieczone na majątku podmiotu, za który ta spółka poręcza. W praktyce najczęściej ustanawiane jest zabezpieczenie rzeczowe (np. zastaw).

Na wskazanych powyżej podmiotach ciąży również obowiązek okresowego przekazywania ministrowi finansów informacji o udzielonych gwarancjach i poręczeniach.

Ze względu na strukturę własnościową spółek z Grupy TAURON Ustawa o Poręczeniach i Gwarancjach Skarbu Państwa znajduje zastosowanie do udzielania gwarancji i poręczeń przez wybrane spółki z Grupy TAURON.

12.28.5 Ograniczenia wynagrodzeń osób kierujących spółkami Skarbu Państwa

Spółki prawa handlowego, w których udział Skarbu Państwa przekracza 50% liczby akcji lub kapitału zakładowego, podlegają Ustawie Kominowej. Dodatkowo przepisy ustawy stosuje się do podmiotów, w których ponad 50% kapitału zakładowego lub liczby akcji posiadają spółki prawa handlowego, w których Skarb Państwa posiada ponad 50% akcji lub kapitału zakładowego.

Ustawa znajduje zastosowanie w szczególności do dyrektorów, prezesów, członków organów zarządzających, członków rad nadzorczych i komisji rewizyjnych. Maksymalna wysokość wynagrodzenia miesięcznego dla osób zatrudnionych w spółkach handlowych, w których Skarb Państwa posiada ponad 50% akcji, została ograniczona do sześciokrotności przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw. Wysokość przeciętnego wynagrodzenia jest ogłaszana przez Prezesa GUS.

W spółce akcyjnej podlegającej Ustawie Kominowej organem właściwym do ustalenia wynagrodzenia dla członków zarządu jest rada nadzorcza tej spółki, zaś dla członków rady nadzorczej – walne zgromadzenie akcjonariuszy. Informacje o wynagrodzeniu osób, które podlegają przepisom ustawy, są jawne i nie podlegają ochronie danych osobowych ani tajemnicy handlowej.

Postanowienia umów o pracę albo umów cywilnoprawnych ustalające wynagrodzenie miesięczne, nagrody roczne odprawy oraz świadczenia dodatkowe w wysokości wyższej niż maksymalna dopuszczona ustawą są nieważne z mocy prawa w odniesieniu do części, która przewyższa kwotę maksymalną określoną w ustawie. Za nieprzestrzeganie przepisów ustawy organy nadzorcze podmiotów podlegających ustawie ulegają rozwiązaniu z mocy prawa.

12.28.6 Prawo Zamówień Publicznych

Zamówienia publiczne udzielane są na podstawie Prawa Zamówień Publicznych, aktów wykonawczych do tej ustawy oraz przepisów Prawa Europejskiego.

W przypadku spełnienia ustawowych przesłanek podmioty z Grupy TAURON mogą być zobowiązane do stosowania ustawy Prawo Zamówień Publicznych w zakresie zamówień sektorowych. Część podmiotów Spółki może podlegać obowiązkowi stosowania tego szczególnego trybu udzielania zamówień publicznych. Zobowiązanymi do stosowania zamówień sektorowych są podmioty wskazane w art. 3 ust. 1 pkt 3 i 4 Prawa Zamówień Publicznych, które udzielają zamówienia w celu wykonywania m.in. następujących rodzajów działalności: poszukiwania, rozpoznawania lub wydobywania gazu ziemnego, ropy naftowej oraz jej naturalnych pochodnych, węgla brunatnego, węgla kamiennego i innych paliw stałych; tworzenia sieci przeznaczonych do świadczenia publicznych usług związanych z produkcją, przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, gazu lub ciepła lub dostarczania energii elektrycznej, gazu albo ciepła do takich sieci lub kierowania takimi sieciami. Przepisy Prawa Zamówień Publicznych stosuje się do udzielania zamówień sektorowych, o ile wartość zamówienia jest równa lub przekracza równowartość kwoty 387.000 EUR w odniesieniu do dostaw lub usług, zaś w odniesieniu do robót budowlanych przewyższa równowartość kwoty 4.845.000 EUR.

12.28.7 Ochrona konkurencji i konsumentów oraz pomoc publiczna

Działalność Grupy TAURON podlega kontroli Prezesa UOKiK. Na podstawie Ustawy o Ochronie Konkurencji i Konsumentów Prezes UOKiK prowadzi postępowania antymonopolowe w sprawach praktyk ograniczających konkurencję. W szczególności są to postępowania dotyczące nadużywania pozycji dominującej na rynku oraz niedozwolonych porozumień (karteli). Efektem przedmiotowego postępowania może być nakaz zaniechania kwestionowanych działań. Dodatkowo na przedsiębiorcę może zostać nałożona kara pieniężna nawet do 10% przychodów uzyskanych w roku obrotowym poprzedzającym nałożenie kary.

Kolejnym obszarem regulacji Prezesa UOKiK jest kontrola koncentracji przedsiębiorców. W określonych sytuacjach zamiar koncentracji przedsiębiorców podlega zgłoszeniu Prezesowi UOKiK. Prezes UOKiK może zakazać dokonania koncentracji, gdyby w jej wyniku mogło dojść do znacznego ograniczenia konkurencji na rynku. Możliwe jest również wydanie decyzji zezwalającej na koncentrację po spełnieniu określonych warunków, np. sprzedaży części majątku przedsiębiorcy podlegającego koncentracji.

Na podstawie ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz.U. z 2007 r. Nr 59, poz. 404, ze zm.), Prezes UOKiK posiada również kompetencje w zakresie oceny zgodności pomocy publicznej udzielanej przedsiębiorcom. Każda inicjatywa udzielenia pomocy indywidualnej dla przedsiębiorcy podlega obowiązkowi uzyskania opinii Prezesa UOKiK. W opinii

stwierdza się, czy projektowane wsparcie jest zgodne ze wspólnym rynkiem, a w przypadku niezgodności proponowane są rozwiązania mające na celu dostosowanie projektowanej pomocy do zasad jej udzielania. Prezes UOKiK zajmuje również stanowisko w kwestii obowiązku notyfikacji Komisji Europejskiej projektu udzielenia pomocy publicznej.

W zakresie swoich kompetencji Prezes UOKiK posiada również szerokie uprawnienia dotyczące ochrony konsumentów, które wynikają zarówno z przepisów Ustawy o Ochronie Konkurencji i Konsumentów, ustawy z dnia 2 marca 2000 r. o ochronie niektórych praw konsumentów oraz odpowiedzialności za szkodę wyrządzoną przez produkt niebezpieczny (Dz.U. z 2000 r. Nr 22, poz. 271, ze zm.), jak i ustawy z dnia 23 sierpnia 2007 r. o przeciwdziałaniu nieuczciwym praktykom rynkowym (Dz.U. z 2007 r. Nr 171, poz. 1206). Ochronie konsumentów służą w szczególności działania mające na celu wyeliminowanie z obrotu prawnego niedozwolonych postanowień umownych, czyli postanowień, które kształtują interesy konsumentów w sposób sprzeczny z prawem lub dobrymi obyczajami. Podstawowym narzędziem ochrony konsumentów są kontrole wzorców umownych stosowanych przez przedsiębiorców. Po uznaniu danego postanowienia za niedozwolone nie wiąże ono konsumenta, jeżeli kształtuje jego prawa lub obowiązki w sprzeczności z dobrymi obyczajami i narusza rażąco jego interesy.

12.28.8 Ustawa o Podatku Akcyzowym

Z dniem 1 marca 2009 r. weszła w życie Ustawa o Podatku Akcyzowym, której głównym założeniem była harmonizacja polskich regulacji w zakresie przepisów akcyzowych z przepisami obowiązującymi w Unii Europejskiej. Ustawa o Podatku Akcyzowym wdrożyła do polskiego systemu prawnego rozwiązania wynikające m.in. z Dyrektywy Rady 2003/96/WE z dnia 27 października 2003 r. w sprawie restrukturyzacji wspólnotowych przepisów ramowych dotyczących opodatkowania produktów energetycznych i energii elektrycznej oraz Dyrektywy Rady 2004/74/WE z dnia 29 kwietnia 2004 r. zmieniającej dyrektywę 2003/96/WE w zakresie możliwości stosowania przez określone Państwa Członkowskie czasowych zwolnień lub obniżek poziomu opodatkowania na produkty energetyczne i energię elektryczną. Podstawowymi zmianami systemowymi, wynikającymi z przepisów Ustawy o Podatku Akcyzowym są m.in.: nowe zasady powstawania obowiązku podatkowego, uregulowanie nowych zasad opodatkowania akcyzą energii elektrycznej, w tym przeniesienie obowiązku zapłaty akcyzy z producentów na sprzedawców energii elektrycznej, odbiorcom końcowym, nowe zasady w zakresie zwolnień z akcyzy, uporządkowanie zakresu przedmiotowego oraz podmiotowego itp.

Zgodnie z postanowieniami Ustawy o Podatku Akcyzowym, energia elektryczna jest wyrobem akcyzowym. Opodatkowaniu podatkiem akcyzowym w zakresie energii elektrycznej podlega: sprzedaż energii elektrycznej nabywcom końcowym na terytorium Polski, nabycie wewnątrzwspólnotowe energii elektrycznej przez nabywcę końcowego, zużycie energii elektrycznej przez podmioty posiadające koncesję, zużycie energii elektrycznej przez podmioty nieposiadające koncesji, które wyprodukowały tę energię, import energii elektrycznej przez nabywcę końcowego, zużycie energii elektrycznej przez nabywcę końcowego, jeśli od tej energii nie został zapłacony podatek akcyzowy.

Podstawą opodatkowania energii elektrycznej jest jej ilość wyrażona w megawatogodzinach (MWh). Stawka podatku akcyzowego wynosi 20 zł za megawatogodzinę (MWh). Ustawa o Podatku Akcyzowym nakłada m.in. na podatników sprzedających energię elektryczną szereg obowiązków ewidencyjnych i administracyjnych, w tym m.in. obowiązek prowadzenia ilościowej ewidencji energii elektrycznej na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych u nabywcy końcowego.

Ustawa o Podatku Akcyzowym przewiduje szereg zwolnień w zakresie obrotu energią elektryczną, w tym zwalnia się z podatku akcyzowego energię elektryczną wytworzoną z odnawialnych źródeł energii (na podstawie dokumentu potwierdzającego umorzenie świadectw pochodzenia energii z odnawialnych źródeł energii), zwalnia się z podatku zużycie energii elektrycznej w procesie produkcji energii elektrycznej, jak również zużycie tej energii w celu podtrzymania tych procesów produkcyjnych oraz zwalnia się również zużycie energii elektrycznej w procesie produkcji energii elektrycznej w kogeneracji.

Ponadto, Ustawa o Podatku Akcyzowym oraz rozporządzenia wykonawcze przewidują szereg innych zwolnień z podatku akcyzowego w zakresie m.in. niektórych wyrobów energetycznych (węgiel, koks, gaz ziemny).

12.28.9 Potencjalny zwrot nadpłaty w podatku akcyzowym za okres od 1 stycznia 2006 r. do 28 lutego 2009 r.

Europejski Trybunał Sprawiedliwości w wyroku z dnia 12 lutego 2009 r. (C-475/07) potwierdził niezgodność polskich przepisów akcyzowych, obowiązujących przed 1 marca 2009 r., z postanowieniami Dyrektywy Rady 2003/96/WE z dnia 27 października 2003 r. w sprawie restrukturyzacji wspólnotowych przepisów ramowych dotyczących opodatkowania produktów energetycznych i energii elektrycznej oraz Dyrektywy Rady 2004/74/WE zmieniającej dyrektywę 2003/96/WE w zakresie możliwości stosowania przez określone Państwa Członkowskie czasowych zwolnień lub obniżek poziomu opodatkowania na produkty energetyczne i energię elektryczną. Również Naczelny Sąd Administracyjny w składzie siedmiu sędziów, po rozpoznaniu zagadnienia prawnego przedstawionego przez Izbę Finansową Naczelnego Sądu Administracyjnego, podjął uchwałę (sygn. I FPS 4/09), w myśl której przepisy Ordynacji podatkowej nie stoją na przeszkodzie zwrotowi nadpłaty w podatku akcyzowym także wtedy, gdy ciężar ekonomiczny akcyzy poniósł faktycznie nabywca opodatkowanego towaru. Jednakże w grudniu 2009 r., w innej sprawie, Naczelny Sąd Administracyjny zwrócił się do Trybunału Konstytucyjnego o rozstrzygnięcie pytania prawnego, czy zwrot nadpłaty podatku podatnikowi, który nie poniósł ciężaru ekonomicznego tego podatku, jest zgodny z Konstytucją Rzeczypospolitej Polskiej.

Należy dodatkowo zwrócić uwagę, że Minister Finansów jest przeciwny zwrotowi akcyzy w pełnej wysokości. Ministerstwo Finansów opublikowało projekt ustawy o zwrocie nadpłaty w podatku akcyzowym, który przewiduje zwrot nadpłaty podatnikowi podatku akcyzowego, jednak zgodnie z projektem nadpłatę zwraca się w wysokości podatku akcyzowego zapłaconego jedynie od sprzedaży części energii elektrycznej stanowiącej straty przesyłowe.

Biorąc powyższe pod uwagę, należy stwierdzić, że pytanie, czy spółki z Grupy TAURON są uprawnione do wystąpienia z wnioskami o stwierdzenie nadpłaty podatku akcyzowego i skutecznego dochodzenia zwrotu nadpłaty, zależy w głównej mierze od rozstrzygnięcia Trybunału Konstytucyjnego.

12.28.10 Ustawa o Podatkach i Opłatach Lokalnych – podatek od nieruchomości

Zgodnie z art. 2 ust. 1 Ustawy o Podatkach i Opłatach Lokalnych opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości podlegają następujące nieruchomości lub objekty budowlane: grunty, budynki lub ich części oraz budowle lub ich części związane z prowadzeniem działalności gospodarczej. Zgodnie z definicjami ustawowymi, budynek to obiekt budowlany w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, który jest trwale związany z gruntem, wydzielony z przestrzeni za pomocą przegród budowlanych oraz posiada fundamenty i dach; budowla to obiekt budowlany w rozumieniu przepisów prawa budowlanego niebędący budynkiem lub obiektem małej architektury, a także urządzenie budowlane w rozumieniu przepisów prawa budowlanego związane z obiektem budowlanym, które zapewnia możliwość użytkowania obiektu zgodnie z jego przeznaczeniem. Za podstawę opodatkowania budynków należy uznać ich powierzchnię użytkową, zaś w przypadku budowli, podstawę opodatkowania stanowi ich wartość w księgach podatkowych podatnika, stanowiąca podstawę naliczania amortyzacji dla celów podatkowych, bez uwzględnienia odpisów amortyzacyjnych (wartość ta jest określona w przepisie art. 16g Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Prawnych). Stawka podatku od nieruchomości w przypadku budynków lub ich części związanych z prowadzeniem działalności gospodarczej nie może przekroczyć 20,51 zł od 1 m² powierzchni użytkowej (od 1 stycznia 2010 r.), zaś w przypadku budowli nie może przekroczyć 2% wartości, o której mowa wyżej.

Należy zwrócić uwagę, że na tle interpretacji oraz zastosowania praktycznego definicji budowli, w rozumieniu Ustawy o Podatkach i Opłatach Lokalnych, toczą się liczne spory z organami podatkowymi. Organy podatkowe wykazują tendencję do uznawania za odrębny przedmiot opodatkowania (tj. budowlę, w rozumieniu Ustawy o Podatkach i Opłatach Lokalnych), m.in. fundamenty będące częścią budowli zlokalizowanych w budynkach, niektóre urządzenia techniczne posadowione na tego rodzaju fundamentach itp. Takie stanowisko organów podatkowych skutkuje potencjalnym opodatkowaniem wielu różnych składników majątkowych, które nie posiadają statusu odrębnego obiektu budowlanego. Może to w konsekwencji prowadzić do nieprzewidzianych dodatkowych obciążeń finansowych.

13. Opis Działalności

13.1 Wprowadzenie

Grupa TAURON jest zintegrowanym pionowo przedsiębiorstwem energetycznym, które zajmuje wiodącą pozycję w dziedzinie wytwarzania, dystrybucji oraz sprzedaży energii elektrycznej w Polsce. Jest ona największym dystrybutorem i jednym z dwóch największych sprzedawców energii elektrycznej w Polsce, jak również jednym z największych dystrybutorów i sprzedawców energii elektrycznej w Europie Środkowo-Wschodniej. Grupa TAURON jest również drugim co do wielkości przedsiębiorstwem energetycznym w Polsce pod względem zainstalowanej mocy wytwórczych i wielkości produkcji energii netto.

Grupa TAURON prowadzi działalność w następujących obszarach (segmentach):

- **Obszar Wydobycie**, obejmujący głównie wydobycie, wzbogacanie i sprzedaż węgla kamiennego w Polsce. Grupa TAURON pozyskuje węgiel kamienny w dwóch zakładach górniczych obejmujących swoim obszarem około 20% krajowych bilansowych zasobów węgla kamiennego. W 2009 r. Grupa TAURON sprzedała łącznie ponad 4,8 mln ton węgla kamiennego, z czego 69,0% zostało wykorzystane na potrzeby własne Obszaru Wytwarzanie, natomiast 31,0% zostało sprzedane odbiorcom zewnętrznym.
- **Obszar Wytwarzanie**, obejmujący głównie wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła ze źródeł konwencjonalnych, jak również wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła przy współspalaniu biomasy. Według danych za 2009 r., Grupa TAURON jest drugim podmiotem w Polsce pod względem ilości wytwarzanej energii elektrycznej. Łączna osiągalna moc wytwórcza energii elektrycznej Grupy TAURON z wyłączeniem mocy osiągalnych Obszaru OZE na koniec 2009 r. wyniosła 5.448 MW, co stanowiło około 15,3% udziału w krajowych mocach osiągalnych. W 2009 r. spółki z Obszaru Wytwarzanie wygenerowały łącznie około 18,2 TWh energii elektrycznej netto.
- **Obszar OZE**, obejmujący wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (z wyłączeniem wytwarzania energii elektrycznej przy współspalaniu biomasy przypisanej do Obszaru Wytwarzanie). Obecnie wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w Grupie TAURON odbywa się w 35 elektrowniach wodnych, których łączna osiągalna moc wytwórcza energii elektrycznej na koniec 2009 r. wynosiła 131,2 MW. W 2009 r. podmioty z Obszaru OZE wytworzyły łącznie około 0,4 TWh energii elektrycznej netto ze źródeł odnawialnych.
- **Obszar Dystrybucji**, obejmujący dystrybucję energii elektrycznej z wykorzystaniem sieci dystrybucyjnych położonych w południowej Polsce. W 2009 r. Grupa TAURON zajmowała pierwsze miejsce w Polsce pod względem ilości dostarczonej energii elektrycznej i przychodów z jej dystrybucji. W 2009 r. Grupa TAURON dostarczyła 30,9 TWh energii elektrycznej do ponad 4 mln klientów końcowych. Na dzień 31 grudnia 2009 r. sieć dystrybucyjna należąca do Grupy TAURON obejmowała swoim zasięgiem obszar blisko 53 tys. km², co stanowiło około 17% powierzchni kraju, i składała się z linii energetycznych o łącznej długości ponad 192,4 tys. km, wyłączając przyłącza i blisko 46 tys. stacji elektroenergetycznych. Udział spółek Obszaru Dystrybucji w krajowym rynku dystrybucji energii elektrycznej do klientów końcowych na podstawie dostępnych Spółce danych, to jest danych ARE za 2008 r., wyniósł 27,1% pod względem ilości dostarczonej energii elektrycznej. Spółka szacuje, iż jej udział w krajowym rynku dystrybucji energii elektrycznej w 2009 r. nie uległ istotnej zmianie.
- **Obszar Obrotu**, obejmujący (i) sprzedaż energii elektrycznej do klientów końcowych, oraz (ii) handel hurtowy energią elektryczną, jak również obrót i zarządzanie uprawnieniami do emisji CO₂ oraz prawami majątkowymi ze świadectw pochodzenia.
 - **Sprzedaż do klientów końcowych**. Według danych za 2009 r., Grupa TAURON jest jednym z dwóch największych sprzedawców energii elektrycznej do klientów końcowych w Polsce. W 2009 r. Grupa TAURON sprzedała łącznie około 30,4 TWh energii elektrycznej do ponad 4 mln klientów końcowych, zarówno gospodarstw domowych, jak i przedsiębiorców. Udział Grupy TAURON w łącznej sprzedaży energii elektrycznej w Polsce na podstawie dostępnych Spółce danych, to jest danych ARE za 2008 r. wyniósł 29,4%. Spółka szacuje, iż jej udział w krajowym rynku sprzedaży energii elektrycznej w 2009 r. nie uległ istotnej zmianie.
 - **Handel hurtowy**. W Grupie TAURON wdrożony został scentralizowany model obrotu hurtowego energią elektryczną oraz obrotu uprawnieniami do emisji CO₂ i świadectwami pochodzenia.
- **Obszar Pozostałe** obejmujący głównie dystrybucję i sprzedaż ciepła, jak również inną działalność.

Poniższa tabela przedstawia kluczowe wielkości dotyczące działalności Grupy TAURON w podziale na główne obszary działalności Grupy w 2009 r. oraz w pierwszym kwartale 2010 r.:

	Przychody w 2009 r. (w tys. zł)	EBITDA⁽¹⁾ za 2009 r. (tys. zł)	Przychody w I kwartale 2010 r. (w tys. zł)	EBITDA⁽¹⁾ za I kwartał 2010 r. (w tys. zł)
Obszar Wydobywanie	1.167.089	253.202	299.896	69.783
Obszar Wytwarzanie	5.338.487	1.181.416	1.415.760	322.418
Obszar OZE	123.332	76.452	31.656	19.322
Obszar Dystrybucji	4.084.985	721.522	1.146.148	279.454
Obszar Obrotu	11.521.855	306.176	3.094.384	85.918
Obszar Pozostałe	518.408	63.843	210.409	38.040
Transakcje wyeliminowane (pomiędzy podmiotami Grupy TAURON)	(9.120.583)	(22.570)	(2.403.920)	6.594
Razem	13.633.573	2.580.041	3.794.333	821.529

Źródło: Spółka

⁽¹⁾ Dane niezbadane. EBITDA w podziale na poszczególne obszary działalności Grupy TAURON obejmuje zysk (stratę) z działalności kontynuowanej przed opodatkowaniem i przychodami (kosztami) finansowymi w podziale na obszary działalności powiększony o amortyzację i odpisy na aktywa niefinansowe w podziale na obszary. EBITDA nie jest miarą zysku operacyjnego, wyniku działalności ani płynności zgodnie z MSSF. Więcej informacji dotyczących EBITDA znajduje się w punkcie 10.5 (*Omówienie EBITDA oraz wybranych pozycji skonsolidowanego sprawozdania z całkowitych dochodów Grupy TAURON*).

Grupa TAURON prowadzi działalność i uzyskuje przychody przede wszystkim ze sprzedaży węgla kamiennego oraz wytwarzania, dystrybucji i sprzedaży energii elektrycznej i ciepła.

Działalność Grupy TAURON w zakresie sprzedaży węgla kamiennego prowadzona jest przez PKW z siedzibą w Jaworznie, poprzez dwa zakłady górnicze – jeden położony w Jaworznie (Zakład Górniczy Sobieski), a drugi położony w Libiążu (Zakład Górniczy Janina). Węgiel kamienny sprzedawany jest przez PKW przede wszystkim na rzecz PKE, jak również na rzecz innych autoryzowanych sprzedawców i odbiorców w całej Polsce.

Działalność Grupy TAURON w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i ciepła prowadzona jest przede wszystkim przez PKE, ESW, Elektrociepłownię Tychy oraz Elektrociepłownię EC Nowa. Aktywa wytwórcze tych spółek położone są w Jaworznie, Łaziskach Górnych (Elektrownia Łaziska), Będzinie (Elektrownia Łągisza), Trzebini (Elektrownia Siersza), Rudzie Śląskiej (Elektrownia Halemba), Kędzierzynie-Koźlu (Elektrownia Blachownia), Stalowej Woli, Katowicach, Bielsku-Białej, Tychach i Dąbrowie Górniczej (Elektrociepłownia EC Nowa).

Działalność Grupy TAURON w zakresie dystrybucji energii elektrycznej prowadzona jest przez Enion i EnergiaPro poprzez oddziały z siedzibą w Bielsku-Białej, Będzinie, Częstochowie, Krakowie i Tarnowie (Enion) oraz w Jeleniej Górze, Wrocławiu, Legnicy, Wałbrzychu i Opolu (EnergiaPro). Energia elektryczna dostarczana jest przez Enion i EnergiaPro do klientów na obszarach, na których spółki te zostały wyznaczone operatorami systemu dystrybucyjnego, to jest na obszarze województwa małopolskiego oraz części województw śląskiego, podkarpackiego i świętokrzyskiego (Enion) oraz na obszarze województw opolskiego i dolnośląskiego (EnergiaPro).

Działalność Grupy TAURON w zakresie sprzedaży energii elektrycznej prowadzona jest przez Enion Energia i EnergiaPro Gigawat na rzecz klientów na obszarze, na którym spółki Grupy TAURON zostały wyznaczone operatorem systemu dystrybucyjnego i w niewielkim stopniu na rzecz klientów spoza tego obszaru. Poza granicami Polski, Grupa TAURON prowadzi działalność w zakresie obrotu energią elektryczną w Republice Czeskiej i Republice Federalnej Niemiec.

Działalność Grupy TAURON w zakresie dystrybucji i sprzedaży ciepła prowadzona jest przede wszystkim przez spółki PEC Katowice i PEC Dąbrowa Górnicza do klientów zlokalizowanych w następujących miastach: Chorzów, Katowice, Mysłowice, Siemianowice Śląskie i Świętochłowice (PEC Katowice) oraz Sosnowiec, Dąbrowa Górnicza, Będzin, Czeladź, Zawiercie i Olkusz (PEC Dąbrowa Górnicza).

Poniższa mapa przedstawia lokalizację kluczowych aktywów Grupy TAURON w poszczególnych obszarach działalności oraz obszary, na których spółki Grupy TAURON zostały wyznaczone operatorem systemu dystrybucyjnego.



13.2 Przewagi konkurencyjne

Zdaniem Zarządu, Grupa TAURON posiada następujące przewagi konkurencyjne:

13.2.1 Grupa TAURON działa na polskim rynku charakteryzującym się wysokim potencjałem wzrostu

Polska jest największą gospodarką w Europie Środkowo-Wschodniej pod względem wielkości PKB, charakteryzującą się w okresie ostatnich 15 lat nieprzerwanym wzrostem gospodarczym, jak również jednym z największych krajów w regionie pod względem powierzchni i liczby ludności. W porównaniu z UE-15, PKB Polski w latach 2007–2008 rósł szybciej, osiągając, według danych GUS, stopę wzrostu w wysokości 6,8% w 2007 r. i 5,0% w 2008 r. Również w 2009 r., pomimo globalnego spowolnienia gospodarczego, według wstępnych szacunków GUS PKB wzrósł o 1,7%, co plasuje Polskę na pierwszym miejscu wśród krajów Unii Europejskiej pod względem wielkości wzrostu gospodarczego w tym okresie.

Przewiduje się, iż wzrost gospodarczy Polski i relatywnie niskie zużycie energii elektrycznej na głowę jednego mieszkańca w porównaniu do UE-15, tworzą podstawy do dalszego wzrostu poziomu zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce, pomimo rosnącej efektywności energetycznej. Polityka Energetyczna Polski do 2030 r. zakłada średni roczny wzrost zużycia energii elektrycznej w kraju o przeciętnie 2,3% do 2030 r.

Zarząd uważa, iż ceny energii elektrycznej w Polsce w perspektywie średnio- i długookresowej będą rosły na skutek przewidywanego kurczenia się marginesu rezerw mocy polskiego systemu energetycznego (to jest różnicy między podażą a popytem na energię elektryczną), spowodowanego oczekiwanym wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną przy ograniczonej podaży nowych mocy wytwórczych oraz planowanymi wyłączeniami przestarzałych aktywów wytwórczych.

W odróżnieniu od wytwórców z większości krajów Unii Europejskiej, Grupa TAURON oczekuje, iż będzie mogła skorzystać z częściowo nieodpłatnych uprawnień do emisji CO₂ w okresie od 2013 do 2020 r., dla aktywów wytwórczych istniejących już w 2008 r. lub dla których proces inwestycyjny fizycznie rozpoczął się nie później niż w 2008 r. Po 2012 r. nieodpłatne uprawnienia do emisji CO₂ będą przyznawane jedynie krajom spełniającym pewne przesłanki określone przez Unię Europejską, takie jak, na przykład, brak lub niedostateczne połączenie z systemem elektroenergetycznym zarządzanym przez UCTE (Unia ds. Koordynacji Przesyłu Energii Elektrycznej) lub uzależnienie od jednego paliwa kopalnego do produkcji energii elektrycznej połączone z niskim PKB na głowę jednego mieszkańca w 2006 r. (szczegółowy opis znajduje się w punkcie 12.21 (*Regulacje dotyczące ochrony klimatu, związane z emisjami CO₂ i innych substancji do atmosfery*)). Przewiduje się, iż Polska spełni wymagane prawem przesłanki umożliwiające jej uzyskanie częściowo nieodpłatnych uprawnień do emisji CO₂ w latach 2013–2020, natomiast większość krajów członkowskich Unii Europejskiej nie będzie spełniać przesłanek uzyskania takich nieodpłatnych uprawnień do emisji CO₂.

13.2.2 Grupa TAURON jest największym dystrybutorem i jednym z największych sprzedawców energii elektrycznej w Polsce

Według danych za lata 2009, 2008 i 2007, Grupa TAURON, z wolumenem dostarczonej energii elektrycznej do klientów końcowych na poziomie, odpowiednio, 30,9 TWh, 32,3 TWh i 32,2 TWh, zajmuje pierwszą pozycję pod względem ilości dostarczonej energii elektrycznej. Również przychody spółek Obszaru Dystrybucji Grupy TAURON w wysokości 4.085 mln zł w 2009 r., 4.232,1 mln zł w 2008 r. i 4.099,6 mln zł w 2007 r., plasują Grupę TAURON na pierwszym miejscu pod względem przychodów osiągniętych z działalności dystrybucyjnej. Udział Grupy TAURON w dystrybucji energii elektrycznej do klientów końcowych w Polsce na podstawie danych udostępnionych przez ARE za 2008 r. wyniósł 27,1%. Spółka szacuje, iż jej udział w krajowym rynku dystrybucji energii elektrycznej w 2009 r. nie uległ istotnej zmianie.

Działalność dystrybucyjna Grupy TAURON, ze względu na naturalny monopol Grupy TAURON na wyznaczonym obszarze, jest źródłem stabilnych i przewidywalnych przychodów, stanowiących istotną część skonsolidowanych przychodów całej Grupy TAURON.

Grupa TAURON przewiduje również, iż jej przychody z tytułu świadczonych usług dystrybucyjnych będą systematycznie rosły ze względu na zmiany w metodologii ustalania taryf OSD wprowadzone przez Prezesa URE od 2010 r., mające na celu sukcesywne zbliżanie w perspektywie kilku najbliższych lat WRA do rzeczywistej wartości rynkowej aktywów dystrybucyjnych operatorów systemów dystrybucyjnych (opis sposobu ustalania taryf i WRA znajduje się w punkcie 12.5.3 (*Stawki opłat za usługi dystrybucji energii elektrycznej*) oraz w punkcie 13.10.4 (*Taryfy i Odbiorcy*)).

Obszar geograficzny dystrybucji energii elektrycznej, na którym historycznie działają spółki z Obszaru Dystrybucji i Obszaru Obrotu, to obszar charakteryzujący się dużym uprzemysłowieniem i gęstym zaludnieniem, a co za tym idzie, dużym popytem na energię elektryczną zarówno wśród gospodarstw domowych, jak i przedsiębiorców. Grupa TAURON posiada wielu kluczowych klientów będących dużymi przedsiębiorcami, w tym między innymi KGHM Polską Miedź S.A., ArcelorMittal Poland S.A. i Kompanię Węglową S.A.

Koncentracja działalności Grupy TAURON w południowej Polsce daje również Grupie TAURON możliwość rozwoju i poszerzenia działalności na kraje sąsiadujące, a w szczególności Republikę Czeską, Republikę Słowacką i Republikę Federalną Niemiec. W opinii Zarządu, poszerzenie obszaru działania Grupy TAURON otworzy Grupie możliwość pozyskania nowych klientów końcowych i partnerów biznesowych. Dodatkowo, dzięki wejściu na nowe rynki, zwiększy się rozpoznawalność marki TAURON na arenie międzynarodowej, zarówno wśród klientów, kontrahentów handlowych, jak i potencjalnych inwestorów.

Grupa TAURON, z wolumenem sprzedaży energii elektrycznej na poziomie 30,4 TWh w 2009 r., 34,7 TWh w 2008 r. i 33,9 TWh w 2007 r., do ponad 4 mln klientów końcowych była jednym z dwóch największych sprzedawców energii elektrycznej do klientów końcowych w Polsce.

Udział Grupy TAURON w łącznej sprzedaży energii elektrycznej w Polsce do klientów końcowych na podstawie danych za 2008 r. udostępnionych Spółce przez ARE wyniósł 29,4%. Spółka szacuje, iż jej udział w krajowym rynku sprzedaży energii elektrycznej w 2009 r. nie uległ istotnej zmianie.

13.2.3 Grupa TAURON jest drugim największym producentem energii elektrycznej w Polsce, posiadającym aktywa wytwórcze położone w atrakcyjnym regionie Polski, co umożliwia jej aktywne uczestnictwo w budowie nowych mocy wytwórczych

Udział Grupy TAURON w krajowym rynku wytwarzania energii elektrycznej, mierzony produkcją energii elektrycznej netto, na podstawie danych za 2008 r. udostępnionych Spółce przez ARE, wyniósł około 13,6%, co daje Grupie TAURON miejsce drugiego największego wytwórcy energii elektrycznej w Polsce. Spółka szacuje, iż jej udział w krajowym rynku wytwarzania energii elektrycznej w 2009 r. nie uległ istotnej zmianie.

Zgodnie z Polityką Energetyczną Polski do 2030 r., w konsekwencji przewidywanego zwiększenia zapotrzebowania na energię elektryczną, oczekuje się, iż moce wytwórcze energii elektrycznej zwiększą się z około 36 GW w 2010 r. do ponad 51 GW do 2030 r. Grupa TAURON posiada mocną pozycję, aby aktywnie uczestniczyć w procesie budowania nowych mocy wytwórczych w Polsce ze względu na realizowany przez Grupę TAURON program inwestycyjny.

Program inwestycyjny realizowany przez Grupę TAURON w Obszarze Wytwarzanie (opisany szczegółowo w punkcie 13.4 (*Program Inwestycyjny*)) zakłada, iż do 2012 r. Grupa TAURON rozpocznie budowę nowych mocy wytwórczych na poziomie 3 GW. Jednocześnie, Zarząd oczekuje, iż do 2020 r. zainstalowane moce wytwórcze Grupy TAURON zwiększą się z obecnie posiadanych 5,6 GW do około 8,5 GW (uwzględniając planowane wyłączenia bloków energetycznych o łącznej mocy 1,7 GW, inwestycje realizowane wspólnie z partnerami spoza Grupy TAURON oraz moc z kolejnego bloku energetycznego, którego realizacja będzie uzależniona od warunków rynkowych).

W ramach realizacji programu inwestycyjnego, w 2009 r. Grupa TAURON zakończyła budowę nowoczesnego, pierwszego na świecie bloku energetycznego z kotłem przepływowym CFB w Elektrowni Łagisza o mocy zainstalowanej 460 MW i sprawności 45%.

Aktywa wytwórcze Grupy TAURON skoncentrowane są w południowej Polsce. W tym regionie znajdują się złoża węgla kamiennego, którym opalane są elektrownie i elektrociepłownie Grupy TAURON. Położenie aktywów wytwórczych Grupy TAURON w pobliżu złóż węgla kamiennego pozwala na utrzymanie niskich kosztów związanych z transportem węgla kamiennego.

Aktywa wytwórcze Grupy TAURON, z racji położenia w południowej Polsce, posiadają również dostęp do najbardziej rozwiniętej w Polsce części systemu przesyłowego, co jest czynnikiem wpływającym korzystnie po pierwsze na zwiększenie niezawodności prowadzenia działalności przez spółki z Obszaru Wytwarzanie, a po drugie na koszty i czas realizacji planowanych inwestycji w zakresie budowy nowych mocy wytwórczych. Program inwestycyjny Grupy TAURON na lata 2010–2020 będzie bowiem koncentrować się przede wszystkim na modernizacji i rozbudowie istniejących obiektów i budowie nowych obiektów wytwórczych w obecnych lokalizacjach (inwestycje typu *brownfield*). Zarząd oczekuje, że nakłady i czas realizacji takich inwestycji będzie niższy niż w przypadku budowy nowych obiektów wytwórczych w nowych lokalizacjach (inwestycje typu *greenfield*), bądź też w innych rejonach Polski, gdzie system przesyłowy jest mniej rozwinięty, przede wszystkim ze względu na relatywnie niższe wymagane nakłady i zakres inwestycji mających na celu przyłączenie nowych aktywów wytwórczych do systemu przesyłowego.

Dostęp do licznych atrakcyjnych lokalizacji pod budowę nowych aktywów wytwórczych w pobliżu dobrze rozwiniętej sieci przesyłowej oraz zasobnych złóż węgla stanowi o przewadze konkurencyjnej Grupy TAURON względem innych przedsiębiorstw energetycznych na rynku polskim planujących budowę nowych mocy wytwórczych w mniej atrakcyjnych lokalizacjach.

13.2.4 Grupa TAURON jest w pełni zintegrowanym pionowo przedsiębiorstwem energetycznym, które wykorzystuje synergie płynące z rozmiaru i zakresu prowadzonej działalności

Grupa TAURON jest pionowo zintegrowanym przedsiębiorstwem energetycznym kontrolującym pełny łańcuch wartości od wydobycia węgla kamiennego do dostarczenia energii elektrycznej do klientów końcowych. Grupa TAURON prowadzi zatem działalność we wszystkich kluczowych segmentach rynku energetycznego (z wyłączeniem przesyłu energii elektrycznej leżącego wyłącznie w gestii OSP), tj. obszarze wydobycia węgla kamiennego, wytwarzania, dystrybucji oraz obrotu energią elektryczną i ciepłem.

Pionowa integracja Grupy TAURON pozwala na zmniejszenie zależności Grupy od zewnętrznych dostawców węgla kamiennego oraz na zabezpieczenie zbytu energii elektrycznej wytwarzanej przez spółki Grupy TAURON. Dostęp do własnych zasobów węgla kamiennego oraz kontrola własnych aktywów wytwórczych częściowo uniezależniają Grupę TAURON od wahań rynkowych cen paliwa i cen energii elektrycznej, zwiększając stabilność przychodów i marż uzyskiwanych przez Grupę.

Grupa TAURON kontroluje dwa zakłady górnicze i dzięki temu posiada dostęp do złóż węgla kamiennego stanowiących około 20% ogólnych zasobów węgla kamiennego w Polsce. Na dzień 31 grudnia 2009 r. około 30% obecnego zapotrzebowania Grupy TAURON na paliwo do produkcji energii elektrycznej i ciepła zostało zaspokojone węglem kamiennym z własnych zakładów górniczych Grupy TAURON. Do 2012 r. Grupa TAURON zamierza zwiększyć poziom wydobycia węgla kamiennego o około 20% w porównaniu do 2009 r. poprzez inwestycje w posiadane obecnie zakłady górnicze. Dodatkowo, Grupa TAURON rozważa akwizycję nowego zakładu górniczego w celu zwiększenia produkcji węgla kamiennego na własne potrzeby do poziomu około 50% (opis planowanej akwizycji znajduje się w punkcie 13.7.7 (*Planowane nabycie KWK Bolesław Śmiały i pozostałego udziału w kapitale zakładowym PKW*)).

Grupa TAURON posiada własne aktywa wytwórcze energii elektrycznej o łącznej osiągalnej mocy około 5,6 GW. W 2009 r. Grupa TAURON wyprodukowała 18,6 TWh energii elektrycznej netto, co stanowiło około 60% łącznej sprzedaży energii elektrycznej przez Grupę TAURON na rzecz jej klientów końcowych w 2009 r.

Zważywszy na rozmiar Grupy TAURON oraz pozycję rynkową niektórych jej spółek, Grupa TAURON może korzystać z synergii w wielu aspektach prowadzonej przez nią działalności. Grupa TAURON prowadzi skoordynowaną politykę zakupu paliw i innych surowców oraz scentralizowane zarządzanie obrotem hurtowym energią elektryczną, co przy znaczących rozmiarach działalności Grupy TAURON przyczynia się do występowania korzyści efektu skali. Prowadząc scentralizowaną politykę zakupową, Grupa TAURON posiada względnie silną pozycję negocjacyjną wobec dostawców paliw, surowców i energii elektrycznej, a tym samym ma możliwość uzyskania korzystniejszych cen zakupu niż w przypadku, gdyby paliwa, surowce czy energia elektryczna pozyskiwane były osobno przez każdą ze Spółek Grupy TAURON. W najbliższej przyszłości Grupa TAURON zamierza też wdrożyć centralne zarządzanie wytwarzaniem energii elektrycznej w Grupie, co pozwoli na optymalizację podejmowania decyzji w zakresie poziomu produkcji energii elektrycznej przez jednostki Grupy TAURON oraz poziomu zakupu energii elektrycznej na rynku.

13.2.5 Znaczący potencjał finansowy zapewniający możliwość rozwoju

W latach 2007–2009 EBITDA Grupy TAURON wyniosła odpowiednio 1.410,6 mln zł, 1.642,7 mln zł i 2.580,0 mln zł. Jednocześnie, łączny poziom zadłużenia finansowego netto (definiowanego jako wartość oprocentowanych kredytów lub pożyczek, obligacji i podobnych papierów wartościowych (długo- i krótkoterminowych) oraz zobowiązań z tytułu leasingu finansowego i umów dzierżawy z opcją zakupu na koniec roku, pomniejszona o stan środków pieniężnych i ich ekwiwalentów) w Grupie TAURON na koniec tych lat wynosił odpowiednio 1.203,7 mln zł, 1.281,2 mln zł i 867,3 mln zł. Na koniec 2009 r. wskaźnik zadłużenia finansowego netto do EBITDA kształtował się na poziomie 33,6%. Ponadto, w kwietniu 2010 r. Spółka otrzymała od międzynarodowej agencji ratingowej Fitch Ratings długoterminową ocenę inwestycyjną (*credit rating*) na poziomie BBB. Zarząd oczekuje, że niski stopień zadłużenia Grupy TAURON, w połączeniu ze stabilnym i znaczącym przychodem z prowadzonej przez Grupę TAURON działalności, w szczególności regulowanym przychodem z działalności w Obszarze Dystrybucji, dużą wartością bilansową majątku Grupy TAURON, gdzie na koniec 2009 r. aktywa wynosiły 22.160.169 tys. zł, a kapitały własne 14.184.217 tys. zł, umożliwią Grupie TAURON finansowanie działalności i planowanych inwestycji zarówno z własnych środków, jak również ułatwią dostęp do różnorodnych źródeł finansowania zewnętrznego. Zarząd przewiduje, iż Grupa TAURON będzie mogła zrealizować założony program inwestycyjny w oparciu o przychody z działalności gospodarczej oraz finansowanie dłużne, nie przekraczając jednocześnie poziomu wskaźników zadłużenia powszechnie akceptowanego na rynku finansowym.

13.2.6 Grupa TAURON posiada doświadczoną kadrę zarządzającą

Kadra zarządzająca w Grupie TAURON posiada rozległą wiedzę i doświadczenie wielu lat pracy na rynku energetycznym zarówno w zakresie wszystkich podstawowych segmentów działalności Grupy TAURON, jak i w zakresie modernizacji i budowy nowych mocy wydobywczych i wytwórczych. Członkowie Zarządu, przed ich powołaniem do Zarządu, zajmowali kierownicze stanowiska w spółkach Grupy TAURON i posiadają głęboką wiedzę i doświadczenie nie tylko na rynku energetycznym, lecz również w odniesieniu do samej Grupy TAURON, jej aktywów, struktury organizacyjnej i prowadzonej przez nią działalności. Członkowie Zarządu posiadają doświadczenie w realizacji złożonych przedsięwzięć energetycznych, jak również w obszarze restrukturyzacji tak rozbudowanego przedsiębiorstwa, jak Grupa TAURON, co pozwoli na sprawne i efektywne wdrożenie założonego programu restrukturyzacyjnego i inwestycyjnego. Członkowie Zarządu nadzorowali między innymi przeprowadzenie restrukturyzacji operatorów systemu dystrybucyjnego w celu oddzielenia działalności związanej z dystrybucją energii elektrycznej od działalności związanej z wytwarzaniem lub sprzedażą tej energii prowadzoną przez operatorów systemu dystrybucyjnego, wprowadzenie w Grupie TAURON scentralizowanego systemu handlu hurtowego energią elektryczną oraz wybudowanie w Elektrowni Łągisza nowoczesnego bloku energetycznego z kotłem przeplywowym CFB.

13.3 Strategia Grupy TAURON

Zgodnie ze Strategią, nadrzędnym celem Grupy TAURON jest zapewnienie ciągłego wzrostu oraz maksymalizacji wartości Grupy dla akcjonariuszy, przy jednoczesnym umacnianiu swojej pozycji wśród wiodących przedsiębiorstw energetycznych w Polsce oraz w Europie Środkowo-Wschodniej.

Strategia Grupy TAURON przewiduje następujące główne kierunki działania:

- zyskowy wzrost w obszarach działalności podstawowej;
- poprawę efektywności funkcjonowania;
- dalszą integrację zarządzania wszystkimi elementami łańcucha wartości; oraz
- rozwój działalności w zakresie związanym z wytwarzaniem i sprzedażą energii elektrycznej i ciepła na obszarze całego kraju oraz na wybranych rynkach zagranicznych.

Strategia Grupy TAURON została przygotowana przede wszystkim w odpowiedzi na: (i) konieczność dalszej integracji spółek wchodzących w skład Grupy, (ii) wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, przy ograniczonych możliwościach zwiększania nowych mocy wytwórczych, (iii) konieczność dostosowania się do zmian regulacyjnych w prawie polskim, wspólnotowym oraz międzynarodowym,

w szczególności związanych z liberalizacją rynków energii oraz wprowadzaniem obostrzonych obowiązków w zakresie ochrony środowiska, jak również (iv) nasilającą się konkurencją ze strony podmiotów krajowych i międzynarodowych.

Integralną częścią Strategii jest wdrożenie nowego modelu biznesowego Grupy TAURON, zakładającego funkcjonowanie następujących głównych obszarów biznesowych: (i) Obszaru Wydobywania, (ii) Obszaru Wytwarzania, (iii) Obszaru OZE, (iv) Obszaru Dystrybucji, (v) Obszaru Obrotu oraz (vi) Centrum Korporacyjnego. Ponadto, Zarząd Spółki rozważa utworzenie nowego obszaru biznesowego, który zajmowałby się przede wszystkim dystrybucją i sprzedażą ciepła w oparciu o aktywa PEC Katowice i PEC Dąbrowa Górnicza.

13.3.1 Zyskowy wzrost w obszarach działalności podstawowej

Przewiduje się, że powyższy cel strategiczny zostanie osiągnięty między innymi poprzez:

(a) Zwiększanie poziomu posiadania przez Grupę własnych zasobów paliw energetycznych

Grupa TAURON zamierza zwiększyć poziom wydobywania węgla kamiennego o około 50% w porównaniu z 2009 r., z 4,9 miliona ton w 2009 r. do 7,5 miliona ton w 2012 r. Powyższy cel zostanie osiągnięty poprzez zwiększenie wydobywania z posiadanych obecnie aktywów oraz planowane nabycie KWK Bolesław Śmiały (opis dotyczący nabycia KWK Bolesław Śmiały znajduje się w punkcie 13.7.7 (*Planowane nabycie KWK Bolesław Śmiały i pozostałego udziału w kapitale zakładowym PKW*)). Opisane powyżej działania pozwolą Grupie TAURON na zaspokojenie do około 50% wewnętrznego zapotrzebowania na węgiel kamienny w perspektywie do 2012 r., przy czym w perspektywie do 2020 r. przewiduje się dalsze działania mające na celu stopniowe zwiększanie produkcji tego surowca w Grupie TAURON, między innymi poprzez rozpoczęcie wydobywania węgla kamiennego w nowych obszarach górniczych oraz ewentualne nabycie innych kopalni węgla kamiennego.

(b) Inwestycje w nowe aktywa wytwórcze

Grupa TAURON zamierza zwiększyć produkcję oraz dostępność aktualnych mocy w istniejących elektrowniach i elektrociepłowniach poprzez unowocześnienie i modernizację instalacji i urządzeń wytwórczych oraz poprawę wydajności. Ponadto, Grupa TAURON planuje rozpoczęcie do 2012 r. inwestycji dla łącznych mocy zainstalowanych na poziomie ponad 3 GW oraz do 2020 r. rozpoczęcie nowych inwestycji na poziomie 2 GW, w technologiach konwencjonalnych z wykorzystaniem gazu i kogeneracji, jak również w technologiach opartych na paliwie odnawialnym (biomasa) oraz w technologiach innowacyjnych, takich jak technologie poligeneracyjne. Część inwestycji będzie realizowana we współpracy z partnerami strategicznymi. W szczególności, Grupa TAURON planuje wspólną inwestycję z Polskim Górnictwem Naftowym i Gazownictwem S.A. polegającą na budowie nowego bloku energetycznego opartego o gaz ziemny o mocy 400 MW zlokalizowanego na terenie Elektrowni Stalowa Wola oraz z KGHM Polska Miedź S.A. polegającą na budowie nowego bloku energetycznego opartego o węgiel kamienny o mocy 910 MW zlokalizowanego na terenie Elektrowni Blachownia w Kędzierzynie-Koźlu. Dodatkowo, do 2012 r. planuje się zakończenie budowy nowych mocy w energetyce wiatrowej na poziomie 40 MW i rozpoczęcie budowy nowych mocy na poziomie 200 MW. Do 2020 r. Grupa TAURON planuje rozpoczęcie i zakończenie budowy kolejnych mocy w energetyce wiatrowej na poziomie 200 MW, jak również zwiększenie sprawności aktualnie posiadanych jednostek wytwórczych energetyki wodnej.

Opis planowanych inwestycji Grupy TAURON znajduje się w punkcie 13.4 (*Program Inwestycyjny*).

(c) Przejęcia innych podmiotów działających w obszarach łańcucha wartości Grupy TAURON

Grupa TAURON uważnie ocenia potencjalne możliwości inwestycyjne w spółki działające w głównych obszarach jej łańcucha wartości i będzie dążyć do przejmowania wybranych podmiotów działających w takich obszarach, jeżeli pojawią się takie możliwości. Na dzień Prospektu Grupa TAURON planuje nabycie KWK Bolesław Śmiały. Dalsze informacje na temat planowanego nabycia KWK Bolesław Śmiały znajdują się w punkcie 13.7.7 (*Planowane nabycie KWK Bolesław Śmiały i pozostałego udziału w kapitale zakładowym PKW*).

(d) Promowanie i rozwój strategicznych technologii energetycznych

Grupa TAURON planuje dalsze zaangażowanie się w przedsięwzięcia w zakresie nowych technologii energetycznych, które po uruchomieniu na skalę przemysłową mogą być źródłem potencjalnych oszczędności lub wpłynąć na zwiększenie sprzedaży, takich jak nowe technologie chemicznej przeróbki węgla kamiennego oraz technologie wytwarzania odnawialnej energii elektrycznej. W szczególności Grupa TAURON planuje kontynuowanie współpracy z ZAK S.A. w celu wspólnego wybudowania w Kędzierzynie-Koźlu elektrowni poligeneracyjnej o mocy 309 MW posiadającej instalację wychwytywania i składowania CO₂, pod warunkiem zakwalifikowania przez Unię Europejską budowy nowego bloku opartego na technologii poligeneracyjnej jako projektu demonstracyjnego i uzyskania finansowania dla tego projektu ze środków Unii Europejskiej. Grupa TAURON zamierza również, aby wszystkie nowe bloki energetyczne budowane w technologiach węglowych miały możliwość wychwytywania i magazynowania CO₂.

Dodatkowo, Grupa TAURON aktywnie analizuje możliwość udziału w programie budowy elektrowni jądrowych w Polsce. Zaangażowanie Grupy TAURON w tym obszarze może być realizowane w oparciu o modele partnerskie lub budowanie aliansów strategicznych z podmiotami posiadającymi doświadczenie w zakresie budowy i eksploatacji technologii jądrowej.

13.3.2 Poprawa efektywności funkcjonowania Grupy TAURON

Grupa TAURON zamierza kontynuować działania w celu dalszej poprawy efektywności funkcjonowania Grupy TAURON. Cel ten zostanie osiągnięty przede wszystkim w następstwie optymalizacji kosztów operacyjnych wynikającej z poprawy wykorzystania aktywów Grupy

TAURON, udoskonalenia procesów biznesowych, konsolidacji zakupów i logistyki, a także obniżenia kosztów pracy oraz redukcji kosztów finansowania działalności.:

(a) Optymalizacja kosztów operacyjnych poprzez poprawę wykorzystania aktywów Grupy TAURON

Planowane działania skoncentrują się przede wszystkim na poprawie efektywności operacyjnej aktywów wytwórczych i dystrybucyjnych oraz integracji aktywów wytwórczych. Działania te obejmują między innymi: (i) integrację procesu planowania produkcji energii elektrycznej poprzez wspólne planowanie wszystkich jednostek wytwórczych, co umożliwi produkcję w konfiguracji najbardziej uzasadnionej ekonomicznie, (ii) zwiększenie poziomu wykorzystania aktualnych mocy wytwórczych poprzez stopniowe zastępowanie obecnych bloków nowymi instalacjami, zharmonizowane planowanie i realizację prac remontowo-modernizacyjnych, (iii) redukcję kosztów zakupu uprawnień do emisji CO₂ poprzez modernizację aktywów wytwórczych i zastosowanie technologii współspalania biomasy w szerszym zakresie, (iv) poprawę zarządzania majątkiem dystrybucyjnym, w tym harmonizację rozwiązań stosowanych w obu spółkach Obszaru Dystrybucji, oraz (v) ujednoczenie stosowanych standardów technicznych, procedur zarządzania siecią oraz rozwiązań informatycznych w spółkach Obszaru Dystrybucji.

(b) Optymalizacja kosztów operacyjnych poprzez doskonalenie procesów biznesowych

Planowane działania skoncentrują się przede wszystkim na optymalizacji kosztów zakupu paliw oraz wyników z działalności w zakresie obrotu energią elektryczną, świadectwami pochodzenia i uprawnieniami do emisji CO₂. Działania te będą realizowane poprzez wdrożenie nowego modelu biznesowego i obejmą między innymi: (i) centralne kontraktowanie węgla kamiennego (ii) prowadzenie w jednym podmiocie całości zadań związanych z obrotem hurtowym energią elektryczną, (iii) wyeliminowanie konkurencji wewnętrznej pomiędzy podmiotami Grupy, (iv) integrację handlu uprawnieniami do emisji CO₂ oraz prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia oraz (v) centralizację zarządzania ryzykiem handlowym w Grupie TAURON. Działania te umocnią pozycję przetargową Grupy TAURON na krajowym rynku węgla kamiennego oraz energii elektrycznej, jak również umożliwią bardziej precyzyjną kontraktację zapotrzebowania na uprawnienia do emisji CO₂ i uzyskanie większych korzyści z handlu wszystkimi wskazanymi powyżej produktami.

(c) Optymalizacja kosztów operacyjnych poprzez konsolidację zakupów i logistyki w Grupie TAURON

Planowane działania obejmują w szczególności dalsze usprawnienie procesów zarządczych i operacyjnych w ramach Grupy TAURON, integrację i centralizację wybranych funkcji, takich jak procedury zakupowe, a także identyfikację i stosowanie usprawnień generujących dalsze oszczędności, np. ograniczenie zużycia materiałów poprzez racjonalizację potrzeb operacyjnych.

(d) Optymalizacja kosztów operacyjnych poprzez obniżenie kosztów pracy

Planowane działania w ramach optymalizacji kosztów pracy obejmują m.in. przygotowanie programów dobrowolnych odejść oraz wdrożenie zmian organizacyjnych. Pierwszy pilotażowy program dobrowolnych odejść, adresowany do kilkusetosobowej grupy pracowników, zostanie uruchomiony już w 2010 r. i obejmie trzy Istotne Spółki Zależne – Enion, EnergięPro i PKE, w której to spółce program dobrowolnych odejść był już uprzednio realizowany.

Założone w Strategii inicjatywy opisane powyżej, związane z optymalizacją kosztów operacyjnych, mają na celu uzyskanie oszczędności w wysokości około 1 mld zł do 2012 r.

(e) Optymalizacja kosztów finansowania działalności

W celu optymalizacji kosztów finansowania działalności Grupy TAURON Spółka wdroży centralny model pozyskiwania finansowania dla Grupy realizowany z poziomu Spółki, centralne zarządzanie krótkoterminową płynnością Grupy poprzez cashpooling rzeczywisty oparty na pożyczkach oraz centralizację zarządzania skarbem, w tym m.in. jednolity proces zarządzania ryzykiem finansowym Grupy oraz wprowadzenie finansowania wewnątrzgrupowego.

Wprowadzenie powyższej Strategii, w szczególności pozyskiwania finansowania przez Spółkę, umożliwi bazowanie na skonsolidowanych wynikach finansowych i wykorzystanie w pełni efektu skali działalności oraz sytuacji finansowej Grupy TAURON, zapewni dostęp do przepływów środków pieniężnych generowanych w ramach całej Grupy TAURON oraz znacząco wpłynie na obniżenie bezpośrednich kosztów finansowych.

Dodatkowo, wdrażana strategia pozwoli na finansowanie dużych projektów inwestycyjnych, które to finansowanie mogłoby nie być dostępne dla poszczególnych Spółek Grupy TAURON z uwagi na ograniczenia dotyczące wysokości zadłużenia lub sytuację finansową tych Spółek, a jednocześnie zapewni dostęp do źródeł finansowania takich jak np. emisja euroobligacji, do których indywidualnie Spółki Grupy mają ograniczony lub uniemożliwiony dostęp.

13.3.3 Kontynuowanie integracji zarządzania wszystkimi elementami łańcucha wartości od wydobycia poprzez wytwarzanie, sprzedaż i dystrybucję energii elektrycznej i ciepła

Grupa TAURON zamierza kontynuować wdrażanie zintegrowanego pionowo modelu działalności zakładającego docelowe funkcjonowanie jednej spółki zależnej w każdym z pięciu głównych obszarów biznesowych, z wyjątkiem projektów realizowanych we współpracy z partnerami strategicznymi oraz projektów innowacyjnych, które będą wdrażane poprzez spółkę celową należącą do spółki odpowiedzialnej za dany obszar działalności Grupy TAURON. Dodatkowo, Grupa TAURON zamierza połączyć obsługę klientów Obszaru Dystrybucji i Obszaru Obrotu w jednej spółce utworzonej na bazie aktywów EnergiiPro Gigawat. Jednocześnie całość działalności związanej ze sprzedażą energii

elektrycznej do klientów końcowych zostanie skoncentrowana w Enion Energia. Oczekuje się, iż wdrożenie nowego modelu biznesowego przez Grupę TAURON pozwoli na realizację synergii kosztowych i przychodowych pomiędzy poszczególnymi podmiotami Grupy TAURON. Grupa TAURON zamierza podjąć działania mające na celu ograniczenie lub likwidację działalności w obszarach innych niż podstawowe obszary działalności Grupy TAURON, w zależności od oceny przydatności takiej działalności dla jej działalności podstawowej. Dodatkowe informacje dotyczące działań restrukturyzacyjnych Grupy TAURON znajdują się w punkcie 13.6.2 (*Planowana restrukturyzacja Grupy TAURON*).

13.3.4 Rozwój działalności w zakresie sprzedaży energii elektrycznej i ciepła na obszarze całego kraju i na wybranych rynkach zagranicznych

Grupa TAURON zamierza rozszerzyć działalność w zakresie sprzedaży energii elektrycznej i ciepła na obszarze całego kraju i na wybranych rynkach zagranicznych poprzez:

(a) **Rozwój sprzedaży w pozostałych rejonach Polski**

Grupa TAURON zamierza rozszerzyć zasięg terytorialny działalności prowadzonej w Polsce, przede wszystkim w zakresie sprzedaży energii elektrycznej i ciepła do klientów zlokalizowanych w rejonach Polski znajdujących się poza historycznym obszarem działania Grupy TAURON. W tym celu Grupa TAURON zamierza zbudować odpowiedni wizerunek Grupy, ujednoczyć struktury sprzedaży energii elektrycznej w Grupie, stworzyć kanał doradców biznesowych dla największych klientów, powołać Centrum Obsługi Klienta dla klientów końcowych, wdrożyć internetowy kanał obsługi klienta oraz nawiązać współpracę i alianse strategiczne z podmiotami z innych branż w celu wzajemnego oferowania produktów w swoich sieciach sprzedaży, takich jak podmioty dostarczające media, przedsiębiorcy telekomunikacyjni czy podmioty świadczące usługi pośrednictwa finansowego.

(b) **Wykorzystanie możliwości wzrostu oferowanych Grupie TAURON przez rynek energetyczny w krajach sąsiednich oraz w innych wybranych regionach Europy Środkowo-Wschodniej**

W Grupie TAURON obecnie trwają prace nad rozwojem działalności gospodarczej poza Polską, przede wszystkim w krajach Europy Środkowo-Wschodniej, oraz rozwojem w tych krajach działalności obejmującej sprzedaż energii klientom końcowym oraz handel hurtowy energią elektryczną. W październiku 2009 r. Grupa TAURON rozpoczęła działalność na rynku czeskim poprzez utworzenie spółki Tauron Czech Energy s.r.o., której przedmiotem działalności jest sprzedaż energii klientom końcowym oraz handel hurtowy energią elektryczną. Obecnie rozważane są również działania mające na celu utworzenie w Niemczech i na Słowacji spółki o analogicznym profilu działalności. Grupa TAURON zamierza także brać udział w budowaniu połączeń z systemami dystrybutorów działających na obszarach graniczących z obszarami obsługiwanymi przez Obszar Dystrybucji w celu wsparcia rozwoju działalności w zakresie obrotu hurtowego energią elektryczną, przyczynienia się do poprawy bezpieczeństwa i niezawodności funkcjonowania sieci oraz ułatwienia zarządzania przepływami energii elektrycznej.

13.4 Program inwestycyjny

Program inwestycyjny Grupy TAURON został opracowany, aby realizować cele wyznaczone w Strategii. W celu zapewnienia spójnego podejścia do prowadzenia inwestycji strategicznych oraz zapewnienia wysokiej efektywności wykorzystania istniejących aktywów w przeprowadzanych projektach inwestycyjnych, proces zarządzania strategicznymi projektami inwestycyjnymi jest koordynowany centralnie dla wszystkich obszarów biznesowych, w oparciu o spójną metodykę realizacji inwestycji na bazie analiz zasadności oraz wskaźników rentowności poszczególnych przedsięwzięć inwestycyjnych. Program inwestycyjny Grupy TAURON jest realizowany przez poszczególne spółki Grupy.

W latach 2008–2009 Grupa TAURON wydała kwotę 3,3 mld zł na realizację projektów inwestycyjnych. W latach 2010–2012 Grupa TAURON planuje ponieść nakłady inwestycyjne w kwocie 9,0 mld zł. W latach 2013–2020 planowane jest wydatkowanie kwoty 39,8 mld zł (w tym 11,6 mld zł nakładów inwestycyjnych na projekty bloków energetycznych w Elektrowni Siersza i Elektrowni Łaziska, których realizacja będzie uzależniona od warunków rynkowych, przy czym nowy blok w Elektrowni Siersza byłby oddany do eksploatacji po 2020 r.). Wdrażanie programu inwestycyjnego Grupy TAURON ma być finansowane przy wykorzystaniu środków pieniężnych z działalności operacyjnej oraz ze środków pochodzących z finansowania zewnętrznego, w tym przede wszystkim z emisji obligacji, kredytów bankowych i pożyczek (w tym kredytów i pożyczek preferencyjnych), jak również w mniejszym zakresie z leasingu i środków Unii Europejskiej, w zależności od dostępności danego finansowania i oceny takiego finansowania wynikającej z analizy opłacalności. Spółka zamierza między innymi pozyskać finansowanie z Europejskiego Banku Inwestycyjnego dla inwestycji budowy nowych mocy w Stalowej Woli realizowanej wspólnie z Polskim Górnictwem Naftowym i Gazownictwem S.A. w wysokości do 50% kosztów tej inwestycji, jak również dofinansowanie z Unii Europejskiej dla inwestycji w budowę elektrowni poligeneracyjnej w Kędzierzynie-Koźlu do 30% kosztów jej wykonania. Po upływie okresu obowiązywania umownego ograniczenia zbywalności i emisji Akcji, o którym mowa w punkcie 23.4.2 (*Umowne ograniczenia zbywalności i emisji Akcji – Spółka*), Spółka nie wyklucza również możliwości pozyskania finansowania poprzez emisję nowych akcji. Grupa TAURON oczekuje ponadto, iż nakłady na inwestycje strategiczne realizowane we współpracy z partnerami będą współfinansowane przez tych partnerów w proporcji do udziału danego partnera w projekcie inwestycyjnym.

Zarząd zamierza realizować program inwestycyjny Grupy TAURON przy jednoczesnym utrzymaniu profilu kredytowego, który Zarząd uważa za zgodny z długoterminową oceną inwestycyjną (credit rating) na poziomie inwestycyjnym. W tym celu, Zarząd jest zdania, że Spółka będzie

zobowiązana, między innymi, do utrzymania odpowiedniej struktury kapitału oraz wskaźników finansowych, zgodnie z długoterminową oceną inwestycyjną. Zarząd nie może zapewnić, że Spółka będzie w stanie utrzymać taki profil kredytowy, a jeśli utrzyma, to czy posiadana ocena inwestycyjna nie zostanie obniżona lub wycofana przez odpowiednią agencję ratingową.

Grupa TAURON prowadzi wiele projektów inwestycyjnych o różnym stopniu zaawansowania. Generalnie, projekty inwestycyjne prowadzone przez Grupę TAURON można podzielić na trzy kategorie według stanu zaawansowania realizacji danego projektu. Kategoria pierwsza to projekty w fazie realizacji, czyli projekty, na które zostały uzyskane niezbędne zezwolenia administracyjne, jak również została podpisana umowa z generalnym wykonawcą. Druga kategoria to projekty w fazie przygotowania, obejmująca okres wykonywania analiz i studiów w zakresie opłacalności i wykonalności danego projektu, po zatwierdzeniu tego projektu przez Komitet Oceny Projektów, jak również po uzyskaniu zgód korporacyjnych. Trzecia kategoria to projekty w fazie wstępnej, podlegające ocenie Komitetu Oceny Projektów, znajdujące się we wczesnej fazie przygotowania, po wykonaniu podstawowych analiz potwierdzających zasadność danego projektu.

13.4.1 Inwestycje w Obszarze Wydobywanie

Głównym celem Obszaru Wydobywanie jest zwiększenie wydobycia węgla w Grupie TAURON o około 50% w porównaniu z 2009 r., z poziomu 4,9 mln ton w 2009 r. do 7,5 mln ton w 2012 r. Powyższy cel zostanie osiągnięty poprzez inwestycje w istniejące Zakłady Górnicze Janina i Sobieski mające na celu zwiększenie wydobycia węgla kamiennego z tych Zakładów w porównaniu do poziomu wydobycia w 2009 r. oraz poprzez planowane nabycie KWK Bolesław Śmiały. Inwestycje w istniejące Zakłady Górnicze Janina i Sobieski będą ukierunkowane głównie na zapewnienie utrzymania ciągłości prac górniczych, takich jak rozbudowa dołowej infrastruktury technicznej, wykonawstwo wyrobisk udostępniających, modernizację zakładów przeróbki mechanicznej. Opisany powyżej wzrost wydobycia pozwoli Grupie TAURON zaspokoić około 50% jej średnioterminowego zapotrzebowania na węgiel kamienny. Planowane nakłady inwestycyjne w Obszarze Wydobywanie w latach 2010–2012 wyniosą około 0,5 mld zł, zaś w latach 2013–2020 planowane całkowite nakłady wyniosą około 1,5 mld zł. Przewiduje się, że w okresie 2010–2012 Grupa TAURON będzie kontynuować lub rozpocznie realizację następujących inwestycji:

Inwestycje w fazie wstępnej

- budowa szybu Grzegorz wraz z infrastrukturą naziemną i podziemną na terenie Zakładu Górniczego Sobieski. Nowy szyb będzie znajdował się pomiędzy Zakładem Górniczym Sobieski oraz Zakładem Górniczym Janina i będzie korzystał z istniejącej infrastruktury obu zakładów. Oczekuje się, że realizacja tej inwestycji pozwoli zwiększyć poziom wydobycia z istniejących zasobów, wydłużyć żywotność Zakładu Górniczego Sobieski oraz rozszerzyć działalność wydobywczą Grupy na nowe pola eksploatacyjne. Zakończenie tej inwestycji przewidziane jest na 2020 r.;
- pogłębienie szybu Janina VI wraz z budową nowego poziomu wydobywczego na głębokości 800 metrów razem z infrastrukturą naziemną i podziemną w Zakładzie Górniczym Janina. Oczekuje się, że realizacja tego projektu inwestycyjnego zapewni dostęp do głębiej położonych bogatych zasobów węgla oraz zwiększy wydobycie z istniejących zasobów. Zakończenie tej inwestycji przewidziane jest na 2024 r.

Zarząd oczekuje, iż realizacja powyższych inwestycji umożliwi Grupie TAURON dostęp do dodatkowych 230 mln ton złóż węgla kamiennego.

Dodatkowo, najpóźniej w 2011 r., Grupa TAURON zamierza nabyć KWK Bolesław Śmiały od Kompanii Węglowej, co powinno zwiększyć wydobycie węgla w Grupie o 1,6 mln ton. Opis działań podejmowanych przez Grupę TAURON w celu przejęcia KWK Bolesław Śmiały znajduje się w punkcie 13.7.7 (*Planowane nabycie KWK Bolesław Śmiały i pozostałego udziału w kapitale zakładowym PKW*).

13.4.2 Inwestycje w Obszarze Wytwarzanie

Głównym celem dla Obszaru Wytwarzanie jest rozpoczęcie budowy nowych mocy wytwórczych na poziomie około 3 GW do 2012 r. Planowane nakłady inwestycyjne w Obszarze Wytwarzanie w latach 2010–2012 wyniosą około 3,9 mld zł, podczas gdy planowane w latach 2013–2020 całkowite nakłady wyniosą 25,4 mld zł. Z kwoty 29,3 mld zł łącznych nakładów w latach 2010–2020, kwota 24,2 mld zł zostanie przeznaczona na budowę nowych mocy, natomiast kwota 5,1 mld zł zostanie wykorzystana w celu zachowania dotychczasowych aktywów wytwórczych Grupy TAURON. Przewiduje się, że w okresie 2010–2012 Grupa TAURON będzie kontynuować lub rozpocznie realizację następujących inwestycji:

Inwestycje w fazie realizacji

- budowa nowego bloku energetycznego o mocy 50 MWe oraz 182 MWt, przystosowanego do produkcji energii elektrycznej oraz ciepła na terenie Elektrociepłowni Bielsko-Biała. Inwestycja ta ma na celu zastąpienie istniejących starzejących się i mniej efektywnych jednostek w Elektrociepłowni Bielsko-Biała jednostką spełniającą wszelkie wymogi w zakresie ochrony środowiska dotyczące emisji NO_x, SO₂ oraz pyłów. Zakończenie inwestycji jest planowane w połowie 2013 r.

Inwestycje w fazie przygotowania

- budowa jednostki kogeneracyjnej opalanej biomasą o mocy 50 MWe i 45 MWt na terenie Elektrowni Jaworzno III. Inwestycja ta została już zatwierdzona przez odpowiednie organy korporacyjne. Rozpoczęcie prac budowlanych planowane jest na drugą połowę 2010 r., a zakończenie inwestycji na koniec 2012 r.;

- budowa nowego bloku energetycznego o mocy 400 MWe i 240 MWt opalanego gazem ziemnym na terenie Elektrowni Stalowa Wola w ramach wspólnego przedsięwzięcia ze spółką Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. Oczekuje się, że nowy blok będzie się charakteryzował wysokim stopniem sprawności, niskim poziomem emisji NO_x i CO₂, jak również brakiem emisji SO₂ i pyłów. Inwestycja ta została już zatwierdzona przez odpowiednie organy korporacyjne i planuje się, że zostanie ukończona w pierwszej połowie 2014 r.;
- modernizacja jednego z kotłów w Elektrowni Stalowa Wola w celu dostosowania go do spalania biomasy. Inwestycja ta została już zatwierdzona przez odpowiednie organy korporacyjne, a zakończenie prac budowlanych planowane jest na początek 2014 r.;
- budowa nowych mocy wytwórczych w kogeneracji na poziomie 55 MWe i 86 MWt w Elektrociepłowni Tychy oraz modernizacja istniejącej jednostki w celu dostosowania jej do spalania biomasy. Inwestycja ta została już zatwierdzona przez odpowiednie organy korporacyjne, a zakończenie tej inwestycji przewidziane jest na początek 2016 r.;
- budowa nowego bloku energetycznego o mocy 910 MW na terenie Elektrowni Jaworzno III. Oczekuje się, że nowy blok będzie charakteryzował się wysoką sprawnością i dostępnością oraz niskimi poziomami emisji NO_x, CO₂, SO₂ oraz pyłów. Zakończenie tego projektu inwestycyjnego przewidziane jest na 2016 r.

Inwestycje w fazie wstępnej

- budowa nowego bloku o mocy 910 MW na terenie Elektrowni Blachownia w ramach wspólnego przedsięwzięcia Grupy TAURON oraz spółki KGHM Polska Miedź S.A., na podstawie podpisanej w 2010 r. przez Spółkę, PKE oraz KGHM Polska Miedź S.A. umowy o współpracy. Oczekuje się, że inwestycja ta będzie charakteryzowała się wysokimi wskaźnikami sprawności i dostępności oraz niskim poziomem emisji NO_x, CO₂, SO₂ oraz pyłów. Zakończenie tej inwestycji przewidziane jest na 2016 r.;
- budowa elektrowni poligeneracyjnej o mocy 309 MWe i 137 MWt w Kędzierzynie-Koźlu na terenie Elektrowni Blachownia w ramach wspólnego przedsięwzięcia pomiędzy Grupą TAURON a spółką ZAK S.A. Planowana elektrownia będzie wytwarzała energię elektryczną i ciepło w technologii zgazowania węgla (IGCC) oraz jednocześnie produkowała gaz syntezowy. Inwestycja będzie także wykorzystywała technologię sekwestracji CO₂. Oczekuje się, że inwestycja ta będzie charakteryzowała się wysokimi wskaźnikami wykorzystania energii pierwotnej paliwa, bardzo niskim poziomem emisji gazów cieplarnianych oraz redukcją kosztów w związku z wykorzystaniem technologii sekwestracji CO₂. Rozpoczęcie realizacji inwestycji jest uzależnione od zakwalifikowania tej inwestycji przez Unię Europejską jako projektu demonstracyjnego i uzyskania finansowania z Unii Europejskiej. Zakończenie inwestycji przewidziane jest na koniec 2015 r.;
- budowa na terenie Elektrociepłowni Katowice bloku opalanego gazem ziemnym o mocy około 135 MWe oraz 87 MWt wytwarzającego w kogeneracji energię elektryczną i ciepło, przy czym docelowe moce zainstalowane i technologie będą jeszcze podlegać weryfikacji po przeprowadzeniu dodatkowych analiz. Celem inwestycji jest zastąpienie istniejących kotłów wodnych, które nie będą spełniały wymogów w zakresie ochrony środowiska po 2015 r., wysokosprawnym blokiem energetycznym wytwarzającym energię elektryczną w kogeneracji. Dodatkowo, istniejący blok Elektrociepłowni Katowice zostanie dostosowany do współspalania biomasy. Zakończenie inwestycji planowane jest na 2015 r.;
- budowa nowego bloku o mocy 460 MW w Elektrowni Łagisza, przy czym docelowe moce zainstalowane i technologie będą jeszcze podlegać weryfikacji po przeprowadzeniu dodatkowych analiz. Oczekuje się, że inwestycja ta spełni wszystkie obecnie obowiązujące wymagania w zakresie ochrony środowiska dotyczące emisji NO_x, SO₂ oraz pyłów. Zakończenie inwestycji planowane jest na koniec 2017 r.;
- budowa instalacji odzotowania spalin w 6 blokach Elektrowni Jaworzno III oraz 4 blokach Elektrowni Łaziska. Inwestycja ta pozwoli zmniejszyć emisję NO_x w tych jednostkach do poziomów, które będą obowiązywały w Polsce od 2018 r. (opis wymogów dotyczących emisji NO_x znajduje się w punkcie 12.22 (*Ograniczenia emisji SO₂, NO_x oraz pyłów*)). Prace budowlane mają rozpocząć się w 2011 r. i być prowadzone do 2015 r. w tempie 2 instalacji odzotowania spalin na rok.

Dodatkowo, po 2012 r., Grupa TAURON rozważa rozpoczęcie budowy 2 bloków o mocy 910 MW w Elektrowniach Siersza i Łaziska, przy czym nowy blok w Elektrowni Siersza byłby oddany do eksploatacji po 2020 r. Bloki te będą charakteryzowały się wysoką dyspozycyjnością i sprawnością wytwarzania oraz wysokim stopniem zautomatyzowania. Ponadto, oba bloki będą wyposażone we wszystkie niezbędne instalacje pozwalające na dotrzymanie standardów emisyjnych związanych z emisją NO_x, SO₂ oraz pyłu. Rozważana realizacja inwestycji w Elektrowniach Siersza i Łaziska będzie uzależniona od warunków rynkowych.

13.4.3 Inwestycje w Obszarze OZE

Głównym celem dla Obszaru OZE jest budowa nowych mocy w energetyce odnawialnej, a w szczególności w energetyce wiatrowej na poziomie 440 MW do 2020 r. Planowane nakłady inwestycyjne w Obszarze OZE w latach 2010–2012 wyniosą około 1,1 mld zł, zaś w latach 2013–2020 wyniosą około 2,8 mld zł. Przewiduje się, że w okresie 2010–2012 Grupa TAURON będzie kontynuować lub rozpocznie następujące inwestycje w Obszarze OZE:

Inwestycja w fazie realizacji

- budowa farmy wiatrowej w Wicku o mocy 40 MW posiadającej kompletną dokumentację projektową oraz ostateczne pozwolenie na budowę. Inwestycja ta została już zatwierdzona przez odpowiednie organy korporacyjne, a jej zakończenie planowane jest do 2012 r.;

Inwestycje w fazie wstępnej

- budowa farmy wiatrowej o mocy 200 MW, której zakończenie planowane jest na 2014 r.;
- modernizacja elektrowni wodnych Pilchowice I, Otmuchów i Leśna.

Dodatkowo, po 2012 r. planowane jest rozpoczęcie budowy kolejnej farmy wiatrowej o mocy 200 MW.

13.4.4 Inwestycje w Obszarze Dystrybucji

Głównym celem strategicznym dla Obszaru Dystrybucji jest zwiększenie bezpieczeństwa dostaw i efektywności funkcjonowania, a także rozbudowa sieci dystrybucyjnej Grupy TAURON. W celu realizacji tego zadania w latach 2010–2012 Grupa TAURON planuje ponieść nakłady związane ze wzrostem zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w Obszarze Dystrybucji o wartości około 1,3 mld zł oraz związane z modernizacją istniejącej sieci dystrybucyjnej o wartości około 1,8 mld zł. Planowane nakłady inwestycyjne w Obszarze Dystrybucji w latach 2010–2012 wyniosą około 3,1 mld zł, zaś w latach 2013–2020 wyniosą około 9,7 mld zł. Przewiduje się, że w ramach działalności inwestycyjnej w okresie 2010–2012 Grupa TAURON rozpocznie następujące inwestycje strategiczne w Obszarze Dystrybucji:

- poprawa bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do klientów końcowych, poprzez realizację programów: poprawa bezpieczeństwa zasilania aglomeracji miejskich i poprawa bezpieczeństwa zasilania obszarów wiejskich, a także poprzez połączenia międzysystemowe o napięciu 110 kV z Republiką Czeską, Słowacją oraz Niemcami;
- modernizacja i rozwój informatyzacji ewidencji majątku sieciowego oraz procesów zarządzania majątkiem sieciowym. Oczekuje się, że inwestycja ta usprawni zarządzanie sieciami dystrybucyjnymi oraz proces planowania prac modernizacyjnych i odtworzeniowych w odniesieniu do komponentów sieci dystrybucyjnych, jak również iż skróci czas potrzebny do usunięcia awarii i przerw w dostawie energii elektrycznej. Zakończenie inwestycji planowane jest na 2012 r.

13.4.5 Pozostałe inwestycje

W latach 2010–2020 Grupa TAURON planuje dokonać nakładów inwestycyjnych w innych obszarach działalności oraz na poziomie Spółki w wysokości 0,8 mld zł.

13.5 Historia Spółki

Poprzednikami prawnymi spółek Grupy TAURON zaangażowanych w podstawową działalność w zakresie energetyki było ponad 20 przedsiębiorstw państwowych zajmujących się wydobywaniem węgla kamiennego, wytwarzaniem, dystrybucją i sprzedażą energii, które następnie, w procesie komercjalizacji, zostały przekształcone w spółki prawa handlowego. Restrukturyzacja polskiej branży energetycznej rozpoczęła się na początku lat dziewięćdziesiątych i trwała do początku obecnego stulecia. W wyniku restrukturyzacji sektora energetycznego dokonano konsolidacji przedsiębiorstw zajmujących się wytwarzaniem, dystrybucją i sprzedażą energii. Część z nich funkcjonuje obecnie w Grupie TAURON.

W ramach realizacji rządowego programu zakładającego dalszą konsolidację polskiego sektora energetycznego, którego celem było między innymi powołanie podmiotu gospodarczego, mogącego skutecznie konkurować z innymi europejskimi przedsiębiorstwami na wolnym rynku energii, w grudniu 2006 r. Skarb Państwa oraz spółki Enion, EnergiaPro i ESW utworzyły Spółkę, początkowo pod firmą Energetyka Południe S.A. (od 16 listopada 2007 r. TAURON Polska Energia S.A.). Następnie, w 2007 r., Skarb Państwa wniósł do Spółki 85% akcji każdej z niżej wymienionych spółek:

- **PKE** – spółki zajmującej się przede wszystkim wytwarzaniem energii ze źródeł konwencjonalnych utworzonej w drodze konsolidacji ośmiu elektrowni i elektrociepłowni; wraz z akcjami PKE, Spółka nabyła pośrednio kontrolny pakiet akcji w PKW, spółce zależnej PKE, zajmującej się głównie wydobywaniem węgla kamiennego;
- **Enion** – spółki zajmującej się, na dzień wniesienia jej akcji do Spółki, wytwarzaniem, dystrybucją i sprzedażą energii elektrycznej, utworzonej w drodze konsolidacji pięciu zakładów energetycznych;
- **EnergiaPro** – spółki zajmującej się, na dzień wniesienia jej akcji do Spółki, wytwarzaniem, dystrybucją i sprzedażą energii elektrycznej, utworzonej w drodze konsolidacji pięciu zakładów energetycznych; wraz z akcjami EnergiiPro, Spółka nabyła pośrednio kontrolny pakiet udziałów w JEW (której firma została następnie zmieniona na Tauron Ekoenergia), spółce zależnej EnergiaPro utworzonej w drodze wydzielenia aktywów wytwórczych energetyki wodnej ze spółki EnergiaPro;
- **ESW** – spółki zajmującej się przede wszystkim wytwarzaniem energii ze źródeł konwencjonalnych;

- **Elektrociepłowni Tychy** – spółki zajmującej się przede wszystkim wytwarzaniem ciepła i energii elektrycznej; oraz
- **PEC Katowice** – spółki zajmującej się dystrybucją i sprzedażą ciepła w aglomeracji śląskiej.

W lipcu 2009 r. Skarb Państwa wniósł do Spółki większośćowy pakiet akcji w spółce PEC Dąbrowa Górnicza zajmującej się dystrybucją i sprzedażą ciepła, jak również pakiet udziałów w spółce Elektrociepłownia EC Nowa zajmującej się wytwarzaniem dmuchu wielkopieczowego, sprężonego powietrza oraz ciepła i energii elektrycznej. Wniesiony do Spółki przez Skarb Państwa pakiet udziałów w spółce Elektrociepłownia EC Nowa (wraz z udziałami w Elektrociepłowni EC Nowa posiadanymi przez Enion Zarządzanie Aktywami) uprawnia Spółkę do większości głosów na zgromadzeniu wspólników Elektrociepłowni EC Nowa.

Od października 2008 r. Spółka prowadzi również działalność w zakresie obrotu hurtowego energią elektryczną oraz sprzedaży energii elektrycznej na rzecz kluczowych klientów Grupy TAURON, na podstawie koncesji wydanej przez Prezesa URE w dniu 13 maja 2008 r.

13.5.1 Restrukturyzacja Grupy TAURON

W 2007 r. Grupa TAURON rozpoczęła proces restrukturyzacji swoich spółek dystrybucyjnych w celu spełnienia wymogów Dyrektywy 2003/54/WE i Prawa Energetycznego dotyczących uniezależnienia operatorów systemów dystrybucyjnych od podmiotów prowadzących działalność w zakresie wytwarzania i sprzedaży energii. W pierwszym etapie restrukturyzacji aktywa Grupy TAURON służące do prowadzenia działalności polegającej na sprzedaży energii elektrycznej zostały przeniesione ze spółek Enion i EnergiaPro do (odpowiednio) Enion Energia i EnergiaPro Gigawat. Dodatkowo, działalność polegająca na wytwarzaniu energii elektrycznej w elektrowniach wodnych została wniesiona przez Enion do Enion Energia. Restrukturyzację zakończono w lipcu 2007 r. i od tego czasu Enion i EnergiaPro prowadzą wyłącznie działalność dystrybucyjną.

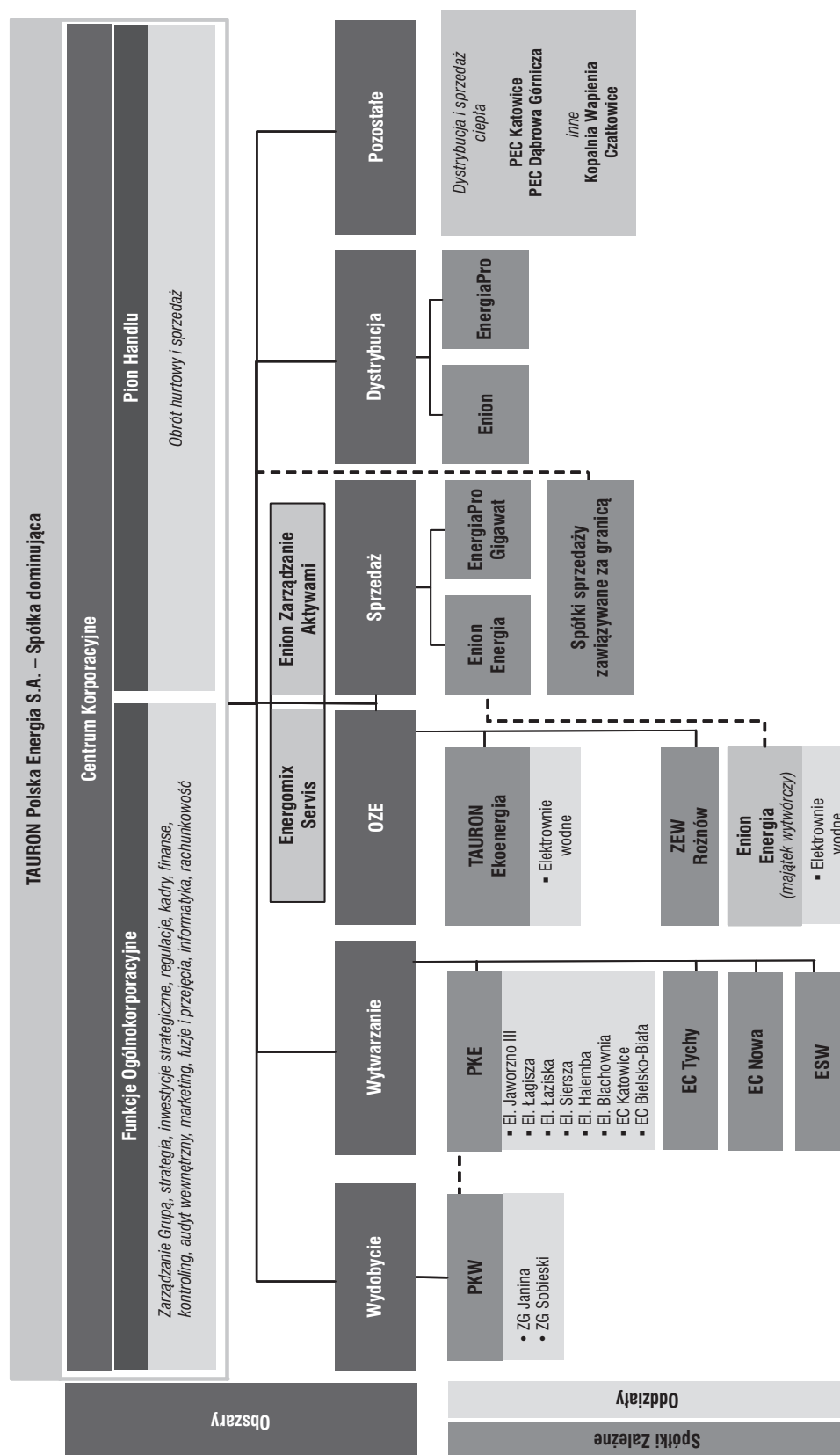
W 2008 r. Grupa TAURON rozpoczęła drugą część procesu restrukturyzacji zmierzającą do osiągnięcia pełnej zgodności z Dyrektywą 2003/54/WE i stosownymi przepisami Prawa Energetycznego. W wyniku tej restrukturyzacji udziały w spółkach wytwórczych i sprzedażowych, a także pewne aktywa (niezwiązane z dystrybucją energii elektrycznej) nadal pozostające w spółkach Enion i EnergiaPro, zostały przeniesione do (odpowiednio) Enion Zarządzanie Aktywami i Energomix Servis. Proces ten dobiegł końca na początku 2009 r. Ostatni etap procesu restrukturyzacji związanej z wydzieleniem operatorów systemów dystrybucyjnych, w którym Enion Zarządzanie Aktywami i Energomix Servis zostaną połączone ze Spółką został już rozpoczęty, a jego zakończenie planowane jest jednocześnie z przeprowadzeniem Oferty. Więcej informacji dotyczących powyższego Połączenia znajduje się w punkcie 18.1.3 (*Emisja akcji związana z Połączeniem Spółki z Enion Zarządzanie Aktywami i Energomix Servis*).

W październiku 2008 r. Spółka nabyła, a następnie umorzyła własne akcje znajdujące się w posiadaniu spółek Enion, EnergiaPro i ESW. W konsekwencji, w okresie od maja 2009 r. do sierpnia 2009 r., Skarb Państwa był właścicielem wszystkich akcji w kapitale zakładowym Spółki. W sierpniu 2009 r. Skarb Państwa rozpoczął wymianę 15% akcji w kapitale zakładowym Spółki na akcje pracownicze niektórych Spółek Zależnych Spółki. Z tą chwilą Skarb Państwa przestał być jedynym akcjonariuszem Spółki. Na dzień 30 kwietnia 2010 r. 12,5% akcji w kapitale zakładowym Spółki znajdowało się w posiadaniu 25.387 pracowników (z około 26 tys. pracowników uprawnionych do zamiany akcji).

13.6 Struktura Grupy TAURON

13.6.1 Grupa TAURON

Poniższy schemat przedstawia strukturę Grupy TAURON w ramach głównych obszarów działalności na dzień Prospektu.



13.6.2 Planowana restrukturyzacja Grupy TAURON

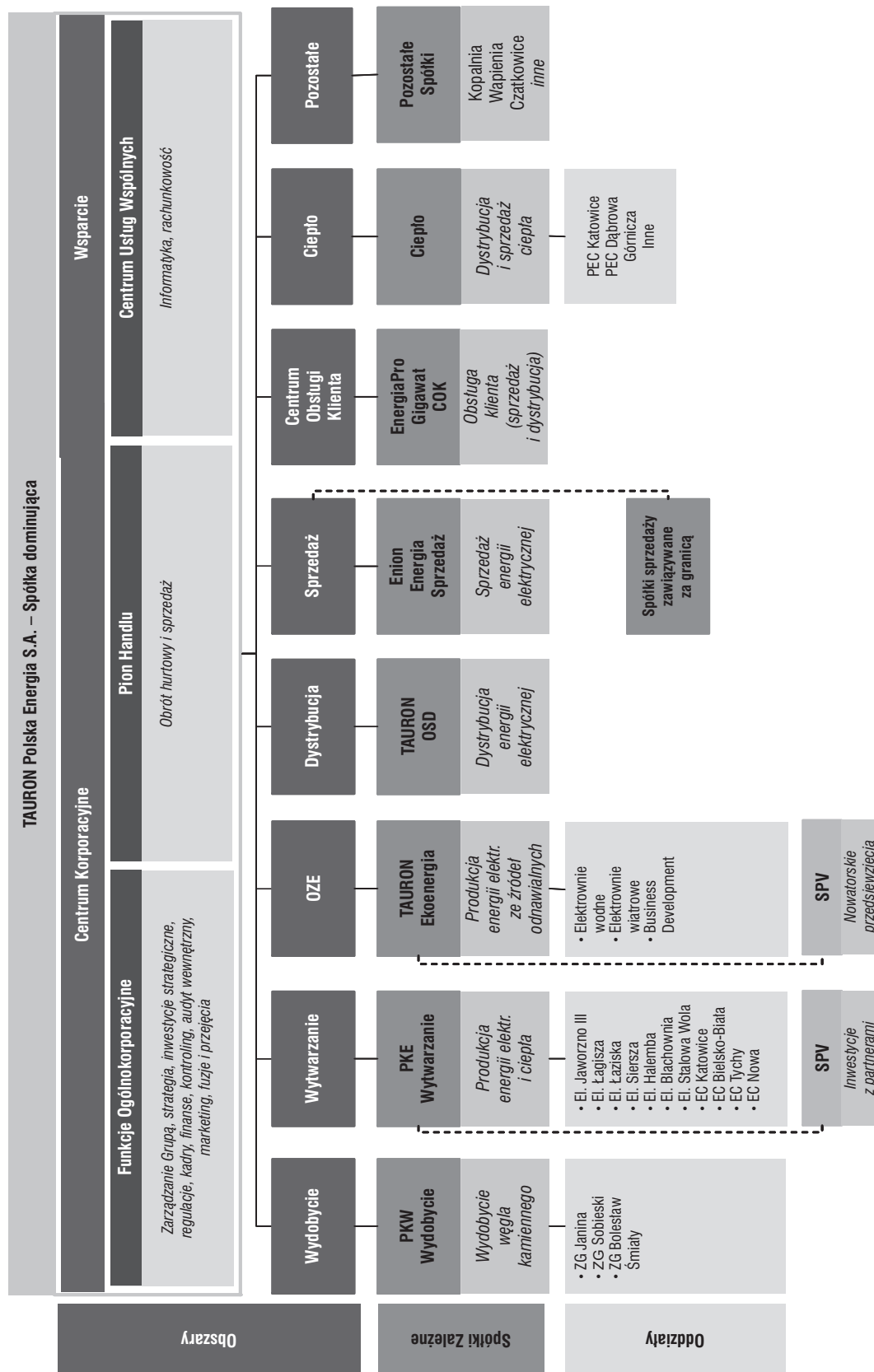
W celu osiągnięcia jeszcze większej efektywności swojej struktury korporacyjnej, w 2009 r. Grupa TAURON rozpoczęła kolejną część procesu restrukturyzacji, której celem jest doprowadzenie do sytuacji, w której w każdym z pięciu podstawowych obszarów działalności Grupy TAURON funkcjonować będzie tylko jedna spółka bezpośrednio zależna od Spółki. Wyjątkiem będą przedsięwzięcia w zakresie energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych lub inwestycje podejmowane we współpracy z partnerami strategicznymi. Planuje się, że realizacja takich przedsięwzięć i inwestycji będzie prowadzona poprzez spółki celowe należące do tej spółki Grupy TAURON, która prowadzi działalność w jednym z podstawowych obszarów odpowiedzialnym za dane przedsięwzięcie lub inwestycję. W ramach pierwszego etapu tej restrukturyzacji Grupa TAURON planuje połączyć z PKE kilka spółek prowadzących działalność w Obszarze Wytwarzania oraz skonsolidować aktywa wytwórcze w zakresie wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych w spółce Tauron Ekoenergia, co doprowadzi do utworzenia jednej spółki zależnej zajmującej się wytwarzaniem energii elektrycznej ze źródeł konwencjonalnych oraz jednej spółki zależnej zajmującej się wytwarzaniem energii ze źródeł odnawialnych. Następnie Grupa TAURON planuje zintegrowanie sprzedaży energii elektrycznej w jednej spółce, Enion Energii, na bazie majątku i pracowników Enion Energia i EnergiaPro Gigawat, która to spółka będzie prowadziła działalność na terenie całego kraju (w tym przede wszystkim na terenie obecnie działających spółek sprzedaży) oraz sprzedawać energię elektryczną do wszystkich segmentów klientów. Przedmiotem działalności drugiej spółki, EnergiiPro Gigawat, która obecnie zajmuje się sprzedażą energii elektrycznej, będzie obsługa klientów spółki sprzedaży energii elektrycznej oraz spółek Obszaru Dystrybucji.

Pozostałe podmioty, w których Spółka posiada udziały lub akcje, zostaną podzielone na następujące kategorie:

- spółki strategiczne prowadzące ważną działalność uzupełniającą do działalności podstawowej, które będą konsolidowane na poziomie głównych obszarów biznesowych (w tym spółki zajmujące się np. produkcją wapienia, takie jak Kopalnia Wapienia Czatkowice);
- spółki zajmujące się dystrybucją i sprzedażą ciepła,
- spółki prowadzące działalność niezwiązaną z podstawową działalnością Grupy TAURON, których przydatność dla rozwoju Grupy zostanie poddana analizie, w celu podjęcia decyzji o ich integracji w ramach Grupy lub o ich przeznaczeniu do sprzedaży lub likwidacji.

Spółki celowe (SPV) zaprezentowane w poniższym schemacie to spółki, które Grupa TAURON: (i) będzie nabywać lub tworzyć w przyszłości w celu realizacji projektów z partnerami strategicznymi, takimi jak Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A., KGHM Polska Miedź S.A., ZAK S.A., które to projekty opisane są w pkt 13.4.2 Prospektu (*Inwestycje w Obszarze Wytwarzanie*), (ii) utworzy dla celów realizacji niektórych nowych projektów, takich jak budowa farm wiatrowych, oraz (iii) spółka celowa, o której mowa w pkt 14.4 (*Umowa dotycząca nabycia KWK Bolesław Śmiały i akcji w PKW*).

Poniższy schemat przedstawia docelową strukturę Grupy TAURON po zakończeniu restrukturyzacji.



13.6.3 Model biznesowy Grupy TAURON

W 2008 r. Grupa TAURON rozpoczęła opracowywanie nowego modelu biznesowego Grupy obejmującego zakup paliw, obrót energią elektryczną i ciepłem, jak również produktami pochodnymi wytwarzania i sprzedaży energii elektrycznej.

Nowy model biznesowy przewiduje ustanowienie w Spółce Centrum Korporacyjnego odpowiedzialnego za realizację funkcji ogólnokorporacyjnych oraz za realizację zadań w zakresie sprzedaży energii elektrycznej, obrotu hurtowego (energią elektryczną i produktami powiązаныmi) oraz zarządzania ryzykiem handlowym jako struktury organizacyjnej nadrzędnej nad obszarami działalności Grupy, prowadzonymi przez jej podmioty zależne.

- Centrum Korporacyjne jest odpowiedzialne za ogólne funkcje korporacyjne, w tym zarządzanie Grupą, strategię, inwestycje strategiczne, finanse Grupy TAURON oraz korporacyjne zarządzanie ryzykiem (*Enterprise Risk Management*);
- W ramach zadań przypisanych do całego Obszaru Obrotu, Spółka będzie realizować zadania związane z (i) zarządzaniem sprzedażą, (ii) sprzedażą energii do klientów strategicznych, (iii) handlem hurtowym i zarządzaniem portfelem energii elektrycznej Grupy TAURON, (iv) centralną kontraktacją paliwa, (v) obrotem i zarządzaniem uprawnieniami do emisji CO₂, (vi) obrotem i zarządzaniem portfelem świadectw pochodzenia, (vii) zarządzaniem ryzykiem handlowym w Grupie TAURON, (viii) pełnieniem funkcji Operatora Handlowo-Technicznego (OHT);
- Obszar Wsparcia integruje rachunkowość i funkcje informatyki.

Przewiduje się, że po wdrożeniu nowego zintegrowanego modelu biznesowego odpowiedzialność za główne obszary działalności w Grupie TAURON będzie alokowana w następujący sposób:

- **Energia elektryczna:** Jednostką odpowiedzialną w Grupie TAURON za zarządzanie portfelem sprzedaży energii elektrycznej dla Obszaru Wytwarzania oraz Obszaru OZE, portfelem zakupu energii elektrycznej dla spółek prowadzących działalność w zakresie sprzedaży energii elektrycznej do klientów końcowych oraz obrotem hurtowym energią elektryczną na rynku będzie Pion Handlu. Będzie on również odpowiedzialny za sprzedaż energii do klientów strategicznych oraz zarządzanie portfelem zakupu energii przez Obszar Dystrybucji.
- **Paliwo:** Jednostką odpowiedzialną za centralną kontraktację paliwa dla Obszaru Wytwarzanie będzie Pion Handlu. Zapotrzebowanie na paliwo będzie pokrywane w oparciu o produkcję Obszaru Wydobycie, oraz w ramach zakupów dokonywanych od uczestników rynku paliw. Pozostałą część produkcji Obszar Wydobycie będzie sprzedawać na rynku.
- **Ciepło:** Jednostką odpowiedzialną za sprzedaż wytworzonego ciepła poza Grupę TAURON będzie Obszar Wytwarzanie. Trwają prace nad utworzeniem nowego obszaru biznesowego (Obszaru Ciepło), który zajmowałby się przede wszystkim dystrybucją i sprzedażą ciepła do odbiorców końcowych w oparciu o aktywa PEC Katowice i PEC Dąbrowa Górnicza oraz ewentualną akwizycję nowych aktywów w obszarze dystrybucji i sprzedaży ciepła.
- **Uprawnienia do emisji CO₂:** Jednostką odpowiedzialną za zarządzanie handlem uprawnieniami do emisji CO₂ będzie Pion Handlu, przy czym spółki Obszaru Wytwarzanie utworzą grupę instalacji w celu wspólnego rozliczania uprawnień do emisji CO₂. Powołany przez nie zarządca (Spółka) będzie rozliczał uprawnienia do emisji CO₂ zgodnie z potrzebami danej instalacji.
- **Świadectwa pochodzenia energii:** Jednostką odpowiedzialną za zarządzanie portfelem sprzedaży świadectw pochodzenia dla Obszaru Wytwarzania oraz Obszaru OZE oraz portfelem zakupu świadectw pochodzenia dla spółek prowadzących działalność w zakresie sprzedaży energii elektrycznej do klientów końcowych będzie Pion Handlu. Pion Handlu będzie również odpowiedzialny za kontraktowanie świadectw pochodzenia na rynku.

13.7 Obszar Wydobycie

13.7.1 Wprowadzenie

Podstawową działalnością prowadzoną przez Grupę TAURON w ramach Obszaru Wydobycie jest wydobycie, wzbogacanie i sprzedaż węgla kamiennego w Polsce. Poprzez PKW Grupa TAURON pośrednio posiada i prowadzi Zakład Górniczy Sobieski oraz Zakład Górniczy Janina. Według Polskiej Klasyfikacji Złóż zakłady te miały na dzień 31 grudnia 2009 r. 2.480 mln ton bilansowych zasobów węgla kamiennego, co stanowi około 20% krajowych bilansowych zasobów węgla kamiennego.

W 2009 r. przychody Obszaru Wydobycie wyniosły 1.167,1 mln zł, z czego 41,6% stanowiły przychody ze sprzedaży do odbiorców zewnętrznych, a 58,4% przychody ze sprzedaży do Obszaru Wytwarzanie. Zysk operacyjny Obszaru Wydobycie wyniósł w 2009 r. 147,0 mln zł, co stanowiło 11,7% skonsolidowanego zysku operacyjnego Grupy TAURON.

Poniższa tabela przedstawia wybrane dane finansowe dotyczące Obszaru Wydobywanie.

	2009	2008	2007	Kwartał zakończony 31 marca 2010 r.
	(w tys. zł)			
Przychody ⁽¹⁾	1.167.089	1.004.436	754.828	299.896
Zysk operacyjny ⁽²⁾	147.031	62.858	(71.453)	43.048
EBITDA ⁽³⁾	253.202	172.798	38.577	69.783

Źródło: Spółka

⁽¹⁾ Kwoty przychodów podane powyżej nie uwzględniają wyłączeń wynikających z dokonywania transakcji pomiędzy podmiotami Grupy TAURON.

⁽²⁾ Grupa TAURON definiuje zysk operacyjny danego obszaru działalności Grupy TAURON jako zysk (stratę) z działalności kontynuowanej przed opodatkowaniem i przychodami (kosztami) finansowymi.

⁽³⁾ Dane niezbadane. EBITDA w podziale na poszczególne obszary działalności Grupy TAURON obejmuje zysk (stratę) z działalności kontynuowanej przed opodatkowaniem i przychodami (kosztami) finansowymi w podziale na obszary działalności powiększony o amortyzację i odpisy na aktywa niefinansowe w podziale na obszary. EBITDA nie jest miarą zysku operacyjnego, wyniku działalności ani płynności zgodnie z MSSF. Więcej informacji dotyczących EBITDA znajduje się w punkcie 10.5 (Omówienie EBITDA oraz wybranych pozycji skonsolidowanego sprawozdania z całkowitych dochodów Grupy TAURON).

W 2009 r. Obszar Wydobywanie sprzedał około 4,8 mln ton węgla kamiennego, z czego 69,0% zostało sprzedane do spółek z Obszaru Wytwarzanie, a 31,0% do odbiorców zewnętrznych. W okresie ostatnich trzech lat roczna wielkość produkcji węgla kamiennego zwiększyła się z 4,6 mln ton w 2007 r. do 4,9 mln ton w 2009 r. Węgiel kamienny wydobywany przez Obszar Wydobywanie charakteryzuje się kalorycznością na poziomie od 19.000 do 20.000 kJ/kg, zawartością popiołu od 10,6% do 11,8% i zawartością siarki od 1,1% do 1,2%. Produkcja węgla kamiennego przez Grupę TAURON w 2009 r. stanowiła około 6,3% ogólnej sprzedaży węgla kamiennego w Polsce.

13.7.2 Własność zakładów górniczych Grupy TAURON

Zakład Górniczy Sobieski i Zakład Górniczy Janina stanowią własność PKW, spółki zależnej PKE. PKE posiada 52,48% akcji w kapitale zakładowym PKW, a z kolei Spółka posiada 85,0% akcji w PKE. Akcje PKW posiadane przez PKE uprawniają PKE do wykonywania 68,01% praw głosu w PKW. Właścicielem pozostałych 47,52% akcji jest Kompania Węglowa, spółka należąca do Skarbu Państwa.

13.7.3 Działalność wydobywcza oraz zasoby i rezerwy węgla

Poniższa tabela przedstawia wybrane informacje na temat działalności zakładów górniczych Grupy TAURON za lata 2009, 2008 i 2007 (w każdym przypadku na dzień 31 grudnia).

	2009	2008	2007
Sprzedaż węgla handlowego (w tys. ton)	4.831	5.491	4.670
Ilość sprzedanego węgla handlowego w ramach Grupy (%)	69,0%	62,0%	60,3%
Ilość sprzedanego węgla handlowego do odbiorców zewnętrznych (%)	31,0%	38,0%	39,7%

Źródło: Spółka

Poniższa tabela znajduje się w Raporcie Eksperta ds. Złóż, który stanowi Załącznik nr 6 do Prospektu, i została zaprezentowana w Prospekcie bez zmian w stosunku do tego Raportu. Tabela ta przedstawia bilansowe zasoby węgla kamiennego Grupy TAURON na dzień 31 grudnia 2009 r. zgodnie z Polską Klasyfikacją Złóż.

	Kategoria zasobów (w tys. ton)				Razem
	A	B	C1	C2	
Zakład Górniczy Sobieski					
Przemysłowe	4.344	7.959	23.940	—	36.243
Nieprzemysłowe	68.781	146.229	440.835	332.950	988.795
Pozabilansowe	2.393	19.214	182.163	309.894	513.664
Bilansowe (przemysłowe i nieprzemysłowe)	73.125	154.188	464.775	332.950	1.025.038
Zakład Górniczy Janina					
Przemysłowe	6.915	50.049	216.437	95.794	369.195
Nieprzemysłowe	9.826	53.822	218.707	803.540	1.085.895
Pozabilansowe					515.395
Bilansowe (przemysłowe i nieprzemysłowe)	16.741	103.871	435.144	899.334	1.455.090
Bilansowe ogółem	89.866	258.059	899.919	1.232.284	2.480.128

Poniższa tabela znajduje się w Raporcie Eksperta ds. Złóż i została zaprezentowana w Prospekcie bez zmian w stosunku do tego Raportu. Tabela ta przedstawia zasoby węgla kamiennego w przeliczeniu na międzynarodowy system klasyfikacji JORC według stanu na dzień 31 grudnia 2009 r., przy czym termin zasoby zawiera już w sobie rezerwy.

	Zasoby (w tys. ton)			Ogółem
	Zmierzone	Wykazane	Domniemane	
ZG Sobieski	227.313	464.775	332.950	1.025.038
ZG Janina	120.612	435.144	899.334	1.455.090
Razem	347.925	899.919	1.232.284	2.480.128

Ilości rezerw w poszczególnych pokładach zostały oszacowane w oparciu o dostarczone przez PKW harmonogramy i plany wydobycia na okres od 2010 do 2020 r. (włącznie). Rezerwy przeznaczone do wydobycia w pierwszym kwartale 2010 r. i z robót przygotowawczych zostały ujęte w sumie ogólnej.

Poniższa tabela znajduje się w Raporcie Eksperta ds. Złóż i została zaprezentowana w Prospekcie bez zmian w stosunku do tego Raportu. Tabela ta przedstawia udowodnione i prawdopodobne rezerwy węgla kamiennego Grupy TAURON na dzień 31 grudnia 2009 r., po przeliczeniu na międzynarodowy system klasyfikacji (JORC)

	Kategoria (w tys. ton)		Ogółem (w tys. ton)
	Prawdopodobne	Udowodnione	
Zakład Górniczy Sobieski	17.078	14.657	31.735
Zakład Górniczy Janina	20.507	3.815	24.322
Razem	37.585	18.472	56.057

Powyższe wyliczenia rezerw uwzględniają informacje uzyskane przez Eksperta ds. Złóż w trakcie analizy planów wydobycia oraz stopnia rozpoznania poszczególnych parcel/bloków tych rezerw w obu kopalniach. W opinii Eksperta ds. Złóż powyższe wyliczenia są w pełni wiarygodne. Ponadto zdaniem Eksperta ds. Złóż, jak wynika z powyższych tabel, oba zakłady górnicze dysponują odpowiednią ilością zasobów, które w miarę aktualizacji planów biznesowych będą stopniowo klasyfikowane jako rezerwy.

13.7.4 Działalność poszukiwawcza

Grupa TAURON prowadzi obecnie rozpoznanie i poszukiwanie zasobów węgla kamiennego w sześciu obszarach obejmujących łącznie 64,78 km², położonych w pobliżu istniejących Zakładów Górniczych Sobieski i Janina.

13.7.5 Zakład Górniczy Sobieski

Zakład Górniczy Sobieski jest położony w Jaworznie, niedaleko aktywów wytwórczych Grupy TAURON. Zakład Górniczy Sobieski wydobywa węgiel ze złoża objętego obszarem górniczym o powierzchni 59,43 km². Wydobycie węgla kamiennego w Zakładzie Górniczym Sobieski w latach 2009, 2008 i 2007 wyniosło odpowiednio 2,7 mln ton, 3,4 mln ton i 2,9 mln ton, co w 2009 r. stanowiło 55,1% całkowitego wydobycia Obszaru Wydobycie. Węgiel kamienny w Zakładzie Górniczym Sobieski wydobywany jest systemem ścianowym z zawalem stropu. W systemie tym złożo dzielone jest na pola o kształcie prostopadłościanu, który następnie jest skrawany wzdłuż krótszego boku przy użyciu zmechanizowanej obudowy ściany oraz kombajnu ścianowego.

Węgiel kamienny wydobywany w Zakładzie Górniczym Sobieski transportowany jest od ściany, z której jest urabiany do zakładu wzbogacania węgla ciągiem wyrobisk przy pomocy systemu przenośników taśmowych oraz szybem wydobywczym. Do odbiorców węgiel dostarczany jest z wykorzystaniem transportu kolejowego i samochodowego. W ostatnich trzech latach Obszar Wydobycie dokonał istotnych inwestycji w wymianę urządzeń i instalacji w celu poprawy jakości węgla, odbudowy bazy zasobowej wraz z eliminacją wydobycia podziemnego, zapewnienia ciągłej i bezawaryjnej pracy ogniw technologicznych oraz bezpiecznej pracy i poprawy warunków socjalnych. Ostatnie znaczące inwestycje obejmowały zakup obudowy zmechanizowanej dla wysokowydajnej eksploatacji ściany. Szacuje się, iż złożo węgla kamiennego w Zakładzie Górniczym Sobieski będzie eksploatowane do 2064 r. Szacunki te nie obejmują wydobycia węgla ze złóż, które obecnie są przedmiotem rozpoznania i poszukiwania przez Obszar Wydobycie w rejonie na południe od Zakładu Górniczego Sobieski.

13.7.6 Zakład Górniczy Janina

Zakład Górniczy Janina jest kopalnią węgla kamiennego położoną w Libiążu, niedaleko aktywów wytwórczych Grupy TAURON. Zakład Górniczy Janina wydobywa węgiel ze złoża objętego obszarem górniczym o powierzchni 62,3 km². Wydobycie węgla kamiennego w Zakładzie Górniczym Janina w latach 2009, 2008 i 2007 wyniosło odpowiednio 2,2 mln ton, 2,2 mln ton i 1,7 mln ton, co w 2009 r. stanowiło 44,9% całkowitego wydobycia Obszaru Wydobycie. Również w Zakładzie Górniczym Janina węgiel wydobywany jest metodą ścianową z zawalem stropu. Węgiel kamienny wydobywany w Zakładzie Górniczym Janina transportowany jest od ściany, z której jest urabiany do zakładu wzbogacania węgla ciągiem wyrobisk przy pomocy systemu przenośników taśmowych oraz szybem wydobywczym.

Do odbiorców węgiel dostarczany jest z wykorzystaniem transportu kolejowego i samochodowego. W ostatnich trzech latach Obszar Wydobyte dokonał istotnych inwestycji w urządzenia i instalacje oraz technologie wydobywcze, w celu poprawy jakości węgla, odbudowy bazy zasobowej wraz z eliminacją wydobycia podziemnego, zapewnienia ciągłej i bezawaryjnej pracy ogniw technologicznych oraz bezpiecznej pracy i poprawy warunków socjalnych. Ostatnie znaczące inwestycje obejmowały zakup obudowy zmechanizowanej dla wysokowydajnej eksploatacji ściany oraz wybudowanie poziomu 500 metrów w celu pozyskania zasobów zalegających poniżej dotychczasowych poziomów produkcyjnych. Szacuje się, iż złożo węgla kamiennego w Zakładzie Górniczym Janina będzie eksploatowane do 2083 r. Szacunki te nie obejmują wydobycia węgla ze złóż, które obecnie są przedmiotem rozpoznania i poszukiwania przez Obszar Wydobyte w rejonach położonych na północ od Zakładu Górniczego Janina.

13.7.7 Planowane nabycie KWK Bolesław Śmiały i pozostałego udziału w kapitale zakładowym PKW

W dniu 8 kwietnia 2010 r. Spółka i Kompania Węglowa zawarły umowę o wspólnym przedsięwzięciu, w której określili szczegółowe prawa i zobowiązania stron związane z procesem wniesienia przez Kompanię Węglową przedsiębiorstwa KWK Bolesław Śmiały w rozumieniu art. 55¹ kodeksu cywilnego, obejmującego zorganizowany zespół składników materialnych i niematerialnych tej kopalni, do spółki celowej, w której jedynym udziałowcem jest Kompania Węglowa oraz przeniesienia na Spółkę akcji PKW będących własnością Kompanii Węglowej oraz udziałów spółki celowej tytułem wkładu niepieniężnego na podwyższony kapitał zakładowy Spółki. Umowa przewiduje obowiązek stron sporządzenia wymaganych wycen KWK Bolesław Śmiały, udziałów spółki celowej oraz akcji PKW stanowiących własność Kompanii Węglowej, uzyskania odpowiednich zgód korporacyjnych, jak również zgód Ministra Skarbu Państwa i Prezesa UOKiK oraz prawo odstąpienia przez strony od umowy między innymi w przypadku nieuzyskania zgód wymaganych przepisami prawa i dokumentami korporacyjnymi Kompanii Węglowej i Spółki oraz w przypadku odmowy zaakceptowania wycen KWK Bolesław Śmiały, akcji PKW stanowiących własność Kompanii Węglowej lub udziałów spółki celowej przez Kompanię Węglową lub Spółkę, w przypadkach ściśle określonych w umowie. Zgodnie z umową, wniesienie przez Kompanię Węglową przedsiębiorstwa KWK Bolesław Śmiały do spółki celowej jest uzależnione od dopuszczenia Akcji Spółki do obrotu giełdowego. W konsekwencji nabycia przez Spółkę pakietu akcji PKW należącego do Kompanii Węglowej Grupa TAURON uzyska pełną kontrolę nad Obszarem Wydobyte i złożami należącymi do PKW. Oczekuje się, iż nabycie KWK Bolesław Śmiały umożliwi Grupie TAURON zwiększenie całkowitego poziomu wydobycia węgla o 1,6 mln ton rocznie.

KWK Bolesław Śmiały położona jest w Łaziskach Górnych koło Katowic, niedaleko aktywów wytwórczych Grupy TAURON. KWK Bolesław Śmiały wydobywa węgiel ze złoża objętego obszarem górniczym o powierzchni 74,4 km². Na terenie kopalni funkcjonuje zakład mechanicznej przeróbki węgla. W 2009 r. wydobycie węgla kamiennego w KWK Bolesław Śmiały wyniosło 1,6 mln ton.

Wydobyte węgla w KWK Bolesław Śmiały w latach 2005–2009:

Rok	2005	2006	2007	2008	2009
tys. ton	1.561	1.802	1.730	1.854	1.583

Źródło: Kompania Węglowa

Około 60% wydobywanego węgla dostarczane jest taśmociągiem do sąsiadującej z terenem kopalni Elektrowni Łaziska należącej do Grupy TAURON, podczas gdy 30% sprzedawane jest do innych elektrowni i elektrociepłowni w regionie śląskim, zaś pozostałe 10% kierowane jest na rynki eksportowe. Elektrownia Łaziska dostarcza również energię elektryczną, ciepło oraz sprężone powietrze do KWK Bolesław Śmiały.

13.7.8 Odbiorcy

Obszar Wydobyte sprzedaje węgiel kamienny do PKE na podstawie pięcioletniej umowy, która wygasa w grudniu 2010 r. W związku z wdrożeniem nowego modelu biznesowego po tej dacie PKW zawrze ze Spółką nową umowę na dostawy paliwa na potrzeby Obszaru Wytwarzania.

Oprócz sprzedaży na rzecz PKE, Obszar Wydobyte sprzedaje węgiel kamienny autoryzowanym sprzedawcom w ramach stworzonej przez PKW sieci handlowej oraz w niewielkiej ilości bezpośrednio gospodarstwom domowym.

Grupa TAURON zawiera długoterminowe umowy o współpracę z autoryzowanymi sprzedawcami węgla kamiennego produkowanego przez Obszar Wydobyte. Na podstawie tych umów strony co pół roku określają ilość węgla kamiennego, jaka ma zostać dostarczona sprzedawcom. Cena węgla ustalana jest w umowach o współpracę, ale może zostać jednostronnie zmieniona przez Grupę, jeżeli występują ku temu uzasadnione podstawy. Obszar Wydobyte udziela sprzedawcom rabatu hurtowego, który obliczany jest na podstawie ilości węgla kamiennego sprzedanego przez Obszar Wydobyte danemu sprzedawcy w miesiącu kalendarzowym. Umowy o współpracę zawierane są zwykle na okres jednego roku, a w przypadku dłuższej współpracy na czas nieoznaczony i mogą zostać rozwiązane z zachowaniem jednomiesięcznego okresu wypowiedzenia.

Koszty transportu węgla są pokrywane przez odbiorców.

13.8 Obszar Wytwarzanie

13.8.1 Wprowadzenie

Podstawowa działalność Obszaru Wytwarzanie w ramach Grupy TAURON obejmuje wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w 11 elektrowniach i elektrociepłowniach (instalacjach wytwarzających jednocześnie energię elektryczną i ciepło użytkowe) opalanych węglem kamiennym oraz w drodze współspalania biomasy. Łączna moc osiągalna jednostek wytwórczych Obszaru Wytwarzanie wyniosła w 2009 r. 5.448 MW energii elektrycznej, czyli 15,3% krajowego potencjału wytwórczego, i 3.199,3 MWt ciepła. W latach 2009, 2008 i 2007 jednostki wytwórcze Obszaru Wytwarzanie wytworzyły odpowiednio 18,2 TWh, 19,1 TWh i 22,1 TWh netto energii elektrycznej, co dało Grupie TAURON w 2009 r. 13,3% udział w produkcji energii elektrycznej netto w Polsce. W tym samym okresie produkcja energii elektrycznej brutto spółek Obszaru Wytwarzanie Grupy TAURON wyniosła 20,5 TWh w 2009 r., 21,5 TWh w 2008 r. i 24,8 TWh w 2007 r., co dało Grupie TAURON w 2009 r. 14% udział w produkcji energii elektrycznej brutto w Polsce. W latach 2009, 2008 i 2007 jednostki wytwórcze Obszaru Wytwarzanie wytworzyły odpowiednio 15,7 GJ, 15,5 GJ i 16,4 GJ brutto ciepła.

W 2009 r. przychody Obszaru Wytwarzanie wyniosły 5.338,5 mln zł. W przychodach Obszaru Wytwarzanie w 2009 r. 23,1% stanowiły przychody ze sprzedaży do odbiorców zewnętrznych, natomiast 76,9% ze sprzedaży w ramach Grupy TAURON. Zysk operacyjny Obszaru Wytwarzanie wyniósł w 2009 r. 677,1 mln zł, co stanowiło 53,8% skonsolidowanego zysku operacyjnego Grupy TAURON.

Poniższa tabela przedstawia wybrane dane finansowe dotyczące Obszaru Wytwarzanie.

	2009	2008	2007	Kwartał zakończony 31 marca 2010 r.
	w tys. zł			
Przychody ⁽¹⁾	5.338.487	3.781.886	3.726.021	1.415.760
Zysk operacyjny ⁽²⁾	677.144	(735)	70.848	184.867
EBITDA ⁽³⁾	1.181.416	481.694	546.246	322.418

Źródło: Spółka

⁽¹⁾ Kwoty przychodów podane powyżej nie uwzględniają wyłączeń wynikających z dokonywania transakcji pomiędzy podmiotami Grupy TAURON.

⁽²⁾ Grupa TAURON definiuje zysk operacyjny danego obszaru działalności Grupy TAURON jako zysk (stratę) z działalności kontynuowanej przed opodatkowaniem i przychodami (kosztami) finansowymi.

⁽³⁾ Dane niezbadane. EBITDA w podziale na poszczególne obszary działalności Grupy TAURON obejmuje zysk (stratę) z działalności kontynuowanej przed opodatkowaniem i przychodami (kosztami) finansowymi w podziale na obszary działalności powiększony o amortyzację i odpisy na aktywa niefinansowe w podziale na obszary. EBITDA nie jest miarą zysku operacyjnego, wyniku działalności ani płynności zgodnie z MSSF. Więcej informacji dotyczących EBITDA znajduje się w punkcie 10.5 (Omówienie EBITDA oraz wybranych pozycji skonsolidowanego sprawozdania z całkowitych dochodów Grupy TAURON).

13.8.2 Własność aktywów wytwórczych Grupy TAURON

PKE – spółka zależna Spółki, w której posiada ona 85,0% akcji – jest właścicielem sześciu elektrowni Grupy TAURON, czyli elektrowni Jaworzno III, Łaziska, Łagisza, Siersza, Halemba i Blachownia, a także dwóch elektrociepłowni, czyli Elektrociepłowni Katowice i Elektrociepłowni Bielsko-Biała.

Elektrownia Stalowa Wola należy do spółki zależnej Spółki, Elektrownia Stalowa Wola S.A., w której Spółka posiada 85,0% akcji.

Elektrociepłownia Tychy należy do spółki zależnej Spółki, Elektrociepłownia Tychy S.A., w której Spółka posiada 95,47% akcji.

Elektrociepłownia EC Nowa należy do spółki zależnej Spółki, Elektrociepłownia EC Nowa Sp. z o.o., w której Spółka posiada bezpośrednio 42,1% udziałów oraz pośrednio, poprzez swoją spółkę zależną, Enion Zarządzanie Aktywami, 41,9% udziałów.

13.8.3 Aktywa wytwórcze

Aktywa wytwórcze Grupy położone są w południowej części Polski, charakteryzującej się dużym uprzemysłowieniem i gęstym zaludnieniem, w pobliżu złóż węgla kamiennego wykorzystywanego przez Obszar Wytwarzanie jako paliwo w procesie wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, a także w pobliżu najbardziej rozwiniętego systemu przesyłowego pod względem liczby linii elektrycznych i możliwości wprowadzenia dodatkowych mocy do tego systemu.

Na dzień Prospektu Obszar Wytwarzanie jest właścicielem siedmiu istniejących i działających elektrowni konwencjonalnych oraz czterech istniejących i działających elektrociepłowni. Obejmują one 42 jednostki wytwórcze, z czego 18 jest opalanych głównie węglem, a 24 wykorzystuje współspalanie węgla i biomasy. Jednostki, w których możliwe jest współspalanie węgla kamiennego i biomasy, zainstalowane są w Elektrowni Jaworzno III (8 bloków), Elektrowni Łaziska (6 bloków), Elektrowni Siersza (5 bloków), Elektrociepłowni Bielsko-Biała (jeden blok) i w Elektrowni Stalowa Wola (2 bloki i 2 turbogeneratory). Obciążenia hipoteczne ustanowione na istniejących aktywach rzeczowych składających się na elektrownie i elektrociepłownie Grupy TAURON zostały opisane w punkcie 13.22.2 (Obszar Wytwarzanie). Dodatkowo, na przedsiębiorstwie Elektrowni Jaworzno III i Elektrowni Łagisza, obejmującym aktywa rzeczowe, ustanowione zostały zastawy rejestrowe na rzecz Banku Handlowego w Warszawie S.A., BRE Banku S.A. oraz Banku Polska Kasa Opieki S.A.

Większość elektrowni Grupy TAURON jest elektrowniami podszczytowymi i w konsekwencji są w stanie zrealizować wyższą średnią cenę energii elektrycznej niż elektrownie bazowe.

Grupa TAURON wytwarza energię poprzez spalanie węgla lub mieszanki węgla i biomasy w kotłach energetycznych, które podgrzewają wodę i zamieniają ją w parę. Para pod dużym ciśnieniem dostarczana jest do turbiny, która napędza generator. Para ulega następnie schłodzeniu i skropleniu, po czym ponownie trafia do kotła i po raz kolejny jest wykorzystywana w całym procesie. W elektrowniach głównym produktem wytwarzania jest energia elektryczna, natomiast w elektrociepłowniach ciepło użytkowe.

Poniżej przedstawiono istotne informacje dotyczące energii elektrycznej i ciepła wytwarzanych w poszczególnych elektrowniach i elektrociepłowniach na dzień 31 grudnia 2009 r., lub w 2009 r., stosownie do okoliczności:

	Moc osiągalna wg stanu na dzień 31 grudnia 2009 r.		Wielkość produkcji netto w 2009 r.	
	Energia elektryczna MWe	Ciepło MWt	Energia elektryczna TWh ⁽¹⁾	Ciepło GJ
Elektrownie				
Jaworzno III	1.535	371,6	6,32	1.308.775
Łaziska	1.145	196	4,64	330.520
Łagisza	1.060	335,2	2,34	1.340.119
Siersza	677	36,5	1,70	79.064
Halemba	100	58	0,22	203.530
Blachownia	158	174	0,44	964.307
Stalowa Wola	341	366	0,97	1.678.619
Elektrociepłownie				
Katowice	135	459	0,71	2.462.440
Bielsko-Biała	132	447	0,41	2.294.779
Tychy	40	290	0,14	1.831.763
EC Nowa	125	466	0,31	2.241.616
Razem	5.448	3199,3	18,2	14.735.531

⁽¹⁾ Grupa TAURON definiuje wielkość produkcji netto energii elektrycznej jako łączną produkcję energii elektrycznej pomniejszoną o ilość zużytą na cele wytworzenia energii elektrycznej, ciepła i pozostałe potrzeby własne.

25 z łącznej liczby 42 jednostek wytwórczych należących do Obszaru Wytwarzanie to jednostki centralnie dysponowane, co oznacza, że OSP może w pełni sterować ich pracą. W szczególności, w sytuacji zaburzeń funkcjonowania systemu elektroenergetycznego lub awarii systemowych, OSP może nakazać wstrzymanie lub ograniczenie produkcji lub też produkcję energii elektrycznej w ilości większej niż pierwotnie planowana. Jednostkami centralnie dysponowanymi jest 6 bloków w Elektrowni Jaworzno III, wszystkie bloki w Elektrowniach Łaziska, Łagisza i Siersza oraz układ kolektorowy w Elektrowni Jaworzno III.

Większość aktywów wytwórczych Grupy TAURON została wybudowana w latach sześćdziesiątych i siedemdziesiątych ubiegłego stulecia. Z uwagi na cykl żywotności aktywów wytwórczych Grupa TAURON prowadzi bieżący program modernizacji, remontów i konserwacji maszyn i urządzeń w celu utrzymania wysokiej dyspozycyjności swoich jednostek wytwórczych oraz zwiększenia zakresu, w jakim spełniają one standardy środowiskowe. W ramach tego programu Grupa TAURON dokonała nakładów na poziomie 302.263,4 tys. zł w 2009 r., 454.352,9 tys. zł w 2008 r. oraz 333.056,8 tys. zł w 2007 r. Zazwyczaj jednostka wytwórcza podlega remontom kapitalnym w cyklach 5–7-letnich, a po 25 lub 30 latach eksploatacji wymaga modernizacji w celu zwiększenia jej dyspozycyjności do 300–350 tys. godzin, przy nakładach rzędu 20–30% jej początkowej wartości.

W okresie od 2010 do 2020 r. Grupa TAURON planuje wycofać z eksploatacji 20 jednostek wytwórczych o łącznej mocy osiągalnej 1,7 GW, w wyniku zakończenia ich cyklu żywotności, wprowadzenia bardziej rygorystycznych przepisów z zakresu ochrony środowiska bądź wygaśnięcia okresu derogacji przyznanego Polsce na podstawie przepisów Unii Europejskiej. Opis okresów derogacji dla SO₂ i NO_x przedstawiony jest w punkcie 12.22 (*Ograniczenia emisji SO₂, NO_x oraz pyłów*).

Inwestycje prowadzone w Obszarze Wytwarzanie obejmowały rozbudowę, wymianę i modernizację istniejących urządzeń w celu zwiększenia sprawności wytwarzania energii elektrycznej i zwiększenia wolumenu energii elektrycznej wytwarzanej ze współspalania biomasy, a także zainstalowanie instalacji odsiarczania spalin, urządzeń do oczyszczania ścieków oraz modernizację układów spalania. W elektrowniach i elektrociepłowniach Grupy TAURON zainstalowano urządzenia ochrony środowiska opisane w tabeli poniżej. W konsekwencji, na dzień Prospektu większość elektrowni i elektrociepłowni Grupy TAURON spełnia wymogi dotyczące emisji SO₂, NO_x oraz emisji pyłów.

Poniższa tabela przedstawia dane na temat jednostek wytwórczych Grupy TAURON na dzień 31 grudnia 2009 r.

	Emisja CO ₂ (Mg/MWh)	Rok oddania do użytku	Rok planowanego wyłączenia ⁽¹⁾	Ostatnia modernizacja/remont kapitałowy ⁽²⁾	Wskaźnik sprawności energetycznej (%) ⁽³⁾	Wskaźnik dys- pozycyjności (%) ⁽⁴⁾	Urządzenia ochrony środowiska ⁽⁵⁾
Elektrownie							
Jaworzno III							
Jaworzno II (bloki 2 i 3)	0,805	1999	2039	brak modern./2006–2007	40	80	
Jaworzno III (bloki 1–6)	0,910	1977–1978	2029–2031	1997–2001/1998–2009	37–38	86,6	NO _x – v
Układ kolektorowy ..	0,859	1954	2013	Brak modern./2000	33	100	x
Łaziska							
Bloki 1 i 2	0,921	1967	2018	1994–1995/2005–2006	36	89,2	NO _x – v
Bloki 9–12	0,863	1970–1972	2027–2028	1996–1999/2004–2009	38	85,8	NO _x – v
Łągisza							
Bloki 1–2	0,939	1963–1964	2013	1991–1994/2001–2002	35	76,8	x
Bloki 5–7	0,966	1969–1970	2016–2018	1992–1993/2006–2008	34–36	83,0	SO ₂ – v
Blok 10	0,779	2009	po 2043	Brak	44	48,4	
Siersza							
Bloki 1–2	0,839	2001–2002	2042–2043	Brak modern./2009	39	70,0–75,9	
Bloki 3, 5 i 6	0,963	1969–1970	2016	1991–1994/2000–2005	34	92,7	x (blok 5)
Halemba							
Układ kolektorowy ..	1,152	1963	2012	–	33	82,8	x
Blachownia							
Układ kolektorowy ..	0,596	1957–1958	2016	Brak modern./2008	43	87,1	
Stalowa Wola							
Bloki 1–2	0,901	1965	2016–2022	Brak modern./2005–2008	34–38	95,7	SO ₂ – v
Układ kolektorowy ..	0,467	1956	2045	Brak modern./2008	57	99,1	x (kocioł 8 i 9)
Elektrociepłownie							
Katowice	0,723	2000	2041	brak	67	88,0	
Bielsko-Biała							
EC-1	0,843	1970	2013	Brak modern./2008	65	95,7	x
EC-2	0,747	1997	2041	Brak modern./2004	57	87,6	
Tychy	0,899	2000	2035	Brak modern./2009	54	73,2	x (kotły wodne)
EC Nowa	1,693	1976–1987	2027–2037	2006/2009	46	85,4	SO ₂ – v

⁽¹⁾ Rok planowanego wyłączenia oznacza rok, w którym, z dniem 1 stycznia, Grupa TAURON zamierza wycofać daną jednostkę z eksploatacji w oparciu o przepisy ochrony środowiska obowiązujące na dzień Prospektu.

⁽²⁾ Ostatnia modernizacja lub remont kapitałowy wskazuje rok, w którym Grupa TAURON przeprowadziła kapitałowy remont jednostki celem utrzymania dyspozycyjności tej jednostki na odpowiednio wysokim poziomie.

⁽³⁾ Wskaźnik sprawności umożliwia porównanie ilości energii chemicznej zawartej w użytym paliwie z energią wytworzoną.

⁽⁴⁾ Wskaźnik dyspozycyjności stanowi iloraz czasu pracy jednostki wytwórczej do możliwego czasu pracy. Wskaźnik ten został uśredniony dla wszystkich bloków nim objętych.

⁽⁵⁾ Urządzenia zainstalowane w celu oczyszczenia gazów powstających w procesie spalania węgla kamiennego z SO₂, NO_x i pyłów. Brak urządzeń do oczyszczania gazów powstających w procesie spalania węgla w danej jednostce wytwórczej (elektrownie objęte tzw. derogacją naturalną opisaną w punkcie 12.22 (*Ograniczenia emisji SO₂, NO_x oraz pyłów*)) zaznaczony jest znakiem „x”, przy czym jednostki wytwórcze, do których stosuje się okresy przejściowe na dostosowanie się do norm emisyjnych opisane w punkcie 12.22 (*Ograniczenia emisji SO₂, NO_x i pyłów*), zaznaczone są znakiem „v”. W pozostałych przypadkach jednostki wytwórcze posiadają wszelkie niezbędne urządzenia oczyszczania gazów powstających w procesie spalania węgla.

13.8.4 Odbiorcy

W 2009 r. Spółka kupiła około 98% całkowitej produkcji energii elektrycznej netto Obszaru Wytwarzanie. Pozostały wolumen wytworzonej energii elektrycznej sprzedawany jest odbiorcom niezależnym przyłączonym w przeszłości do instalacji elektrowni i elektrociepłowni Grupy TAURON. Energia elektryczna jest sprzedawana wewnątrz Grupy na podstawie umów ramowych, opisanych w punkcie 13.11.3 (*Działalność prowadzona w zakresie handlu hurtowego*). W związku z wdrożeniem nowego modelu biznesowego, po zrealizowaniu umów zawartych przez Obszar Wytwarzania na 2010 r. Spółka w ramach zarządzania portfelem sprzedaży energii elektrycznej będzie dokonywała sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej przez Obszar Wytwarzania zgodnie ze znowelizowanym Prawem Energetycznym, o której mowa w punkcie 12.16 (*Obowiązek publicznej sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców*).

Ciepło wytwarzane przez Spółki Grupy TAURON jest sprzedawane do spółek zależnych Grupy zajmujących się dystrybucją i sprzedażą ciepła, jak również do odbiorców zewnętrznych. W 2009 r. spółki Obszaru Wytwarzanie sprzedały 4.339,2 GJ ciepła do spółek wewnątrz Grupy oraz 10.460,3 GJ do odbiorców zewnętrznych.

13.8.5 Dostawcy

Wprowadzenie

Głównymi dostawcami spółek Obszaru Wytwarzanie są dostawcy paliw, to jest węgla kamiennego, biomasy, gazu koksowniczego, gazu wielkopieczowego oraz wapienia. Dane dotyczące ilości i kosztu dostarczanego paliwa znajdują się w punkcie 10.2.4 (*Koszty paliw*).

Paliwa

Węgiel kamienny jest wykorzystywany przez Grupę TAURON jako podstawowe paliwo dla Obszaru Wytwarzanie. Ponadto, w 2004 r. Obszar Wytwarzanie rozpoczął wytwarzanie energii elektrycznej przy wykorzystaniu współspalania biomasy. Dodatkowo, Elektrownia Blachownia wykorzystuje gaz koksowniczy, a EC Nowa gaz wielkopieczowy jako paliwo. W 2009 r. przybliżony procentowy udział poszczególnych rodzajów paliw w produkcji energii elektrycznej netto Obszaru Wytwarzanie wyniósł około 92,9% dla węgla kamiennego, 3,8% dla gazu koksowniczego i wielkopieczowego, 2,8% dla biomasy oraz 0,5% dla pozostałych paliw.

Węgiel

Na dzień Prospektu każda ze spółek z Obszaru Wytwarzanie zawiera osobne umowy z dostawcami węgla kamiennego. Grupa TAURON nabywa węgiel kamienny od wielu dostawców na podstawie umów wieloletnich, jak również na podstawie umów na czas określony od miesiąca do roku oraz umów na jednorazowe dostawy węgla. Ilość węgla kamiennego dostarczanego w każdym roku obowiązywania umów wieloletnich jest określona w umowie, natomiast cena oraz harmonogram dostaw węgla są ustalane w aneksach do tych umów w drodze negocjacji stron. W zależności od umowy aneksy zawierane są rocznie lub co kwartał.

Głównymi dostawcami węgla kamiennego dla spółek z Obszaru Wytwarzanie są Kompania Węglowa, PKW, Katowicki Holding Węglowy S.A. oraz Jastrzębska Spółka Węglowa S.A. Poniższa tabela przedstawia łączną wielkość dostaw węgla kamiennego w latach 2009–2007 wraz ze wskazaniem procentowego udziału danego dostawcy w łącznych dostawach węgla kamiennego dla Obszaru Wytwarzanie.

Dostawcy	2009		2008		2007	
	Wielkość w tys. ton	Wielkość w %	Wielkość w tys. ton	Wielkość w %	Wielkość w tys. ton	Wielkość w %
Kompania Węglowa	5.200,6	49,5	5.960,3	53,0	6.960,8	58,2
PKW	3.335,1	31,8	3.405,5	30,3	2.815,2	23,5
Katowicki Holding Węglowy S.A.	1.125,4	10,7	1.164,4	10,4	1.348,8	11,3
Jastrzębska Spółka Węglowa S.A.	466,1	4,4	201,3	1,8	166,2	1,4

Źródło: Spółka

Umowy o dostawę węgla zawarte przez PKE z Kompanią Węglową i Katowickim Holdingiem Węglowym stanowią istotne umowy, a ich opis znajduje się w punkcie 14.1 (*Umowy dostawy węgla*).

Na ponoszone przez Grupę TAURON koszty paliwa duży wpływ mają ceny węgla na rynku światowym. Informacje dotyczące cen węgla znajdują się w punkcie 11.10.1 (*Węgiel kamienny*) oraz w punkcie 10.2.4 (*Koszty paliw*). Grupa zarządza ryzykiem związanym z cenami węgla poprzez zawieranie długo- i średnioterminowych umów z głównymi dostawcami węgla w Polsce. Ponieważ w Polsce nie jest prowadzony zorganizowany obrót instrumentami lub kontraktami dotyczącymi węgla np. na giełdzie towarowej, Zarząd uważa, że taka metoda zarządzania ryzykiem związanym ze zmianami cen węgla jest zgodna ze standardami powszechnie przyjętymi przez innych producentów energii.

Biomasa

Grupa TAURON wytwarza energię ze źródeł odnawialnych, tzw. zieloną energię, poprzez współspalanie biomasy. Jako biomasa używane są: drewno odpadowe z produkcji leśnej, rośliny z upraw energetycznych, pelety, brykiety, bioolej i inne. Urządzenia przystosowane do współspalania biomasy są obecnie zainstalowane w 24 spośród 42 jednostek wytwórczych Grupy TAURON.

Grupa TAURON planuje do 2020 r. zainstalować dodatkowe urządzenia do spalania lub współspalania biomasy, co pozwoli jej wytwarzać energię ze źródeł odnawialnych ze spalania i współspalania biomasy na rocznym poziomie ponad 1,5 TWh. Obszar Wytwarzanie wytworzył 545,6 GWh energii elektrycznej z biomasy w 2009 r., 242,6 GWh w 2008 r. i 201,9 GWh w 2007 r.

W 2009 r. Grupa zużyła 480,2 tys. ton biomasy. Grupa TAURON nabywa biomasę od wielu drobnych dostawców na podstawie umów wieloletnich, jak i umów o jednorazową dostawę. Ilości i ceny biomasy dostarczanej na rzecz Grupy na podstawie umów wieloletnich ustalane są raz w roku w aneksach.

Gaz koksowniczy i wielkopiecowy

Paliwem wykorzystywanym przez Grupę w procesie wytwarzania energii elektrycznej i ciepła jest także gaz koksowniczy i wielkopiecowy. Jedynym dostawcą gazu koksowniczego dla Grupy TAURON są Zakłady Koksownicze Zdzeszowice Sp. z o.o., które w 2009 r. dostarczyły Grupie TAURON 323.575 tys. m³ tego surowca, natomiast głównym dostawcą gazu wielkopiecowego dla Grupy jest ArcelorMittal Poland S.A., który w 2009 r. dostarczył Grupie TAURON 1.728.504 tys. m³ tego surowca.

13.8.6 Świadectwa pochodzenia

Wytwórcy energii elektrycznej w Polsce, którzy wytwarzają energię elektryczną w kogeneracji z ciepłem w dużych jednostkach wytwórczych, otrzymują świadectwa pochodzenia energii elektrycznej z kogeneracji, czyli tzw. „czerwone certyfikaty”. Obszar Wytwarzanie produkuje także zieloną energię poprzez współpalanie biomasy i z tego tytułu uzyskuje świadectwa pochodzenia energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, czyli tzw. „zielone certyfikaty”. W 2009 r. spółki Obszaru Wytwarzanie uzyskały czerwone certyfikaty odpowiadające 1.558.397 MWh i zielone certyfikaty odpowiadające 529.423 MWh.

W Grupie TAURON obrót prawami majątkowymi wynikającymi z czerwonych i zielonych certyfikatów jest koordynowany i zarządzany przez Spółkę. Więcej informacji na temat obrotu świadectwami pochodzenia energii znajduje się w punkcie 13.11.3 (*Działalność prowadzona w zakresie handlu hurtowego*).

13.9 Obszar OZE

13.9.1 Wprowadzenie

Podstawową działalnością prowadzoną przez Grupę TAURON w Obszarze OZE jest wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w elektrowniach wodnych, a także zarządzanie projektami Grupy TAURON w zakresie wytwarzania energii z innych odnawialnych źródeł energii. W Obszarze OZE funkcjonuje 35 elektrowni wodnych o mocy osiągalnej 131,2 MW, co stanowiło 2,0% łącznych mocy osiągalnych Grupy w 2009 r. W latach 2007, 2008 i 2009 elektrownie wodne Grupy TAURON wytwarzały 0,4 TWh netto energii elektrycznej rocznie.

Przychody Grupy w 2009 r. z Obszaru OZE wyniosły 123,3 mln zł, przy czym 34,2% przychodów osiągniętych w 2009 r. pochodziło ze sprzedaży energii elektrycznej do klientów spoza Grupy, a 65,8% pochodziło ze sprzedaży do innych spółek Grupy. W 2009 r. zysk operacyjny wygenerowany przez Obszar OZE Grupy wyniósł 55,1 mln zł, co stanowiło 4,4% skonsolidowanego zysku operacyjnego Grupy TAURON.

Poniższa tabela przedstawia wybrane dane finansowe dotyczące Obszaru OZE.

	2009	2008	2007	Kwartał zakończony 31 marca 2010 r.
	w tys. zł			
Przychody ^{(1) (2)}	123.332	104.889	79.889	31.656
Zysk operacyjny ⁽³⁾	55.141	43.964	45.495	13.926
EBITDA ⁽⁴⁾	76.452	62.666	60.496	19.322

Źródło: Spółka

⁽¹⁾ Kwoty przychodów podane powyżej nie uwzględniają wyłączeń wynikających z dokonywania transakcji pomiędzy podmiotami Grupy TAURON.

⁽²⁾ Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych nie obejmują wartości świadectw pochodzenia uzyskanych w związku z wytworzeniem energii elektrycznej w elektrowniach wodnych należących do Enion Energia, a wykorzystanych na potrzeby własne. Wartość tych świadectw za lata 2009, 2008 i 2007 wynosiła odpowiednio, 60.182,9 tys. zł, 42.264,4 tys. zł i 26.972,1 tys. zł.

⁽³⁾ Grupa TAURON definiuje zysk operacyjny danego obszaru działalności Grupy TAURON jako zysk (stratę) z działalności kontynuowanej przed opodatkowaniem i przychodami (kosztami) finansowymi.

⁽⁴⁾ Dane niezbadane. EBITDA w podziale na poszczególne obszary działalności Grupy TAURON obejmuje zysk (stratę) z działalności kontynuowanej przed opodatkowaniem i przychodami (kosztami) finansowymi w podziale na obszary działalności powiększony o amortyzację i odpisy na aktywa niefinansowe w podziale na obszary. EBITDA nie jest miarą zysku operacyjnego, wyniku działalności ani płynności zgodnie z MSSF. Więcej informacji dotyczących EBITDA znajduje się w punkcie 10.5 (*Omówienie EBITDA oraz wybranych pozycji skonsolidowanego sprawozdania z całkowitych dochodów Grupy TAURON*).

13.9.2 Własność aktywów wytwórczych w Obszarze OZE

Spośród 35 elektrowni wodnych Grupy TAURON wytwarzających energię z odnawialnych źródeł energii, 29 stanowi własność Tauron Ekoenergia, spółki w 100% zależnej od spółki Energomix Servis, spółki zależnej w 85% od Spółki. Pozostałe 6 elektrowni wodnych jest zarządzane przez ZEW Rożnów, a ich właścicielem jest Enion Energia, spółka w 100% zależna od spółki Enion Zarządzanie Aktywami, spółki zależnej w 85% od Spółki.

13.9.3 Aktywa wytwórcze Obszaru OZE

Elektrownie wodne

24 elektrownie wodne w Obszarze OZE to elektrownie przepływowe, które do wytwarzania energii elektrycznej wykorzystują naturalny przepływ rzeki oraz różnicę poziomów wody, a 11 to elektrownie zbiornikowe, w których woda jest gromadzona w zbiorniku przy zaporze lub jazie, umożliwiając w ten sposób spiętrzenie wody na rzece i napędzanie turbin. Ponad 50% energii elektrycznej netto produkowanej przez Obszar OZE generowane jest przez 7 elektrowni wodnych – 5 elektrowni zbiornikowych i 2 przepływowe. Większość aktywów została wybudowana w latach 1907–1942. Nakłady inwestycyjne poniesione przez Grupę w Obszarze OZE w 2009 r. wyniosły ponad 24,0 mln zł. Grupa planuje przeprowadzenie gruntownych procesów modernizacyjnych w trzech elektrowniach wodnych, to jest Pilchowice 1, Leśna i Otmuchów, w celu odbudowy dotychczasowych instalacji i urządzeń i umożliwienia w ten sposób dalszej eksploatacji tych elektrowni. Planowane procesy modernizacyjne w elektrowniach wodnych będą polegać w głównej mierze na kompleksowej wymianie urządzeń wytwórczych wraz z częścią elektroenergetyczną, modernizacji istniejących turbozespołów oraz modernizacji budowli hydrotechnicznych.

Elektrownie wodne Grupy położone są w województwie dolnośląskim, województwie opolskim oraz województwie małopolskim. Elektrownie przepływowe Grupy zlokalizowane są na rzekach Bóbr, Bystrzyca, Kamienna, Nysa Kłodzka, Odra oraz Wisła, a także na potokach Olczyski i Bystry. Elektrownie zbiornikowe Grupy zlokalizowane są na rzekach Dunajec, Bóbr, Kwisa, Nysa Kłodzka, Bystrzyca oraz Mała Panew.

Poniżej przedstawione zostały istotne informacje dotyczące elektrowni wodnych w Obszarze OZE na dzień 31 grudnia 2009 r.

	Produkcja energii elektrycznej netto (TWh)	Moc osiągalna (MW)
Elektrownie przepływowe	0,1	32,3
Elektrownie zbiornikowe	0,3	98,9
Razem	0,4	131,2

Poniżej przedstawiono istotne informacje dotyczące wieku największych 9 elektrowni wodnych, produkcji energii elektrycznej netto i mocy osiągalnej tych elektrowni (odpowiednio) na dzień 31 grudnia 2009 r. lub w 2009 r.

	Rodzaj elektrowni	Rok oddania do użytku	Produkcja energii elektrycznej netto (GWh)	Moc osiągalna (MW)
Elektrownia Rożnów	zbiornikowa	1942	160	56,0
Elektrownia Wały Śląskie	przepływowa	1959	46	9,7
Elektrownia Pilchowice I	zbiornikowa	1912	30	9,2
Elektrownia Czchów	zbiornikowa	1954	43	9,0
Elektrownia Złotniki	zbiornikowa	1924	7	4,9
Elektrownia Otmuchów	zbiornikowa	1933	12	4,8
Elektrownia Wrocław I	przepływowa	1924	16	4,8
Elektrownia Wrzeszczyn	zbiornikowa	1927	9	4,2
Elektrownia Leśna	zbiornikowa	1907	7	2,8

Farmy wiatrowe

W chwili obecnej Grupa rozpoczyna budowę mocy w energetyce wiatrowej. W wyniku planowanych nakładów na inwestycje strategiczne w energetyce wiatrowej do 2020 r. powstaną farmy wiatrowe o łącznej mocy zainstalowanej 440 MW. Budowa pierwszej farmy wiatrowej o mocy 40 MW zostanie rozpoczęta w 2010 r., a jej zakończenie planowane jest w 2012 r.

Jednostki współspalania biomasy

Energia elektryczna wytwarzana z odnawialnych źródeł energii przy współspalaniu biomasy podlega pod Obszar Wytwarzanie Grupy i została opisana w punkcie 13.8 (*Wytwarzanie*).

13.9.4 Sprzedaż energii elektrycznej

Energia elektryczna wytwarzana przez Obszar OZE jest sprzedawana wyłącznie Spółkom Grupy TAURON (w zakresie energii elektrycznej wytwarzanej przez Tauron Ekoenergia) bądź klientom końcowym spółki Enion Energia (dotyczy 6 elektrowni wodnych będących własnością Enion Energia).

13.9.5 Świadectwa pochodzenia

Wytwórcy energii elektrycznej w Polsce, którzy wytwarzają energię elektryczną ze źródeł odnawialnych, otrzymują świadectwa pochodzenia energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, czyli tzw. zielone certyfikaty. W 2009 r. spółki Obszaru OZE uzyskały zielone certyfikaty odpowiadające 435.111 MWh.

W Grupie TAURON obrót prawami majątkowymi wynikającymi z zielonych certyfikatów jest koordynowany i zarządzany przez Spółkę. Więcej informacji na temat obrotu świadectwami pochodzenia znajduje się w punkcie 13.11.3 (*Działalność prowadzona w zakresie handlu hurtowego*).

13.10 Obszar Dystrybucji

13.10.1 Wprowadzenie

Grupa TAURON jest największym dystrybutorem energii elektrycznej w Polsce, zarówno pod względem wolumenu dostarczonej energii elektrycznej, jak i przychodów z działalności dystrybucyjnej. Obszar Dystrybucji eksploatuje sieci dystrybucyjne o znacznym zasięgu, zlokalizowane w południowej części Polski. Terminem dystrybucja określa się transport energii elektrycznej poprzez sieci dystrybucyjne do odbiorców końcowych. Działalność w ramach Obszaru Dystrybucji Grupy TAURON prowadzona jest przez dwie spółki – Enion i EnergiaPro. Zarówno Enion, jak i EnergiaPro prowadzą działalność w oparciu o pięć oddziałów, przy czym Enion prowadzi działalność poprzez oddziały w Bielsku-Białej, Będzinie, Częstochowie, Krakowie i Tarnowie, a EnergiaPro poprzez oddziały w Jeleniej Górze, Wrocławiu, Legnicy, Opolu i Wałbrzychu. W dniu 31 grudnia 2008 r. Prezes URE wyznaczył Enion i EnergięPro operatorami systemu dystrybucyjnego na obszarze koncesji udzielonej tym podmiotom na okres do 31 grudnia 2025 r.

W 2009 r. Obszar Dystrybucji Grupy dostarczył łącznie 30,9 TWh odbiorcom końcowym, z czego w 2009 r. 19,2 TWh dostarczył Enion, a 17,2 TWh EnergiaPro. W latach 2008 i 2007 Obszar Dystrybucji dostarczył odpowiednio 32,3 TWh oraz 32,2 TWh, z czego 20,7 TWh w 2008 r. i 21,3 TWh w 2007 r. przypadło na Enion, a 14,0 TWh i 13,8 TWh przypadło na EnergięPro. W 2009 r. Obszar Dystrybucji świadczył usługi dystrybucyjne na rzecz 4,1 mln odbiorców w porównaniu z 4,0 mln odbiorców w 2007 r.

W 2009 r. przychody Grupy z Obszaru Dystrybucji wyniosły 4.085,0 mln zł. W 2009 r. zysk operacyjny wygenerowany przez Obszar Dystrybucji wyniósł 94,6 mln zł, co stanowiło 7,5% skonsolidowanego zysku operacyjnego Grupy TAURON.

Poniższa tabela przedstawia wybrane dane finansowe dotyczące Obszaru Dystrybucji

	2009	2008	2007	Kwartał zakończony 31 marca 2010 r.
	w tys. zł			
Przychody ⁽¹⁾	4.084.985	4.232.133	4.099.641	1.146.148
Zysk operacyjny ⁽²⁾	94.572	193.880	109.541	116.952
EBITDA ⁽³⁾	721.522	823.876	686.556	279.454

Źródło: Spółka

⁽¹⁾ Kwoty przychodów podane powyżej nie uwzględniają wyłączeń wynikających z dokonywania transakcji pomiędzy podmiotami Grupy TAURON.

⁽²⁾ Grupa TAURON definiuje zysk operacyjny danego obszaru działalności Grupy TAURON jako zysk (stratę) z działalności kontynuowanej przed opodatkowaniem i przychodami (kosztami) finansowymi.

⁽³⁾ Dane niezbadane. EBITDA w podziale na poszczególne obszary działalności Grupy TAURON obejmuje zysk (stratę) z działalności kontynuowanej przed opodatkowaniem i przychodami (kosztami) finansowymi w podziale na obszary działalności powiększony o amortyzację i odpisy na aktywa niefinansowe w podziale na obszary. EBITDA nie jest miarą zysku operacyjnego, wyniku działalności ani płynności zgodnie z MSSF. Więcej informacji dotyczących EBITDA znajduje się w punkcie 10.5 (*Omówienie EBITDA oraz wybranych pozycji skonsolidowanego sprawozdania z całkowitych dochodów Grupy TAURON*).

13.10.2 Własność aktywów dystrybucyjnych w Obszarze Dystrybucji

W chwili obecnej działalność w zakresie świadczenia usług dystrybucyjnych w ramach Grupy TAURON jest prowadzona przez spółki zależne Spółki, Enion i EnergiaPro, w których Spółka posiada 85% udziałów w kapitale zakładowym.

13.10.3 Aktywa dystrybucyjne

Majątek sieciowy Obszaru Dystrybucji obejmuje:

- ponad 192,4 tys. km linii energetycznych (z przyłączami), w tym 9,2 tys. km linii wysokiego napięcia, 53 tys. km linii średniego napięcia, 130,3 tys. km linii niskiego napięcia, oraz
- blisko 46 tys. stacji elektroenergetycznych wszystkich napięć.

Aktywa dystrybucyjne Grupy obejmują swoim zasięgiem obszar blisko 53 tys. km² i położone są w południowej Polsce, jednym z najbardziej uprzemysłowionych i zurbanizowanych regionów.

Zgodnie z danymi zawartymi w wewnętrznej ewidencji aktywów sieci dystrybucyjnych Grupy, na dzień 31 grudnia 2008 r. wiek 41,8% sieci dystrybucyjnych Grupy wynosił poniżej 25 lat, wiek 51,8% sieci dystrybucyjnych mieścił się w przedziale od 25 lat do 50 lat, natomiast 6,4% sieci dystrybucyjnych przekraczało 50 lat.

Jednym z głównych celów strategicznych Obszaru Dystrybucji jest poprawa efektywności aktywów dystrybucyjnych poprzez zmniejszenie wskaźnika awaryjności oraz ilości strat z tytułu różnic bilansowych w sieciach dystrybucyjnych. Różnica bilansowa jest to różnica pomiędzy ilością energii zmierzoną jako wprowadzona do sieci (ze źródeł przyłączonych do sieci oraz z innych sieci) a ilością energii zmierzoną jako pobrana z sieci przez odbiorców końcowych i oddana do innych sieci. Na różnicę bilansową składają się (i) straty techniczne, rozumiane jako przemiana fizycznej energii elektrycznej w ciepło podczas przepływu prądu elektrycznego przez elementy linii i stacji składających się na sieć oraz (ii) straty handlowe, czyli pobór energii z pominięciem układu pomiarowego, skutki ograniczonej dokładności układów pomiarowych na wejściu i wyjściu z sieci i skutki niejednoczesności dokonywania pomiarów na wejściach i na wyjściach z sieci. Poziom strat w dystrybucji energii elektrycznej poprzez sieci dystrybucyjne Grupy TAURON w latach 2009, 2008 i 2007 wynosił odpowiednio 8,1%, 6,5% i 7,1% dla Enionu oraz 5,4%, 5,3% i 5,4% dla EnergiiPro. Wzrost poziomu strat w 2009 r. nie stanowi o pogorszeniu bezpieczeństwa sieci dystrybucyjnej Grupy TAURON, lecz jest wynikiem mniejszej ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej Grupy TAURON.

W latach 2009, 2008 i 2007 Grupa TAURON dokonała inwestycji w modernizację i rozwój swojego majątku dystrybucyjnego na poziomie, odpowiednio, 746 mln zł, 762,3 mln zł oraz 806,6 mln zł. W ocenie Zarządu konieczne jest dokonanie dalszych znaczących inwestycji w sieci dystrybucyjne w celu zapewnienia ich niezawodnego i skutecznego działania i w związku z tym Grupa TAURON zamierza przeznaczyć na nakłady w sieci dystrybucyjne kwotę około 0,9 mld zł w 2010 r. oraz kwotę około 1,1 mld zł w 2011 r. Sieci dystrybucyjne Obszaru Dystrybucji charakteryzują się dobrym poziomem niezawodności, o czym świadczą między innymi następujące wskaźniki niezawodności sieci dystrybucyjnych:

- wskaźnik SAIFI (wskaźnik średniej liczby (częstości) przerw na odbiorcę, zdefiniowany jako iloraz liczby wszystkich przerw nieplanowanych w ciągu roku do liczby odbiorców przyłączonych do sieci, a zatem wyznaczający średnią liczbę nieplanowanych przerw, jakiej może oczekiwać odbiorca w ciągu roku), który w latach 2009–2008 kształtował się następująco dla Enionu: 5,5 i 5,4 oraz EnergiiPro: 4,7 i 4,2 (ilość przerw/odbiorca/rok); oraz
- wskaźnik SAIDI (wskaźnik średniego przeciętnego rocznego czasu trwania przerw, wyznaczony jako roczna suma czasu trwania wszystkich przerw podzielona przez całkowitą liczbę odbiorców przyłączonych do sieci, a zatem wyznaczający całkowity czas trwania przerw w zasilaniu w energię elektryczną, jakiego może się spodziewać odbiorca w ciągu roku), który w latach 2009–2008 kształtował się następująco dla Enionu: 487,5 i 302 oraz dla EnergiiPro: 645,3 i 526,9 (minuty/odbiorca/rok).

Grupa TAURON podejmuje obecnie wszelkie niezbędne działania remontowe i modernizacyjne w oparciu o regularne przeglądy i pomiary techniczne oraz, w zakresie sieci wysokich napięć oraz części sieci średnich napięć, w oparciu o bieżące informacje z systemów monitorowania i obsługi sieci dystrybucyjnej prowadzonych przez oddziały Enionu i EnergiiPro. W celu dalszej poprawy jakości dostaw energii przez obie spółki dystrybucyjne trwają obecnie prace, których efektem ma być zwiększenie ilości urządzeń objętych zdalnym nadzorem w sieci średnich napięć oraz wprowadzenie zintegrowanego przepływu informacji dotyczących sieci wysokiego napięcia do i od Operatora Systemu Przesyłowego.

13.10.4 Taryfy i Odbiorcy

Taryfy

Dystrybucja energii elektrycznej w Polsce jest działalnością regulowaną, a taryfy stosowane przez spółki Obszaru Dystrybucji w związku ze świadczonymi przez nie usługami muszą zostać zatwierdzone przez Prezesa URE. Taryfy dla usług dystrybucyjnych kalkulowane są przez przedsiębiorstwa dystrybucji energii elektrycznej tak, aby umożliwić tym przedsiębiorstwom osiągnięcie uzasadnionego zwrotu z zaangażowanego kapitału oraz zwrot poniesionych przez nie uzasadnionych kosztów, przy jednoczesnym zabezpieczeniu odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat. Dalsze informacje dotyczące sposobu obliczania taryf znajdują się w punkcie 12.5 (Taryfy).

Grupa TAURON świadczy usługi dystrybucji energii elektrycznej na rzecz odbiorców na podstawie taryf obowiązujących w 2010 r. dla poszczególnych grup odbiorców:

Grupa taryfowa	Opis odbiorców
Grupa taryfowa A	Odbiorcy z sektora przemysłu ciężkiego, hutniczego, chemicznego, wydobywczego, samochodowego
Grupa taryfowa B	Odbiorcy z pozostałych sektorów przemysłu, wytwórcy sprzętu, odbiorcy z przemysłu spożywczego, sektora publicznego, przemysłu budowlanego oraz sektora usług komunalnych
Grupa taryfowa C	Odbiorcy zajmujący się działalnością sprzedażową, usługową, bankową, gastronomiczną oraz drobni przedsiębiorcy
Grupa taryfowa G	Gospodarstwa domowe

Wartość Regulacyjna Aktywów i zwrot z kapitału

Grupa TAURON oczekuje stałego wzrostu przychodów z działalności dystrybucyjnej z uwagi na zmiany w sposobie ustalania taryf operatorów systemu dystrybucyjnego, wprowadzone przez Prezesa URE od 2010 r., które to zmiany mają na celu stopniowe dostosowanie WRA, to jest wartości aktywów dystrybucyjnych danego OSD, która jest brana pod uwagę przy obliczaniu zwrotu z kapitału, do faktycznej wartości rynkowej aktywów dystrybucyjnych operatorów systemu dystrybucyjnego w okresie następnych kilku lat.

Oplaty płacone przez odbiorców za usługi dystrybucyjne, ustalane w oparciu o taryfy zatwierdzone przez Prezesa URE stanowią przychód operatora systemu dystrybucyjnego. Elementami przychodu z tytułu świadczenia usług dystrybucyjnych są: WRA, która jest brana pod uwagę przy obliczaniu zwrotu z kapitału, koszty nabywania usług przesyłowych, opłaty tranzytowe, różnice bilansowe, podatek i amortyzacja. Poniższe tabele przedstawiają wybrane elementy regulowanego przychodu z dystrybucji energii elektrycznej dla obu spółek z Obszaru Dystrybucji w ciągu ostatnich sześciu lat. Więcej informacji na temat taryf i WRA znajduje się w punkcie 12.5 (Taryfy).

Elementy przychodu regulowanego dla Enionu

	Jednostki	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Zwrot z zaangażowanego kapitału							
Wartość regulacyjna aktywów (WRA) do wyznaczenia kwoty zwrotu z kapitału ⁽¹⁾	tys. zł	1.967.776	1.959.455	1.952.092	2.139.752	2.173.930	5.891.870
Współczynnik udziału WRA podlegającego wynagradzaniu	%	50,0	75,0	100,0	100,0	104,9 ⁽²⁾	49,1
Wartość WRA podlegająca efektywnie wynagrodzeniu	tys. zł	983.888	1.469.591	1.952.092	2.139.752	2.280.453	2.892.908
Średnioważony koszt kapitału WACC	%	11,990	10,590	10,040	9,847	10,406	10,519
Kwota zwrotu z kapitału	tys. zł	117.968	155.630	195.990	210.701	237.263	304.481
Koszty operacyjne							
Modelowa wysokość kosztów operacyjnych wyznaczana przez Prezesa URE (ujęta w kalkulacji przychodu regulowanego)	tys. zł	412.624	427.066	436.034	578.859	592.705	617.968
Rzeczywiste koszty operacyjne poniesione przez Spółkę ⁽³⁾	tys. zł	499.481	555.968	662.868	697.604	692.752	–
Straty sieciowe							
Modelowy współczynnik strat sieciowych wyznaczany przez Prezesa URE (ujęty w kalkulacji przychodu regulowanego)	%	9,5	9,8	8,5	7,6	7,8	8,4
Rzeczywisty współczynnik strat sieciowych Spółki	%	8,6	7,5	7,1	6,5	8,1	–
Uzasadniony koszt zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej określony przez Prezesa URE	zł/MWh	122,00	120,00	129,00	152,00	165,00	170,00
Rzeczywisty koszt zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej poniesiony przez Spółkę	zł/MWh	122,00	120,00	129,77	218,00	233,43	–
Nakłady zatwierdzone przez Prezesa URE	tys. zł	298.099	311.577	316.032	319.613	369.160	401.476
Przychód regulowany	tys. zł	2.058.924	2.159.213	2.104.779	2.176.514	2.217.762	2.340.921

⁽¹⁾ Wartość WRA została obliczona zgodnie z metodologią określoną w wytycznych przekazywanych OSD przez Departament Taryf Urzędu Regulacji Energetyki, na potrzeby kształtowania taryfy na dany rok.

⁽²⁾ Współczynnik udziału WRA podlegającego wynagradzaniu dla 2009 r. jest większy od 100%, ponieważ zwrot z kapitału został w uzgodnieniu z Prezesem URE powiększony o kwotę stanowiącą 0,5% przychodu regulowanego z 2008 r. Kwota ta stanowiła tzw. „zaliczkę” na poczet zwiększonego w wyniku zastosowania nowej metody określania WRA od 2010 r. zwrotu z kapitału.

⁽³⁾ Rzeczywiste koszty własne działalności dystrybucyjnej skorygowane o amortyzację majątku sieciowego, koszt zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnic bilansowych, podatek od nieruchomości oraz pozostałe koszty wyłączone w kalkulacji przychodu regulowanego, prezentowanego we wnioskach do Prezesa URE o zatwierdzenie taryf.

Elementy przychodu regulowanego dla EnergiiPro

	Jednostki	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Zwrot z zaangażowanego kapitału							
Wartość regulacyjna aktywów (WRA) do wyznaczenia kwoty zwrotu z kapitału ⁽¹⁾	tys. zł	1.346.333	1.336.053	1.346.550	1.375.839	1.466.686	3.944.344
Współczynnik udziału WRA podlegającego wynagradzaniu	%	50,0	75,0	100,0	100,1	105,3 ⁽²⁾	55,3
Wartość WRA podlegająca efektywnie wynagrodzeniu	tys. zł	673.167	1.002.040	1.346.550	1.377.215	1.544.420	181.222
Średnioważony koszt kapitału (WACC)	%	11,990	10,590	10,040	9,847	10,406	10,519
Kwota zwrotu z kapitału	tys. zł	80.713	106.116	135.194	135.643	160.755	229.285
Koszty operacyjne							
Modelowa wysokość kosztów operacyjnych wyznaczana przez Prezesa URE (ujęta w kalkulacji przychodu regulowanego)	tys. zł	284.769	294.736	300.925	352.746	361.154	376.516
Rzeczywiste koszty operacyjne poniesione przez Spółkę ⁽³⁾	tys. zł	410.189	372.122	394.968	462.021	457.712	–
Straty sieciowe							
Modelowy współczynnik strat sieciowych wyznaczany przez Prezesa URE (ujęty w kalkulacji przychodu regulowanego)	%	6,14	5,97	5,63	6,05	5,68	5,23
Rzeczywisty współczynnik strat sieciowych Spółki	%	6,39	5,80	5,41	5,33	5,42	–
Uzasadniony koszt zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej określony przez Prezesa URE	zł/MWh	124,00	120,00	120,00	145,24	163,78	170,00
Rzeczywisty koszt zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej poniesiony przez Spółkę	zł/MWh	123,87	118,65	151,44	130,10	240,93	–
Nakłady zatwierdzone przez Prezesa URE	tys. zł	190,037	224,007	243,231	369,898	462,977	512,754
Przychód regulowany	tys. zł	2.037.010	2.171.636	2.119.764	2.169.764	2.245.639	2.357.206

⁽¹⁾ Wartość WRA została obliczona zgodnie z metodologią określoną w wytycznych przekazywanych OSD przez Departament Taryf Urzędu Regulacji Energetyki, na potrzeby kształtowania taryfy na dany rok.

⁽²⁾ Współczynnik udziału WRA podlegającego wynagradzaniu dla 2009 r. jest większy od 100%, ponieważ zwrot z kapitału został w uzgodnieniu z Prezesem URE powiększony o kwotę stanowiącą 0,5% przychodu regulowanego z 2008 r. Kwota ta stanowiła tzw. „zaliczkę” na poczet zwiększonego w wyniku zastosowania nowej metody określania WRA od 2010 r. zwrotu z kapitału.

⁽³⁾ Rzeczywiste koszty własne działalności dystrybucyjnej skorygowane o amortyzację majątku sieciowego, koszt zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnic bilansowych, podatek od nieruchomości oraz pozostałe koszty wyłączone w kalkulacji przychodu regulowanego, prezentowanego we wnioskach do Prezesa URE o zatwierdzenie taryfy.

Współczynnik udziału WRA podlegającego wynagradzaniu dla 2009 r. jest większy od 100%, ponieważ zwrot z kapitału został w uzgodnieniu z Prezesem URE powiększony o kwotę stanowiącą 0,5% przychodu regulowanego z 2008 r. Kwota ta stanowiła tzw. „zaliczkę” na poczet zwiększonego w wyniku zastosowania nowej metody określania WRA od 2010 r. zwrotu z kapitału.

Klienci

Poniższa tabela przedstawia dane dotyczące ilości energii elektrycznej dostarczonej klientom końcowym, przychodów generowanych z tytułu świadczenia usług dystrybucyjnych oraz liczby klientów Obszaru Dystrybucji w 2009 r. w podziale na poszczególne grupy taryfowe:

Grupa taryfowa	Ilość dostarczonej energii elektrycznej w TWh	Procent w całkowitej ilości dostarczonej energii	Liczba odbiorców (w tys.)
Grupa taryfowa A	8,4	27,2	0,2
Grupa taryfowa B	9,9	32,0	7,7
Grupa taryfowa C	5,1	16,5	472,5
Grupa taryfowa G	7,5	24,3	3.614
Razem	30,9		4.094,4

Spółki Obszaru Dystrybucji zawierają umowy świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej z odbiorcami przyłączonymi do ich sieci dystrybucyjnych, sprzedawcami energii elektrycznej dla odbiorców TPA oraz wytwórcami energii elektrycznej. Umowy o świadczenie usług

dystrybucyjnych zawierają standardowe warunki, a opłaty dystrybucyjne oparte są o taryfy energii elektrycznej stosowane przez OSD. Zazwyczaj umowy takie zawierane są na czas nieokreślony z możliwością ich rozwiązania za jednomiesięcznym lub trzymiesięcznym okresem wypowiedzenia.

W Polsce zazwyczaj jeden operator systemu dystrybucyjnego prowadzi działalność na jednym obszarze geograficznym. W konsekwencji spółki Obszaru Dystrybucji posiadają naturalny monopol na rynku usług dystrybucyjnych na obszarze geograficznym, na którym położone są ich aktywa dystrybucyjne.

13.11 Obszar Obrotu

13.11.1 Wprowadzenie

Obszar Obrotu obejmuje działalność w zakresie sprzedaży oraz działalność w zakresie handlu hurtowego. Działalność w zakresie sprzedaży obejmuje sprzedaż energii elektrycznej do klientów końcowych, w tym również do klientów kluczowych. Natomiast działalność w zakresie handlu hurtowego obejmuje głównie handel hurtowy energią elektryczną oraz obrót i zarządzanie uprawnieniami do emisji CO₂ oraz prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia.

Przychody Grupy TAURON z Obszaru Obrotu wyniosły 11.521,9 mln zł w 2009 r., z tego 91,8% przychodów osiągniętych w 2009 r. w Obszarze Obrotu pochodziło ze sprzedaży do podmiotów spoza Grupy, a 8,2% ze sprzedaży w ramach Grupy. W 2009 r. zysk operacyjny wygenerowany przez Obszar Obrotu wyniósł 301,8 mln zł, co stanowiło 24,0% skonsolidowanego zysku operacyjnego Grupy TAURON.

Poniższa tabela przedstawia wybrane dane finansowe dotyczące Obszaru Obrotu

	2009	2008	2007	Kwartał zakończony 31 marca 2010 r.
	w tys. zł			
Przychody ⁽¹⁾	11.521.855	9.947.006	6.862.804	3.094.384
Zysk operacyjny ⁽²⁾	301.837	90.053	18.666	84.400
EBITDA ⁽³⁾	306.176	92.893	19.238	85.918

Źródło: Spółka

⁽¹⁾ Kwoty przychodów podane powyżej nie uwzględniają wyłączeń wynikających z dokonywania transakcji pomiędzy podmiotami Grupy TAURON.

⁽²⁾ Grupa TAURON definiuje zysk operacyjny danego obszaru działalności Grupy TAURON jako zysk (stratę) z działalności kontynuowanej przed opodatkowaniem i przychodami (kosztami) finansowymi.

⁽³⁾ Dane niezbadane. EBITDA w podziale na poszczególne obszary działalności Grupy TAURON obejmuje zysk (stratę) z działalności kontynuowanej przed opodatkowaniem i przychodami (kosztami) finansowymi w podziale na obszary działalności powiększony o amortyzację i odpisy na aktywa niefinansowe w podziale na obszary. EBITDA nie jest miarą zysku operacyjnego, wyniku działalności ani płynności zgodnie z MSSF. Więcej informacji dotyczących EBITDA znajduje się w punkcie 10.5 (*Omówienie EBITDA oraz wybranych pozycji skonsolidowanego sprawozdania z całkowitych dochodów Grupy TAURON*).

Działalność w zakresie sprzedaży energii elektrycznej prowadzona jest przez Enion Energia oraz EnergiaPro Gigawat, będące spółkami w 100% zależnymi od, odpowiednio, Enion Zarządzanie Aktywami i Energomix Servis, w których Spółka posiada 85% udziałów w kapitale zakładowym. Działalność w zakresie sprzedaży energii elektrycznej, lecz tylko na rzecz klientów kluczowych, jest również prowadzona przez Pion Handlu. Działalność w zakresie handlu hurtowego jest natomiast prowadzona wyłącznie przez Pion Handlu.

13.11.2 Działalność w zakresie sprzedaży energii elektrycznej

Spółki prowadzące działalność w zakresie sprzedaży energii elektrycznej są odpowiedzialne głównie za sprzedaż energii elektrycznej klientom końcowym. W 2009 r. łączna sprzedaż energii elektrycznej dokonana przez te spółki na rzecz ponad 4 mln klientów końcowych wynosiła 30,4 TWh. Spółki Grupy TAURON prowadzące działalność w zakresie sprzedaży energii elektrycznej kupują energię elektryczną głównie od Spółki. Oprócz zakupu energii elektrycznej od Spółki, spółki te kupowały energię elektryczną z małych źródeł lokalnych. W 2009 r. energia elektryczna zakupiona przez spółki prowadzące działalność w zakresie sprzedaży ze źródeł lokalnych stanowiła jedynie 3,2% energii elektrycznej sprzedanej przez te spółki na rzecz klientów końcowych.

(a) Taryfy i Klienci końcowi

Przychody generowane ze sprzedaży energii elektrycznej do pewnego stopnia uzależnione są od obowiązujących taryf energii elektrycznej. Do 2 listopada 2007 r. taryfy dla energii elektrycznej sprzedawanej przez Grupę TAURON na rzecz wszystkich klientów końcowych podlegały zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Natomiast po tym dniu Grupa TAURON zobowiązana jest jedynie do przedkładania Prezesowi URE do zatwierdzenia taryf dla sprzedaży energii elektrycznej do klientów w gospodarstwach domowych. Dalsze informacje dotyczące zwolnienia z obowiązku przedkładania taryf dla klientów innych niż gospodarstwa domowe do zatwierdzenia przez Prezesa URE znajdują się w punkcie 12.5.1 (*Zwolnienia z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia*). W przeszłości spółki prowadzące działalność w zakresie sprzedaży energii elektrycznej klientom końcowym stosowały tzw. Taryfę A dla klientów przyłączonych do sieci wysokiego napięcia, taryfę B dla klientów przyłączonych do sieci średniego napięcia i taryfę C

dla klientów przyłączonych do sieci niskiego napięcia innych niż gospodarstwa domowe. W związku z uwolnieniem rynku energii i potrzebą zaoferowania klientom końcowym dostosowanych do nich cen i produktów, Grupa TAURON negocjuje warunki umów sprzedaży energii elektrycznej z klientami indywidualnie. W konsekwencji taryfy A, B i C są coraz rzadziej stosowane jako podstawa ustalania cen energii elektrycznej, a Grupa TAURON zaczęła klasyfikować swoich klientów do czterech kategorii w zależności od tego, do jakiej sieci są oni przyłączeni: (i) klienci WN obejmujący klientów z grupy taryfowej A oraz odbiorców TPA przyłączonych do sieci wysokiego napięcia, (ii) klienci SN obejmujący klientów z grupy taryfowej B oraz odbiorców TPA przyłączonych do sieci średniego napięcia oraz (iii) klienci nN obejmujący klientów z grupy taryfowej C oraz odbiorców TPA przyłączonych do sieci niskiego napięcia. W ten sposób spółki prowadzące działalność w zakresie sprzedaży energii elektrycznej powoli odchodzą od oferowania klientom cen energii elektrycznej w oparciu o grupy taryfowe stosowane do odbiorców rozliczanych za usługę dystrybucji energii elektrycznej. Obecnie klienci końcowi negocjują ceny sprzedaży energii elektrycznej, z wyjątkiem gospodarstw domowych, w przypadku których nadal stosowana jest taryfa G zatwierdzana przez Prezesa URE. Każdej kategorii klientów oferowana jest różna gama produktów i wobec każdej z nich Grupa stosuje inne podejście marketingowe. Obydwie spółki zajmujące się sprzedażą energii elektrycznej w Grupie TAURON oferują podobne ceny i ujednolicone produkty klientom w danej kategorii.

Tabela poniżej przedstawia kategorie klientów końcowych Grupy TAURON w zależności od rodzaju napięcia i specyfiki prowadzonej przez nich działalności.

Grupa klientów	Opis klientów
Klienci WN	Klienci z sektora przemysłu ciężkiego, hutniczego, chemicznego, wydobywczego, samochodowego
Klienci SN	Klienci z pozostałych sektorów przemysłu, wytwórcy sprzętu, odbiorcy z przemysłu spożywczego, sektora publicznego, przemysłu budowlanego oraz sektora usług komunalnych
Klienci nN	Klienci zajmujący się działalnością sprzedażową, usługową, bankową, gastronomiczną oraz drobni przedsiębiorcy
Grupa taryfowa G	Gospodarstwa domowe
Klienci pozostali	Odbiorcy TPA nie przyłączeni do sieci dystrybucyjnej Grupy TAURON

W styczniu 2010 r. Prezes URE zatwierdził taryfy energii elektrycznej Grupy TAURON dla odbiorców w gospodarstwach domowych na 2010 r. Taryfy te weszły w życie w dniu 6 lutego 2010 r. i będą obowiązywać do dnia 31 grudnia 2010 r. Taryfy zatwierdzone przez zarządy spółek Enion Energia oraz EnergiaPro Gigawat dotyczące odbiorców innych niż gospodarstwa domowe weszły w życie, odpowiednio, 1 marca 2009 r. i 1 stycznia 2009 r. i będą obowiązywać do chwili ich zmiany lub zastąpienia nowymi taryfami.

Poniższa tabela przedstawia informacje na temat ilości sprzedanej energii elektrycznej przez spółki prowadzące działalność w zakresie sprzedaży do klientów końcowych oraz liczby klientów tych spółek w rozbiu na poszczególne kategorie odbiorców w 2009 r.

Rodzaj klientów	Ilość sprzedanej energii elektrycznej w TWh	Procent ilości sprzedanej energii elektrycznej w całkowitej sprzedaży	Liczba klientów w tys.
Klienci WN	6,6	21,7	0,1
Klienci SN	8,5	28,0	7,3
Klienci nN	5,1	16,8	464,2
Grupa taryfowa G	7,5	24,7	3.613,5
Klienci pozostali	2,7	8,8	0,002
Razem	30,4	100	4.085,1

W 2009 r. wartość i wolumen sprzedaży energii elektrycznej na rzecz największego klienta Grupy TAURON nie przekroczyła, odpowiednio, 10% łącznej wartości sprzedaży energii elektrycznej i 10% łącznej ilości sprzedanej energii. Jedynie udział dwóch największych klientów Grupy TAURON w sprzedaży energii elektrycznej przekroczył 5% łącznej wartości i 5% łącznej ilości sprzedanej energii elektrycznej. Największymi klientami Grupy TAURON są ArcelorMittal Poland S.A., CMC Zawiercie S.A., Góraźdze Cement S.A., ISD Huta Częstochowa Sp. z o.o., KGHM Polska Miedź S.A., Kompania Węglowa S.A., Zakłady Azotowe w Tarnowie-Mościcach S.A.

Rynek sprzedaży energii elektrycznej jest konkurencyjny, a odbiorcy mają możliwość wyboru sprzedawcy energii elektrycznej spośród wielu sprzedawców energii elektrycznej. W konsekwencji, z jednej strony Grupa TAURON sprzedaje energię elektryczną również odbiorcom na obszarach innych niż obszar objęty siecią dystrybucyjną Grupy TAURON, a z drugiej strony konkuruje z innymi sprzedawcami energii elektrycznej o klientów znajdujących się na obszarze objętym siecią dystrybucyjną Grupy.

Wraz z uwolnieniem cen oraz możliwością wyboru dostawcy energii obserwuje się rosnący poziom konkurencji na rynku, zwłaszcza w przypadku klientów końcowych przyłączonych do sieci WN i SN. Kolejnym czynnikiem wskazującym na wzrost konkurencji jest pojawianie się graczy, którzy są aktywni tylko w zidentyfikowanych przez siebie niszach rynkowych.

Czynnikiem zwiększającym poziom konkurencji polskiego rynku energetycznego jest również prywatyzacja państwowych koncernów. W jej efekcie na polskim rynku pojawiają się inwestorzy zagraniczni posiadający bogate doświadczenia zdobyte na innych, bardziej rozwiniętych rynkach.

Postępująca liberalizacja i uwolnienie cen energii wpłynie na zmianę kierunków działań firm energetycznych. Poszczególne koncerny będą dążyć do identyfikacji i wykorzystania tzw. „wysp zyskowności” – segmentów bądź grup klientów, na których możliwe jest generowanie wysokiej marży bez ponoszenia znaczącego ryzyka utraty tych klientów. Ponadto spodziewane uwolnienie cen na rynku klientów objętych taryfą G wraz z wysoką inercją zachowań tych klientów powinny dać możliwość aktywnego zarządzania cenami w tym segmencie, co będzie prowadzić do wzrostu marż na tym rynku. Z drugiej strony rosnąca konkurencja wpływa na obniżkę marż wśród największych klientów.

W związku z uwolnieniem rynku energii i rosnącą konkurencją, profesjonalizacji ulegają również procesy związane z aktywną sprzedażą oraz utrzymaniem obecnej bazy klientów. Profesjonalizacja kanałów obsługi wiąże się również z ich automatyzacją (wprowadzeniem Contact Center i kanałów elektronicznych). Jednym z obserwowalnych trendów w tym obszarze jest także wykorzystywanie doświadczeń i rozwiązań użytych w innych bardziej konkurencyjnych branżach (np.: telekomunikacji i bankowości). Dalsze informacje na temat konkurencji znajdują się w punkcie 11.7 (*Konkurencja*). Grupa TAURON konkuruje poprzez oferowane ceny energii elektrycznej oraz nowe atrakcyjne produkty i sprawną obsługę klienta. Główne cele spółek prowadzących działalność w zakresie sprzedaży obejmują zwiększenie udziału w rynku oraz maksymalizację marży poprzez zdobywanie nowych klientów i utrzymanie istniejących klientów, jak również wprowadzenie polityki cenowej, która umożliwi Grupie TAURON zwiększenie marży generowanej na jednym kliencie, w szczególności w przypadku dalszej liberalizacji rynku detalicznego. W tym celu Grupa TAURON dokonała podziału klientów na segmenty, do których adresowane są różne produkty oraz różne działania marketingowe. Do każdego z tych segmentów stosowana jest również inna procedura w zakresie obsługi klienta. Grupa TAURON jest w trakcie wdrażania systemu zarządzania relacjami z klientami kluczowymi, dzięki czemu do obsługi każdego z głównych klientów Grupy TAURON wyznaczony zostanie dedykowany opiekun. Aby usprawnić obsługę klientów końcowych będących gospodarstwami domowymi oraz małymi przedsiębiorstwami, Grupa jest w trakcie tworzenia telefonicznego centrum obsługi.

(b) Umowy sprzedaży detalicznej

Umowy sprzedaży energii lub umowy kompleksowe (tj. umowy sprzedaży energii i świadczenia usług dystrybucji) są zawierane:

- (i) w przypadku umów zawieranych z klientami końcowymi będących gospodarstwami domowymi i drobnymi przedsiębiorcami, postanowienia takich umów oparte są na standardowych warunkach handlowych, wynikających z Prawa Energetycznego i taryfy dla energii elektrycznej stosowanej przez spółki prowadzące działalność w zakresie sprzedaży oraz na podstawie określonego wzorca umowy, na warunkach wynikających z ogólnych warunków umów stosowanych przez te spółki; standardowo umowy te zawierane są obecnie na czas nieokreślony z możliwością ich rozwiązania za jednomiesięcznym wypowiedzeniem;
- (ii) w przypadku pozostałych umów ze znaczącymi odbiorcami z sektora przedsiębiorców, postanowienia takich umów są negocjowane indywidualnie w zakresie cen sprzedaży energii elektrycznej (innych niż wynikające z taryfy dla energii elektrycznej spółek prowadzących działalność w zakresie sprzedaży), warunków płatności, okresu obowiązywania umowy oraz warunków jej rozwiązania.

13.11.3 Działalność prowadzona w zakresie handlu hurtowego

Działalność prowadzona w zakresie handlu hurtowego obejmuje głównie handel hurtowy energią elektryczną, jak również obrót i zarządzanie uprawnieniami do emisji CO₂ oraz prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia energii. Model biznesowy Grupy opisany w punkcie 13.6.3 (*Model biznesowy Grupy TAURON*) zakłada, że Spółka będzie zawierać transakcje w ramach realizacji zadań związanych z zarządzaniem portfelem sprzedaży energii elektrycznej dla Obszaru Wytwarzania i Obszaru OZE oraz zarządzaniem portfelem zakupu energii elektrycznej dla klientów końcowych. Ponadto Spółka będzie prowadzić obrót hurtowy energią elektryczną.

Poniższa tabela przedstawia bilans przepływów energii elektrycznej (strukturę sprzedaży oraz zakupów energii elektrycznej) Grupy TAURON w latach 2009 i 2008⁽¹⁾. Widoczne w tabeli różnice pomiędzy całkowitymi wielkościami energii elektrycznej w poszczególnych latach wynikają głównie z faktu, iż w pierwszym kwartale 2008 r. PKE był zobowiązany do sprzedaży 2,66 TWh energii elektrycznej w ramach KDT na zewnątrz Grupy TAURON. Z dniem 1 kwietnia 2008 r. KDT zostały rozwiązane, w związku z czym w bilansie 2009 r. obserwujemy mniejszy wolumen energii.

	Rok zakończony dnia 31 grudnia	
	2009	2008 ⁽²⁾
	(TWh)	
Całkowita sprzedaż energii elektrycznej:	33,7	40,0
Sprzedaż na rynku hurtowym	3,3	5,2
Sprzedaż do klientów końcowych	30,4	34,7
<i>Gospodarstwa domowe</i>	7,1	7,0
<i>Klienci biznesowi</i> ⁽³⁾	23,3	27,8

Rok zakończony dnia 31 grudnia

	Rok zakończony dnia 31 grudnia	
	2009	2008 ⁽²⁾
	(TWh)	
Całkowity zakup energii elektrycznej:	33,7	40,0
Produkcja własna	18,6	19,5
Zakup od dostawców zewnętrznych, w tym na:	15,1	20,5
Krajowym rynku hurtowym	11,3	19,6
Rynku bilansującym	0,7	0,2
Z importu	0,3	0,0
Pozostała	2,8	0,7

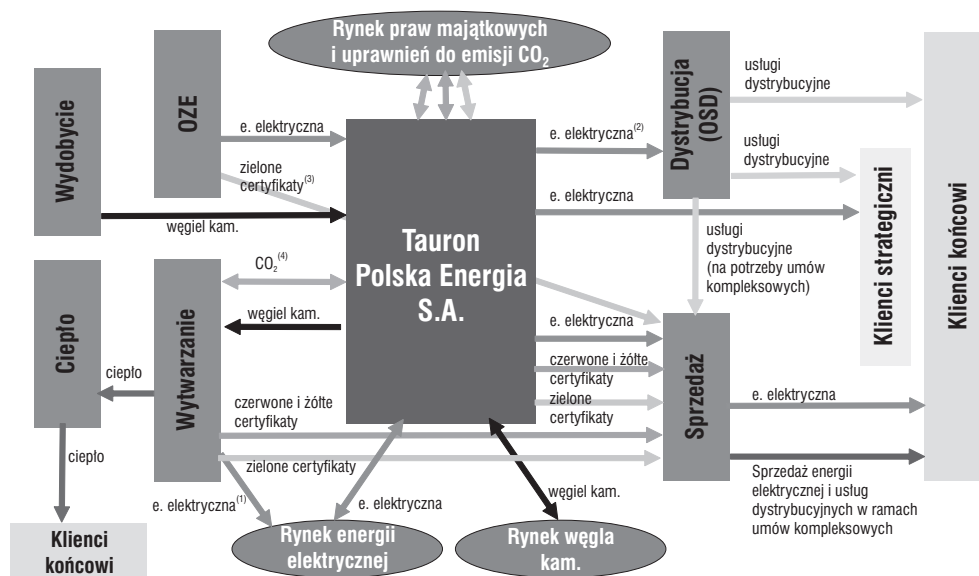
⁽¹⁾ Spółka nie prezentuje danych za 2007 r., jako że przez cały ten okres PKE dokonywała sprzedaży energii elektrycznej na podstawie KDT, co powoduje brak porównywalności prezentowanych danych.

⁽²⁾ W pierwszym kwartale 2008 r. PKE dokonywał sprzedaży energii elektrycznej na podstawie KDT, które zostały rozwiązane z dniem 1 kwietnia 2008 r.

⁽³⁾ Sprzedaż do klienta końcowego, poza odbiorcami typu gospodarstwa domowe.

Pion Handlu prowadzący działalność w zakresie handlu hurtowego w Grupie TAURON jest również odpowiedzialny za obrót i zarządzanie uprawnieniami do emisji CO₂ oraz prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia. Zakup energii elektrycznej w ramach obrotu hurtowego jest także prowadzony przez spółki prowadzące działalność w zakresie sprzedaży energii elektrycznej, w przypadku źródeł lokalnych przyłączonych do sieci na obszarze, na którym dana spółka pełni funkcję sprzedawcy z urzędu określoną w przepisach Prawa Energetycznego.

Szczegółowy docelowy model handlu hurtowego energią elektryczną i produktami powiązanimi w Grupie TAURON oraz zadania Pionu Handlu przedstawia poniższy wykres.



(1) Spółka zarządza portfelem sprzedaży Obszaru Wytwarzania

(2) Sprzedaż energii elektrycznej w ramach usługi zarządzania portfelem

(3) Sprzedaż zielonych certyfikatów przez spółki OZE następuje bezpośrednio do spółek sprzedaży

(4) Spółka pełni rolę zarządcy instalacji

(a) Obrót hurtowy

Całkowita produkcja energii elektrycznej netto w Grupie TAURON w 2009 r. wyniosła 18,6 TWh. Zapotrzebowanie klientów Grupy TAURON na energię elektryczną w tym samym okresie wyniosło 33,7 TWh. W celu zaspokojenia zapotrzebowania klientów Grupy TAURON w 2009 r. Spółka zakupiła prawie 100% energii elektrycznej wytworzonej przez Obszar Wytwarzania oraz Obszar OZE oraz dokupiła 15,1 TWh od dostawców zewnętrznych, głównie na krajowym rynku hurtowym.

(b) Umowy obrotu hurtowego

Obrót hurtowy prowadzony przez Grupę TAURON odbywa się na warunkach rynkowych, z zapewnieniem równego traktowania wszystkich odbiorców i dostawców Grupy.

Grupa TAURON kupuje i sprzedaje energię w oparciu o umowy ramowe, umowy sporządzone na bazie standardowej umowy EFET, w drodze procedury konkurencyjnej, takiej jak przetarg, na internetowych platformach obrotu oraz platformach brokerskich, jak również na Towarowej Giełdzie Energii S.A. oraz na Europejskiej Giełdzie Energii EPEX Spot SE w Paryżu.

Dodatkowo, Spółka prowadzi obrót hurtowy energią elektryczną w Niemczech, a spółka zależna Grupy TAURON prowadzi taką działalność w Republice Czeskiej. W chwili obecnej Grupa TAURON prowadzi analizy dotyczące możliwości i opłacalności rozpoczęcia działalności na rynku energii elektrycznej w innych krajach Europy Środkowo-Wschodniej.

(c) Obrót uprawnieniami do emisji CO₂

Pion Handlu odpowiada za koordynację i bilansowanie zapotrzebowania ze strony wytwórców energii elektrycznej i ciepła w Grupie TAURON na uprawnienia do emisji CO₂. Grupa TAURON podjęła działania, aby spółki z Obszaru Wytwarzania utworzyły grupę instalacji w celu wspólnego rozliczania uprawnień do emisji CO₂. Powołany przez tę grupę zarządca (Spółka) będzie rozliczał uprawnienia do emisji CO₂ zgodnie z potrzebami danej instalacji. Grupa TAURON oczekuje, iż wszystkie konieczne zgody organów administracji na utworzenie grupy instalacji zostaną wydane do końca 2010 r. Spółka zawarła z instytucjami finansowymi i przedsiębiorstwami obrotu umowy ramowe oparte na standardzie IETA na obrót uprawnieniami do emisji CO₂, a w chwili obecnej negocjuje również umowy ramowe oparte na standardzie ISDA. Spółka jest także stroną umów ramowych, na podstawie których dokonuje obrotu uprawnieniami do emisji CO₂. Spółka jest również członkiem giełdy Bluenext w Paryżu osiągającej największy wolumen obrotów uprawnieniami do emisji CO₂ na rynku spot. Ponadto, Spółka nabywa uprawnienia do emisji CO₂ na Towarowej Giełdzie Energii S.A. oraz Internetowej Platformie Obrotu Energią Elektryczną w Bełchatowie – POEE, zapewniającej dostęp do giełdy NordPool (Oslo) oraz EEX (Lipsk).

(d) Obrót prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia

Pion Handlu odpowiada za koordynację i bilansowanie podaży i popytu na prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia ze strony wytwórców i sprzedawców energii elektrycznej w Grupie TAURON. Zgodnie z obecnie obowiązującymi przepisami, Grupa TAURON może sama produkować energię w kogeneracji, ze źródeł odnawialnych oraz może pozyskiwać od uprawnionych wytwórców i przedkładać do umorzenia prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia albo wносить opłatę zastępczą.

Obszar Wytwarzanie oraz Obszar OZE sprzedają spółkom prowadzącym działalność w zakresie sprzedaży wszystkie świadectwa pochodzenia otrzymane w związku z wytworzeniem energii w kogeneracji oraz ze źródeł odnawialnych, z wyjątkiem świadectw pochodzenia, które umarzone są przez Obszar Wytwarzania w związku ze sprzedażą nieznacznej ilości energii do klientów końcowych. Spółka koordynuje nabywanie brakujących świadectw pochodzenia na otwartym rynku przez spółki prowadzące działalność w zakresie sprzedaży. W tym celu Spółka zawarła umowy ramowe na obrót prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia. Spółki prowadzące działalność w zakresie sprzedaży na rzecz klientów końcowych nabywają również dodatkowe świadectwa pochodzenia od małych lokalnych wytwórców energii ze źródeł odnawialnych lub w kogeneracji. Zintegrowanie obrotu prawami majątkowymi ze świadectw pochodzenia na poziomie Spółki umożliwi Grupie TAURON wykorzystanie efektu skali i jest bardziej efektywne kosztowo, ze względu na brak konieczności budowania kompetencji w związku z obrotem świadectwami pochodzenia przez każdą ze spółek prowadzących działalność w zakresie sprzedaży i przez spółki z Obszaru Wytwarzanie, jak również ze względu na ponoszenie kosztów związanych z uczestnictwem na giełdach i platformach obrotu jedynie przez Spółkę.

W 2009 r. Grupa TAURON uzyskała z własnych źródeł świadectwa pochodzenia pokrywające odpowiednio: dla certyfikatów zielonych – 41,4% wielkości obowiązkowego umorzenia tych certyfikatów przez Grupę TAURON, a dla certyfikatów czerwonych – 28,3% wielkości obowiązkowego umorzenia tych certyfikatów. W 2009 r. Grupa TAURON nie uzyskała certyfikatów żółtych z własnych źródeł.

13.12 Obszar Pozostałe

13.12.1 Wprowadzenie

Obszar Pozostałe obejmuje głównie działalność polegającą na dystrybucji i sprzedaży ciepła, jak również inną działalność. Działalność Grupy TAURON w zakresie wytwarzania ciepła została opisana w Obszarze Wytwarzanie. Spółkami Grupy TAURON prowadzącymi działalność w zakresie dystrybucji i sprzedaży ciepła są przede wszystkim PEC Katowice i PEC Dąbrowa Górnicza, które zajmują się również wytwarzaniem ciepła we własnych ciepłowniach. Łączna moc osiągalna aktywów wytwórczych PEC Katowice wynosi 22 MWt, a PEC Dąbrowa Górnicza 174 MWt i stanowi około 5% mocy osiągalnej ciepła Grupy TAURON. Wytwarzanie ciepła przez spółki z Obszaru Pozostałe dokonuje się w 4 regionalnych i 12 lokalnych zakładach wytwórczych, gdzie łączna moc osiągalna zakładów regionalnych wynosi 168 MWt, a moc osiągalna zakładów lokalnych 6 MWt. W 2009 r. PEC Katowice i PEC Dąbrowa Górnicza wytworzyły, odpowiednio, 4.952,2 GJ i 4.949,1 GJ.

Przychody Grupy TAURON w Obszarze Pozostałe wyniosły 518,4 mln zł w 2009 r. 95,6% przychodów osiągniętych w 2009 r. w Obszarze Pozostałe pochodziło ze sprzedaży do odbiorców spoza Grupy, a 4,4% ze sprzedaży do innych spółek Grupy. W 2009 r. zysk operacyjny wygenerowany przez Obszar Pozostałe wyniósł 6,6 mln zł, co stanowiło 0,5% skonsolidowanego zysku operacyjnego Grupy TAURON.

Poniższa tabela przedstawia wybrane dane finansowe dotyczące Obszaru Pozostałe

	2009	2008	2007	Kwartał zakończony 31 marca 2010 r.
w tys. zł				
Przychody ⁽¹⁾	518.408	362.935	251.153	210.409
Zysk operacyjny ⁽²⁾	6.579	(24.617)	(15.224)	26.259
EBITDA ⁽³⁾	63.843	27.079	30.441	38.040

Źródło: Spółka

⁽¹⁾ Kwoty przychodów podane powyżej nie uwzględniają wyłączeń wynikających z dokonywania transakcji pomiędzy podmiotami Grupy TAURON.

⁽²⁾ Grupa TAURON definiuje zysk operacyjny danego obszaru działalności Grupy TAURON jako zysk (stratę) z działalności kontynuowanej przed opodatkowaniem i przychodami (kosztami) finansowymi.

⁽³⁾ Dane niezbadane. EBITDA w podziale na poszczególne obszary działalności Grupy TAURON obejmuje zysk (stratę) z działalności kontynuowanej przed opodatkowaniem i przychodami (kosztami) finansowymi w podziale na obszary działalności powiększony o amortyzację i odpisy na aktywa niefinansowe w podziale na obszary. EBITDA nie jest miarą zysku operacyjnego, wyniku działalności ani płynności zgodnie z MSSF. Więcej informacji dotyczących EBITDA znajduje się w punkcie 10.5 (*Omówienie EBITDA oraz wybranych pozycji skonsolidowanego sprawozdania z całkowitych dochodów Grupy TAURON*).

13.12.2 Własność aktywów w Obszarze Pozostałe

Grupa posiada udziały w następujących spółkach:

- PEC Katowice, w którym Spółka posiada 95,7% akcji i który jest głównym dostawcą ciepła w miastach Chorzów, Katowice, Mysłowice, Siemianowice Śląskie i Świętochłowice, oraz
- PEC Dąbrowa Górnicza, w którym Spółka posiada 85% akcji i który jest głównym dostawcą ciepła w miastach Sosnowiec, Dąbrowa Górnicza, Będzin, Czeladź, Zawiercie i Olkusz;
- Kopalnia Wapienia Czątkowice, w której PKE posiada 100% udziałów i która zajmuje się wydobywaniem i obróbką skał wapiennych oraz produkcją sorbentów do instalacji odsiarczania spalin.

13.13 Koncesje

Podstawowa działalność Grupy TAURON, w którą zaangażowane są jej Istotne Spółki Zależne, obejmuje poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie węgla kamiennego, wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła oraz dystrybucję i obrót energią elektryczną i ciepłem. Prowadzenie działalności gospodarczej we wszystkich tych obszarach wymaga uzyskania koncesji wydawanej przez Ministra Środowiska (w zakresie koncesji na poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie węgla kamiennego) oraz Prezesa URE (w zakresie koncesji na prowadzenie pozostałych wskazanych powyżej rodzajów działalności). Wszystkie koncesje posiadane przez Istotne Spółki Zależne zostały wydane na czas oznaczony. Na wniosek zainteresowanej Istotnej Spółki Zależnej okres ważności koncesji może zostać przedłużony lub też wydana może zostać nowa koncesja. Przedłużenie okresu ważności istniejących koncesji lub wydanie nowej koncesji Istotnym Spółkom Zależnym nie odbywa się automatycznie, lecz jest uzależnione od spełnienia przez Istotne Spółki Zależne określonych przesłanek szczegółowo opisanych w punktach 12.4 (*Koncesje*) i 12.27 (*Przepisy dotyczące sektora górnictwa*). Grupa TAURON jest przekonana, że będzie w stanie przedłużyć wygasające koncesje lub zastąpić je nowymi koncesjami o podobnym zakresie. W przypadkach przewidzianych w stosownych przepisach Minister Środowiska lub Prezes URE, w zależności od okoliczności, może cofnąć koncesję na mocy decyzji administracyjnej.

13.13.1 Obszar Wydobywanie

Spółka PKW prowadząca działalność w Obszarze Wydobywanie posiada następujące koncesje: (i) sześć koncesji na wydobywanie węgla kamiennego z konkretnych złóż określonych w koncesjach, z których jedna udzielona jest do dnia 30 września 2016 r., trzy do dnia 18 stycznia 2017 r., jedna do dnia 28 czerwca 2017 r. i jedna do dnia 31 grudnia 2022 r., (ii) pięć koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węgla kamiennego w obszarach określonych w koncesjach, z których jedna udzielona jest do dnia 31 grudnia 2011 r., dwie do dnia 31 grudnia 2012 r., jedna do dnia 31 grudnia 2016 r., a jedna do dnia 31 grudnia 2020 r., oraz (iii) jedną koncesję na poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie węgla kamiennego w obszarze określonym w koncesji udzielonej do dnia 14 lipca 2014 r.

PKW posiada również koncesję na dystrybucję energii elektrycznej i obrót energią elektryczną na potrzeby klientów zlokalizowanych na terenie i w bezpośrednim sąsiedztwie Zakładów Górniczych Sobieski i Janina. Obie koncesje zostały udzielone do dnia 20 lipca 2015 r.

13.13.2 Obszar Wytwarzanie

Każda Istotna Spółka Zależna z Obszaru Wytwarzanie posiada koncesje: (i) na wytwarzanie energii elektrycznej, (ii) wytwarzanie ciepła – w każdej ze swoich elektrowni i elektrociepłowni, przy czym koncesje posiadane przez PKE są ważne do dnia 20 stycznia 2031 r., a koncesje ESW do dnia 15 października 2018 r., oraz (ii) na obrót energią elektryczną na terytorium Polski – do dnia 26 stycznia 2014 r. w przypadku PKE i do dnia 25 kwietnia 2013 r. w przypadku ESW.

PKE posiada również koncesję na przesyłanie i dystrybucję ciepła, która jest ważna do dnia 20 stycznia 2031 r.

13.13.3 Obszar OZE

Spółki Obszaru OZE posiadają koncesje na wytwarzanie energii elektrycznej, przy czym koncesja posiadana przez Tauron Ekoenergia jest ważna do dnia 25 marca 2014 r., a koncesja Enion Energia do dnia 30 czerwca 2017 r.

13.13.4 Obszar Dystrybucji

Enion i EnergiaPro posiadają koncesje na dystrybucję energii elektrycznej ważne do dnia 31 grudnia 2025 r.

13.13.5 Obszar Obrotu

Spółka i każda Istotna Spółka Zależna Obszaru Obrotu posiadają koncesje na obrót energią elektryczną. Koncesja Spółki jest ważna do dnia 31 maja 2018 r., koncesja Enion Energia do dnia 30 czerwca 2017 r., koncesja EnergiaPro Gigawat do dnia 31 grudnia 2025 r., a koncesja PEPKH do dnia 15 kwietnia 2020 r.

13.14 Kluczowi dostawcy

Kluczowymi dostawcami Grupy TAURON są dostawcy paliw i surowców do Obszaru Wytwarzanie Grupy. W pozostałych obszarach działalności Grupy TAURON kluczowymi dostawcami są dostawcy energii elektrycznej należący do Grupy TAURON, w tym przede wszystkim spółki Obszaru Wytwarzanie i Spółka. Informacje dotyczące dostawców paliw i surowców dla Obszaru Wytwarzanie znajdują się w punkcie 13.8.5 (*Dostawcy*) Prospektu.

13.15 Badania i rozwój

Działania Grupy TAURON w zakresie badań i rozwoju obejmują dwa podstawowe cele: (i) rozwój technologii produkcji energii elektrycznej, w tym ze źródeł odnawialnych, które byłyby bardziej efektywne, przyjazne środowisku oraz tańsze w budowie i eksploatacji niż obecnie stosowane technologie oparte na spalaniu węgla kamiennego, oraz (ii) rozwój technologii związanych z wychwytywaniem, transportem i składowaniem lub praktycznym wykorzystaniem CO₂ powstającego w procesach spalania węgla kamiennego.

W ramach realizacji powyższych celów Grupa TAURON uczestniczy w kilku projektach naukowo-badawczych, zarówno krajowych, jak i międzynarodowych. Do najważniejszych takich projektów należy uczestnictwo Grupy TAURON w następujących inicjatywach:

- Wspólnota Wiedzy i Innowacji (*Knowledge and Innovation Community*) KIC-InnoEnergy, działająca w ramach Europejskiego Instytutu Innowacji i Technologii (EIT). W ramach Wspólnoty powstaje sześć węzłów. Jednym z nich jest węzeł nazwany PolandPlus, którego zadaniem jest przede wszystkim prowadzenie badań i koordynacja działań w obszarze tzw. Czystych Technologii Węglowych. Koordynatorem polskiego węzła jest Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie. Działalność węzłów w poszczególnych krajach ma być finansowana przede wszystkim ze środków Unii Europejskiej, ale też z budżetów państw i partnerów przemysłowych. Budżet dofinansowania dla wszystkich sześciu węzłów został ustalony na poziomie 30 mln euro rocznie w okresie 5 lat.
- Konsorcja realizujące zadania badawcze w ramach programu „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii”, którego planowany budżet wynosi 300 mln zł, finansowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju. Grupa TAURON bierze udział w dwóch zadaniach: (i) opracowanie technologii dla wysokosprawnych „zero-emisyjnych” bloków węglowych zintegrowanych z wychwytywaniem CO₂ ze spalin; w celu umożliwienia realizacji tego zadania, Grupa TAURON zbuduje pilotową instalację wychwytywania CO₂, na której będzie prowadzony szeroki zakres badań, gdzie rezultaty tych badań mają umożliwić szersze zastosowanie technologii CCS; oraz (ii) opracowanie technologii zgazowania węgla dla wysokoefektywnej produkcji paliw i energii elektrycznej. Udział Grupy TAURON w powyższych projektach ma pozwolić m.in. na przeprowadzenie oceny możliwości konkurencyjnego zastosowania technologii zgazowania węgla do celów produkcji energii elektrycznej i ciepła w Grupie.
- Zadanie mające na celu opracowanie technologii spalania tlenowego dla kotłów pyłowych i fluidalnych zintegrowanych z wychwytywaniem CO₂.

Udział Grupy TAURON w powyższych projektach oznacza, iż Grupa TAURON jest zaangażowana w prace nad trzema najważniejszymi kierunkami rozwoju Czystych Technologii Węglowych, związanych m.in. z sekwestracją CO₂.

Grupa TAURON wspólnie z ZAK S.A. realizują projekt budowy innowacyjnej, demonstracyjnej elektrowni poligeneracyjnej, umożliwiającej jednoczesną produkcję czystej energii elektrycznej, ciepła i gazu syntezowego oraz sekwestrację powstającego dwutlenku węgla. Projekt ten jest jedną z pierwszych w Europie inwestycji polegających na zastosowaniu procesów zgazowania węgla do zintegrowanej produkcji energii i wyrobów chemicznych. W połączeniu z zastosowaną sekwestracją CO₂ stanowi unikalne zastosowanie nowoczesnych technologii do rozwiązywania problemów związanych z emisją gazów cieplarnianych. Projekt ten znacząco przyczyni się do realizacji celów tzw. Programu Flagowego Unii Europejskiej. Mając na uwadze wysoki poziom innowacyjności, jak również posiadane wsparcie ze strony polskiego rządu, przedsięwzięcie to jest jednym z czołowych projektów demonstracyjnych, które mają uzyskać dofinansowanie ze środków Unii Europejskiej na pokrycie części kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych.

Nakłady na badania i rozwój poniesione przez Grupę TAURON w okresie ostatnich 3 lat wyniosły około 10,6 mln zł.

13.16 Własność Intelektualna

Grupa TAURON prowadzi obecnie proces wdrażania jednolitej marki „TAURON” i „TAURON Polska Energia” dla wszystkich kluczowych obszarów jej działalności, jak również proces mający na celu zwiększenie rozpoznawalności tej marki wśród klientów i kontrahentów. W tym celu Grupa TAURON pozyskała prawa ochronne w Urzędzie Patentowym Rzeczypospolitej Polskiej oraz w Urzędzie Harmonizacji Rynku Wewnętrznego w Alicante na 14 znaków towarowych słownych i słowno-graficznych obejmujących wyrazy „TAURON”, „TAURON Polska Energia”, „Grupa TAURON” oraz różne znaki graficzne, w tym w szczególności następujące logo:



Dodatkowo, dwa wnioski – jeden zgłoszony w Urzędzie Patentowym Rzeczypospolitej Polskiej o udzielenie praw ochronnych na słowno-graficzny znak towarowy oraz jeden zgłoszony w Urzędzie Harmonizacji Rynku Wewnętrznego w Alicante o udzielenie praw ochronnych na słowno-graficzny znak towarowy nie zostały jeszcze rozpatrzone. Prawa ochronne na powyższe znaki towarowe Grupy TAURON wygasają w latach 2017–2019 i mogą zostać przedłużone na kolejne okresy dziesięciu lat.

Grupa TAURON posiada informację, że w Polsce istnieją dwie spółki, których firma zawiera wyraz „Tauron”. Obie te spółki zostały wpisane do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego przed wpisaniem do tego rejestru obecnej firmy Spółki. W opinii Spółki ryzyko wydania przez sąd wyroku nakazującego zaprzestanie używania przez Spółkę dotychczasowej firmy lub oznaczenia przedsiębiorstwa jest niskie, z uwagi na fakt, że obecnie Spółka nie prowadzi działalności na rynkach geograficznych, na których działalność prowadzą wymienione wyżej spółki oraz inny jest profil działalności tych spółek. Ponadto, zdaniem Spółki, nie istnieją przesłanki faktyczne ani prawne, które mogłyby sugerować klientom tych podmiotów jakiegokolwiek powiązania pomiędzy Grupą TAURON a tymi spółkami i tym samym wprowadzać klientów w błąd co do oznaczenia przedsiębiorstwa.

Spółki te mogłyby również kwestionować uzyskane już przez Spółkę prawa ochronne na znaki towarowe zawierające słowo „Tauron”. Jednakże, w opinii Spółki, ryzyko skutecznego kwestionowania przez te podmioty udzielonych już praw ochronnych na znaki towarowe Spółki jest niskie, z uwagi na fakt, iż zostały spełnione ustawowe przesłanki do uzyskania praw ochronnych na znaki towarowe Spółki.

Z posiadanych przez Grupę TAURON praw własności intelektualnej istotne znaczenie ma również domena internetowa www.tauron-pe.pl. Grupa TAURON posiada ponadto 37 innych domen zawierających wyraz „tauron”. Grupa TAURON nie posiada praw do domen www.tauron.com, www.tauron.pl, www.tauron.eu i www.tauron.com.pl, które są własnością innych podmiotów.

Istotne Spółki Zależne posiadają również własne znaki towarowe, domeny internetowe oraz szereg patentów na wynalazki, dotyczących rozwiązań i instalacji dla kluczowych obszarów działalności Grupy TAURON. Ponadto większość Istotnych Spółek Zależnych korzysta ze znaków towarowych Spółki na podstawie umów licencyjnych zawartych ze Spółką.

Na dzień Prospektu Grupa TAURON nie jest uzależniona od licencji i patentów, jak również nowych procesów technologicznych w stopniu, który by można uznać za znaczący dla jej działalności lub rentowności.

13.17 Technologie informatyczne

Grupa TAURON korzysta z wielu technologii informatycznych wspomagających funkcjonowanie kluczowych obszarów działalności Grupy. Prawa do wykorzystywania technologii informatycznych przysługują Grupie TAURON na podstawie udzielonych licencji.

Stosowane przez Grupę TAURON systemy informatyczne wykorzystują technologie renomowanych krajowych i światowych producentów.

Za istotne systemy informatyczne wykorzystywane we wspieraniu jej działalności Grupa TAURON uznaje te systemy, co do których dopuszczalna jest co najwyżej ich kilkudniowa niedostępność, a dłuższa niedostępność może spowodować zakłócenia w funkcjonowaniu poszczególnych Istotnych Spółek Zależnych lub Spółki lub istotne straty w ich działalności operacyjnej, lub których niedostępność nawet w bardzo krótkim okresie czasu lub w określonych godzinach dnia może skutkować stosunkowo istotną stratą na działalności operacyjnej.

Za szczególnie istotne Grupa TAURON uznaje: (i) systemy nadzoru i sterowania pracą bloków energetycznych, (ii) systemy sterowania i nadzoru nad siecią dystrybucyjną, oraz (iii) systemy hurtowego handlu energią elektryczną.

Dodatkowo, istotne znaczenie z punktu widzenia prowadzenia działalności przez Grupę TAURON bez zakłóceń mają również:

- systemy Obszaru Wytwarzania: (i) monitorujące pracę jednostek wytwórczych, dokonujące analiz techniczno-ekonomicznych pracy jednostek wytwórczych, (ii) systemy sterowania pracą bloków energetycznych w poszczególnych elektrowniach i elektrociepłowniach Grupy TAURON, (iii) zapewniające kontrolę i regulację mocy jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych, (iv) wspomagające handel energią elektryczną, w tym między innymi, zarządzanie kontraktami na sprzedaż energii elektrycznej, prognozowanie cen, grafikowanie umów sprzedaży energii elektrycznej, rozliczenia techniczno-finansowe, oraz (v) obligatoryjne oprogramowanie uczestnika rynku energii,
- systemy Obszaru Dystrybucji obejmujące systemy: (i) sterowania i nadzoru nad siecią dystrybucyjną oraz zarządzania majątkiem sieciowym, (ii) systemy billingowe (służące do dokonywania rozliczeń z klientami usług dystrybucyjnych), (iii) systemy akwizycji danych pomiarowych, rozliczania i raportowania, oraz
- systemy Obszaru Obrotu obejmujące: (i) system kompleksowej obsługi hurtowego handlu energią elektryczną (w tym między innymi: zakup, sprzedaż, obsługa kontraktów, prognozowanie, bilansowanie, rozliczanie, raportowanie i analityka) wraz z systemem wymiany informacji rynku energii (WIRE), oraz (ii) systemy billingowe wspomagające sprzedaż energii elektrycznej oraz proces obsługi klientów.

W odniesieniu do niektórych aplikacji informatycznych istotnych dla działalności Grupy TAURON występuje uzależnienie od dostawców rozwiązań, które wiąże się zarówno z utrzymaniem dostępności takich aplikacji, jak i możliwości rozwijania ich funkcji wykorzystywanych przez podmioty z Grupy TAURON w związku z rozwojem ich działalności, wprowadzaniem nowych usług i produktów. Do tych systemów należą systemy autorskie takie jak: (i) systemy billingowe w obszarze obsługi klientów grupy taryfowej G: multiZbyt autorstwa Sygnity, Energos Handel autorstwa ABG Asseco, (ii) system billingowy AWO autorstwa ZSK Sp. z o.o. w obszarze obsługi klientów grup taryfowych A, B, C z obszaru Kraków, (iii) systemy klasy ERP takie jak: IMPULS – autorstwa BPSC, IFS (*Industrial and Financial Systems*), Expertis autorstwa Macrologic S.A., (iv) systemy SCADA (służące do zdalnego nadzoru i sterowania elementami sieci elektroenergetycznej) autorstwa Elkotech S.A., Mikronika, BTC (Business Technology Consulting Sp. z o.o.) oraz Siemens SCADA (oddział w Będzinie Enionu), (v) systemy wspomagające obrót energią elektryczną – WIRE/UR autorstwa Winuel S.A., SURE (wspomagający uczestnictwo w Rynku Energii) autorstwa Innsoft Sp. z o.o., SWR (system wspomagania rynku) autorstwa Winuel S.A., PLANKTON (wspomagający hurtowy zakup energii) autorstwa Winuel S.A. oraz (v) Systemy Operatywnej Współpracy Elektrowni (SOWE), które zapewniają wymianę między PSE Operator a elektrownią dokumentów technicznych dotyczących procesu wytwarzania, m.in. parametrów produkcji, reżimów pracy urządzeń, planowanych remontów i przestoju awaryjnych autorstwa Transition Technologies S.A.

Grupa TAURON w czerwcu 2010 r. kończy wdrożenie zintegrowanego systemu SOHHEE (system obsługi hurtowego handlu energią elektryczną) autorstwa Transition Technologies S.A., które będzie kluczowym systemem dla Działu Handlu Spółki.

W Obszarze Wydobycie kluczowymi umowami dla PKW w zakresie technologii informatycznych są umowy outsourcingowe z Centrum Informatyki Sp. z o.o., które jest zarówno autorem systemów informatycznych wykorzystywanych przez PKW, jak i świadczy na rzecz PKW obsługę i usługi utrzymania tych systemów.

13.18 Pracownicy

13.18.1 Informacje ogólne

Poniżej zostało przedstawione średnie zatrudnienie w Grupie TAURON w 2007 r., 2008 r., 2009 r. oraz w okresie od 1 stycznia do 31 marca 2010 r. (w przeliczeniu na pełne etaty i w zaokrągleniu do pełnych etatów) w podziale na główne obszary działalności. Średnie zatrudnienie obliczane jest według odmiennej metodologii niż zatrudnienie przeciętne prezentowane w Zbadanym Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym. Spółka szacuje, iż do dnia Prospektu łączna liczba pracowników Grupy TAURON nie uległa istotnej zmianie.

Obszar działalności	2007	2008	2009	01.01.2010 – 31.03.2010
Obszar Wydobycie	5.822	6.002	6.096	6.099
Obszar Wytwarzanie	6.641	6.542	6.438	6.442
Obszar OZE ⁽¹⁾	204	211	223	231
Obszar Dystrybucja	13.731	13.928	12.895	12.771
Obszar Obrotu ⁽²⁾	211	367	1.399	1.475
Obszar Pozostałe ⁽³⁾	1.984	1.891	1.773	1.732
Razem	28.593	28.941	28.824	28.750

⁽¹⁾ W Obszarze OZE ujęto jedynie Tauron Ekoenergia.

⁽²⁾ W Obszarze Obrotu ujęto: Spółkę, Energia ProGigawat, PEPKH, Enion Energia oraz Tauron Czech Energy.

⁽³⁾ W Obszarze Pozostałe ujęto: PEC Katowice, PEC Dąbrowa Górnicza, Kopalnia Wapienia Czatkowice, Enion Zarządzanie Aktywami, Energomix Servis.

W tabelach poniżej została przedstawiona struktura zatrudnienia w Grupie TAURON na dzień 31 grudnia 2007 r., 31 grudnia 2008 r., 31 grudnia 2009 r. oraz 31 marca 2010 r., według wykształcenia, wieku oraz płci. Spółka szacuje, iż do dnia Prospektu struktura ta nie uległa istotnej zmianie.

Struktura zatrudnienia w Grupie TAURON według wykształcenia⁽¹⁾:

Wykształcenie	2007	2008	2009	31.03.2010
Wykształcenie wyższe	20,7%	22,2%	23,5%	23,4%
Wykształcenie średnie	43,9%	44,2%	43,8%	43,1%
Wykształcenie zawodowe	30,5%	29,2%	28,5%	29,1%
Wykształcenie podstawowe	4,9%	4,4%	4,2%	4,4%

⁽¹⁾ Dane w tabeli powyżej podano w zaokrągleniu do pełnego procentu.

Struktura zatrudnienia w Grupie TAURON według wieku:

Wiek	2007	2008	2009	31.03.2010
Do 30 lat	10,8%	11,8%	11,9%	11,1%
31–40 lat	29,3%	27,4%	26,5%	25,5%
41–50 lat	37,2%	37,0%	36,4%	36,7%
51–60 lat	21,7%	22,8%	24,2%	25,4%
Powyżej 60 lat	1,0%	1,0%	1,0%	1,3%

Struktura zatrudnienia w Grupie TAURON według płci:

Płeć	2007	2008	2009	31.03.2010
Kobiety	21,6%	21,6%	21,7%	21,8%
Mężczyźni	78,4%	78,4%	78,3%	78,2%

W 2009 r. Grupa TAURON, w tym Spółka, nie zatrudniała istotnej liczby pracowników czasowych. Spółka szacuje, iż do dnia Prospektu sytuacja ta nie uległa istotnej zmianie. Jako pracowników czasowych uznano osoby zatrudnione na podstawie umowy o pracę na okres próbny, z którymi po zakończeniu okresu próby nie zawarto nowych umów o pracę, osoby zatrudnione na podstawie umowy o pracę zawartej w celu zastępstwa innego pracownika w czasie jego usprawiedliwionej nieobecności w pracy, a także osoby zatrudnione przez agencje pracy tymczasowej wyłącznie w celu wykonywania pracy tymczasowej w rozumieniu ustawy z dnia 9 lipca 2003 r. o zatrudnianiu pracowników tymczasowych (Dz.U. z 2003 r. Nr 166, poz. 1608, ze zm.) na rzecz i pod kierownictwem spółek z Grupy TAURON.

W okresie ostatnich trzech lat obrotowych oraz do dnia 31 marca 2010 r. w Grupie TAURON odnotowano łącznie 1.055 wypadków przy pracy, w tym 11 wypadków śmiertelnych, z czego 7 wypadków dotyczyło pracowników Obszaru Dystrybucji, 3 wypadki dotyczyły pracowników Obszaru Wydobycie, a 1 wypadek dotyczył pracownika Obszaru Wytwarzanie.

Zatrudnienie w Grupie TAURON jest stabilne. Zmiany w strukturze zatrudnienia związane są przede wszystkim z odejściami pracowników na skutek nabycia przez nich uprawnień emerytalnych i związanej z tym koniecznością odtworzenia zatrudnienia. Jednym z głównych celów Strategii Grupy TAURON jest rozwój kapitału ludzkiego. Podjęte działania koncentrują się na uruchomieniu programu zarządzania talentami, intensyfikacji współpracy z uczelniami wyższymi, wprowadzeniu zarządzania przez cele oraz promowaniu zarządzania wiedzą w Grupie TAURON.

Według stanu na dzień 31 marca 2010 r., rezerwa utworzona w Grupie TAURON na świadczenia emerytalne, rentowe i podobne wynosiła 175.083 tys. zł.

13.18.2 Związki zawodowe, Rada Społeczna oraz rady pracownicze

W dniu 31 marca 2010 r. w Istotnych Spółkach Zależnych i w Spółce działało łącznie 66 organizacji związkowych. 30 spośród nich to organizacje międzyzakładowe, działające u więcej niż jednego pracodawcy. 48 organizacji związkowych ma statut reprezentatywnej zakładowej organizacji związkowej w rozumieniu art. 241^{25a} KP. Łącznie organizacje związkowe zrzeszają około 19.700 pracowników zatrudnionych w Istotnych Spółkach Zależnych i w Spółce (tj. 74,5% ogólnej liczby zatrudnionych tam pracowników). Nadto, na mocy uchwały z dnia 12 września 2008 r. przedstawiciele organizacji związkowych trzech ogólnopolskich central związkowych działających w Grupie TAURON, tj. NSZZ Solidarność, Ogólnopolskiego Porozumienia Związków Zawodowych oraz Forum Związków Zawodowych, powołali Radę Społeczną Grupy Kapitałowej TAURON Polska Energia S.A. (**Rada Społeczna**). Rada Społeczna składa się z 18 pracowników – działaczy związkowych wybieranych przez organizacje związkowe każdej z trzech ogólnopolskich central związkowych. Spółka oraz Rada Społeczna podpisały w dniu 11 marca 2009 r. w Katowicach porozumienie w sprawie zasad współpracy. Zgodnie z porozumieniem,

jego strony zobowiązały się do współpracy w dobrej wierze oraz z poszanowaniem interesów drugiej strony. Do zakresu współpracy stron porozumienia należy w szczególności przekazywanie informacji dotyczących spraw pracowniczych. Rada Społeczna uprawniona jest przede wszystkim do przedstawiania Spółce stanowisk, inicjatyw i opinii, a jej funkcjonowanie nie zastępuje uprawnień organizacji związkowych działających w Grupie TAURON. Powyższe porozumienie zostało zawarte na czas nieokreślony i może być wypowiedziane przez każdą ze stron z zachowaniem trzymiesięcznego okresu wypowiedzenia.

W Spółce oraz w niektórych Istotnych Spółkach Zależnych powołano także rady pracownicze. Podstawą ich działania jest ustawa z dnia 7 kwietnia 2006 r. o informowaniu pracowników i prowadzeniu z nimi konsultacji (Dz.U. z 2006 r. Nr 79, poz. 550, ze zm.). Rady pracownicze są uprawnione do otrzymywania informacji dotyczących między innymi działalności i sytuacji ekonomicznej pracodawcy, stanu, struktury i przewidywanych zmian zatrudnienia oraz działań mających na celu utrzymanie poziomu zatrudnienia, jak również do prowadzenia konsultacji z pracodawcą.

13.18.3 Umowy i porozumienia społeczne

W Istotnych Spółkach Zależnych zawarto szereg umów i porozumień społecznych z organizacjami związkowymi dotyczących w szczególności procesów restrukturyzacji i konsolidacji sektora energetycznego. Umowy te dotyczą pracowników wszystkich Istotnych Spółek Zależnych z wyjątkiem PEPKH.

Celem umów społecznych jest w szczególności zapewnienie poszanowania interesów pracowniczych w procesach restrukturyzacji i konsolidacji sektora energetycznego. Do najważniejszych postanowień umów społecznych należą gwarancje zatrudnienia opisane w punkcie 13.18.4 (*Gwarancje zatrudnienia*). Nadto, umowy społeczne zawierają postanowienia mające na celu zapewnienie pracownikom zachowania ich dotychczasowych praw, w szczególności wynikających z zawartych układów zbiorowych pracy. Większość umów reguluje zasady kształtowania wynagrodzeń, np. poprzez gwarancje pracodawców, iż przyrost przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w każdym roku obowiązywania danej umowy będzie ustalany w formie porozumienia pomiędzy danym pracodawcą a organizacjami związkowymi lub będzie nie mniejszy od wskaźnika ustalonego w trybie ustawy z dnia 16 grudnia 1994 r. o negocjacyjnym systemie kształtowania przyrostu przeciętnych wynagrodzeń u przedsiębiorców oraz o zmianie niektórych ustaw (Dz.U. z 1995 r. Nr 1, poz. 2, ze zm., ustawa uchylona z dniem 1 stycznia 2010 r.). Umowy regulują zasady współpracy z organizacjami związkowymi oraz zapewniają im swobodę działania w granicach wyznaczonych przepisami prawa. Wiele z nich wprowadza gwarancje socjalne, w tym w szczególności gwarancje pracodawców utrzymania dotychczasowej działalności socjalnej prowadzonej na rzecz pracowników i ich rodzin oraz byłych pracowników – emerytów i rencistów. Większość umów przewiduje, że w razie przejścia pracowników objętych postanowieniami tych umów na nowego pracodawcę w trybie art. 23¹ KP, pracownicy ci zachowają nabyte dotychczas prawa i gwarancje pracownicze, na zasadach wynikających z tych umów. Część umów stanowi, iż przejście takie będzie uzgadniane ze związkami zawodowymi. Nadto, zawarto kilka porozumień społecznych regulujących kwestie pracownicze związane z procesem wydzielenia OSD, który zakończył się w styczniu 2009 r.

13.18.4 Gwarancje zatrudnienia

We wszystkich Istotnych Spółkach Zależnych, z wyjątkiem PEPKH, obowiązują umowy społeczne zawarte z organizacjami związkowymi przewidujące gwarancje zatrudnienia dla pracowników.

Na podstawie powyższych umów społecznych, pracownicy Istotnych Spółek Zależnych zatrudnieni w tych Spółkach (lub u ich poprzedników prawnych) na dzień wejścia w życie danej umowy społecznej lub w innym dniu wskazanym w umowie, ewentualnie mający również w tym dniu określony staż pracy u danego pracodawcy, objęci są wieloletnimi gwarancjami zatrudnienia od sześcioletnich gwarancji zatrudnienia dla pracowników ESW (wygasających w 2013 r.) poprzez dziewięcioletnie gwarancje zatrudnienia dla pracowników EnergiiPro, EnergiiPro Gigawat i Tauron Ekoenergii (wygasające w 2013 r.) do dziesięcioletnich gwarancji zatrudnienia dla pracowników PKW (wygasających w 2015 r.) oraz pracowników Enionu i Enionu Energii (wygasających w 2014 r.). Gwarancja zatrudnienia oznacza, iż pracodawca nie rozwiąże z pracownikami umów o pracę z przyczyn nie dotyczących pracowników, z zastrzeżeniem ustalonych w umowach wyjątków. W przypadku naruszenia gwarancji zatrudnienia pracodawca jest zobowiązany wypłacić pracownikowi odszkodowanie w wysokości określonej w umowie społecznej. Wysokość takiego odszkodowania zazwyczaj ustalana jest jako wielokrotność miesięcznego wynagrodzenia obliczonego jak ekwiwalent za niewykorzystany urlop wypoczynkowy i waha się od osiemnastomiesięcznego wynagrodzenia (dla pracowników PKW) przez dwudziestoczwemiesięczne wynagrodzenie (dla pracowników ESW) do trzydziestoseściomiesięcznego wynagrodzenia (dla pracowników PKE). Umowy społeczne dotyczące pracowników Enionu, Enionu Energii, EnergiiPro, EnergiiPro Gigawat i Tauron Ekoenergii stanowią natomiast, iż w przypadku naruszenia gwarancji zatrudnienia pracownikom przysługuje jednorazowe odszkodowanie w wysokości równej iloczynowi miesięcy pozostających do końca okresu gwarancji zatrudnienia liczonych od dnia rozwiązania umowy o pracę i średniego miesięcznego wynagrodzenia, nie mniej jednak niż 12-krotność średniego miesięcznego wynagrodzenia.

Na podstawie umów społecznych zawartych przez PKE gwarancjami zatrudnienia objęci są również pracownicy zatrudnieni w PKE po dniu wejścia w życie danej umowy społecznej, pod warunkiem przepracowania przez nich 3-letniego okresu pracy. Umowy te przewidują również, iż każda ewentualna redukcja zatrudnienia będzie uzgadniana ze związkami zawodowymi. Umowy społeczne zawarte przez PKE, przewidujące gwarancje zatrudnienia nie mogą być wypowiedziane przez żadną ze stron do momentu zbycia akcji PKE inwestorowi strategicznemu lub wejścia PKE na Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie oraz podpisania z przyszłym właścicielem pakietu socjalnego.

Nadto, większość umów społecznych gwarantuje, iż przez okres ich obowiązywania zachowane zostaną co do zasady warunki płacy na poziomie nie mniej korzystnym od obowiązujących w dniu wejścia danej umowy w życie.

13.18.5 Układy zbiorowe pracy

Fundamentalne znaczenie dla kształtowania treści stosunków pracy w Istotnych Spółkach Zależnych mają układy zbiorowe pracy.

Wśród nich szczególnie istotny jest Ponadzakładowy Układ Zbiorowy Pracy dla Pracowników Przemysłu Energetycznego zawarty w dniu 13 maja 1993 r. i wpisany do Rejestru Ponadzakładowych Układów Zbiorowych w dniu 26 września 1995 r., Karta Rejestrowa Układu nr U-I (**PUZP**). PUZP określa, między innymi, minimalne warunki, jakim odpowiadać powinna treść stosunku pracy pomiędzy pracownikami zatrudnionymi u pracodawców, którzy zawarli PUZP. Stronami PUZP są następujące Istotne Spółki Zależne: PKE, ESW, EnergiaPro, EnergiaPro Gigawat, Enion, Enion Energia. We wszystkich Istotnych Spółkach Zależnych z wyjątkiem PEPKH zostały zawarte zakładowe układy zbiorowe pracy. Postanowienia zakładowych układów zbiorowych pracy regulują przede wszystkim wzajemne zobowiązania stron układu, zasady wynagradzania pracowników, zasady wypłacania dodatków i świadczeń związanych z pracą, czas pracy pracowników, urlopy wypoczynkowe, zasady współpracy ze związkami zawodowymi. W tych Istotnych Spółkach Zależnych, które są objęte PUZP, postanowienia zakładowych układów zbiorowych pracy kształtowane były na jego podstawie. W Istotnych Spółkach Zależnych zostały zawarte następujące zakładowe układy zbiorowe pracy:

- Zakładowy Układ Zbiorowy Pracy zawarty w dniu 28 lutego 2002 r. dla pracowników Enion, wpisany do Rejestru Zakładowych Układów Zbiorowych Pracy w dniu 15 marca 2002 r., Karta Rejestrowa Układu nr U-DCCX;
- Zakładowy Układ Zbiorowy Pracy zawarty w dniu 15 maja 2002 r. dla pracowników PKE, wpisany do Rejestru Zakładowych Układów Zbiorowych Pracy w dniu 31 maja 2002 r., Karta Rejestrowa Układu nr U-MDXCIV/2002 r.;
- Zakładowy Układ Zbiorowy Pracy zawarty w dniu 22 września 2003 r. dla pracowników ESW wpisany do Rejestru Zakładowych Układów Zbiorowych Pracy w dniu 13 października 2003 r., Karta Rejestrowa Układu nr U-DLI;
- Zakładowy Układ Zbiorowy Pracy zawarty w dniu 31 maja 2006 r. dla pracowników PKW wpisany do Rejestru Zakładowych Układów Zbiorowych Pracy w dniu 29 czerwca 2006 r., Karta Rejestrowa Układu nr U-MDCCLXXXVIII/06;
- Zakładowy Układ Zbiorowy Pracy zawarty w dniu 26 lipca 2007 r. dla pracowników EnergiaPro (w tym jej oddziałów będących odrębnymi pracodawcami), wpisany do Rejestru Zakładowych Układów Zbiorowych Pracy w dniu 1 sierpnia 2007 r., Karta Rejestrowa Układu nr U-MCCLIX; układ ten obowiązuje również pracowników EnergiiPro Gigawat na mocy porozumienia z dnia 16 października 2007 r., wpisanego do Rejestru Porozumień o Stosowaniu Zakładowego Układu Zbiorowego Pracy w dniu 24 października 2007 r., Karta Rejestrowa Porozumienia nr P-XIV oraz pracowników Tauron Ekoenergia na mocy porozumienia z dnia 26 października 2007 r., wpisanego do Rejestru Porozumień o Stosowaniu Zakładowego Układu Zbiorowego Pracy w dniu 6 listopada 2007 r., Karta Rejestrowa Porozumienia nr P-XV;
- Zakładowy Układ Zbiorowy Pracy zawarty w dniu 27 czerwca 2008 r. dla pracowników Enion Energia, wpisany do Rejestru Zakładowych Układów Zbiorowych Pracy w dniu 30 czerwca 2008 r., Karta Rejestrowa Układu nr U-DCCCL.

13.18.6 System wynagradzania

W Spółce oraz w Istotnych Spółkach Zależnych obowiązuje czasowy lub czasowo-premiowy system wynagradzania. Co do zasady, wynagrodzenie zasadnicze pracowników określa się w umowie o pracę na podstawie taryfikatora stanowisk pracy i tabeli stawek wynagrodzenia zasadniczego dla kolejnych kategorii zaszerogowania. Taryfikator stanowisk pracy określa stanowiska pracy i przypisuje je do kolejnych kategorii zaszerogowania. Tabela stawek wynagrodzenia zasadniczego określa minimalne i maksymalne stawki miesięczne. W niektórych Istotnych Spółkach Zależnych przewidziano również możliwość akordowego, akordowo-premiowego, ryczałtowego, zadaniowego lub motywacyjnego systemu wynagradzania. Szczegółowe zasady wynagradzania regulują zakładowe układy zbiorowe pracy zawarte dla poszczególnych Istotnych Spółek Zależnych oraz istniejące w Spółce i w PEPKH regulaminy wynagradzania.

13.18.7 Dodatkowe świadczenia pracownicze

Pracownikom zatrudnionym w Spółce oraz w Istotnych Spółkach Zależnych przysługują dodatkowe, oprócz wynagrodzenia zasadniczego, świadczenia pracownicze.

W Spółce świadczenia te obejmują w szczególności: (i) wyższe niż wynikające z powszechnie obowiązujących przepisów prawa dodatkowe wynagrodzenie za czas niezdolności pracownika do pracy w skutek choroby; (ii) prawo do ulgowej odpłatności za korzystanie z energii elektrycznej w określonym limicie dla potrzeb własnego gospodarstwa domowego; (iii) nagrody jubileuszowe; (iv) pakiet usług medycznych, (v) obowiązkową premię roczną; (vi) nagrody z Funduszu prezesa zarządu. Nadto, pracownikom mającym stałe miejsce zamieszkania poza siedzibą Spółki, których dyspozycyjność jest konieczna z uwagi na charakter pracy i zakres pełnionych przez nich obowiązków, Spółka może stale lub okresowo udostępnić lokal mieszkalny, pokrywając koszty związane z jego użytkowaniem. Pracownikom, których dyspozycyjność jest konieczna z uwagi na charakter pracy i zakres pełnionych obowiązków, Spółka może również pokryć koszty przejazdu z miejsca zamieszkania do pracy oraz z pracy do miejsca zamieszkania.

W Istotnych Spółkach Zależnych objętych PUZP oraz w Tauron Ekoenergia świadczenia pracownicze rodzajowo są w znacznej części takie same, różnią się jedynie wysokością oferowanego świadczenia. Świadczenia te obejmują w szczególności: (i) wyższe niż wynikające z powszechnie obowiązujących przepisów prawa dodatkowe wynagrodzenie: za pracę w godzinach nadliczbowych, za pracę w porze nocnej, za pracę w dni świąteczne, soboty i niedziele, za czas niezdolności pracownika do pracy wskutek choroby; (ii) dodatkowe wynagrodzenie za pracę w warunkach szkodliwych dla zdrowia, szczególnie uciążliwych i niebezpiecznych; (iii) dodatkowe świadczenie z okazji Dnia Energetyka; (iv) nagrody za wykrycie i likwidację nielegalnego poboru energii i nadużyć taryfowych; (v) dodatkowe wynagrodzenie za pełnienie domowego pogotowia technicznego; (vi) miesięczny dodatek za staż pracy, przysługujący za okres zatrudnienia w jednostkach objętych PUZP; (vii) dodatki funkcyjne; (viii) nagrody jubileuszowe; (ix) prawo do ulgowej odpłatności za korzystanie z energii elektrycznej w określonym limicie dla potrzeb własnego gospodarstwa domowego; (x) obowiązkową premię roczną; (xi) premie uznaniowe.

W PKW świadczenia pracownicze obejmują przede wszystkim: (i) wyższe niż wynikające z powszechnie obowiązujących przepisów prawa dodatkowe wynagrodzenie za pracę w godzinach nadliczbowych oraz za pracę w porze nocnej; (ii) dodatkowe wynagrodzenie z tytułu wykonywania pracy w warunkach szkodliwych, uciążliwych, szczególnie uciążliwych lub szczególnie niebezpiecznych; (iii) dodatki dla pracownika dołowego i przodowego; (iv) deputat węglowy; (v) dodatek za staż pracy; (vi) nagrodę z okazji Dnia Górnika; (vii) tradycyjne „barbórkowe”, (viii) premię specjalną z przeznaczeniem na premiowanie pracowników za wykonanie zadań wynikających ze szczególnych potrzeb pracodawcy; (ix) nagrodę roczną; (x) nagrodę jubileuszową.

U poszczególnych pracodawców w Grupie TAURON przewidziane jest także wypłacanie jednorazowych odpraw emerytalnych i rentowych w wysokości przekraczającej kwoty przewidziane w przepisach prawa. Wysokość takich odpraw uzależniona jest od stażu pracy.

Szczegółowe zasady przyznawania świadczeń dodatkowych określone są w poszczególnych zakładowych układach zbiorowych pracy lub w regulaminach pracy.

Nadto, w Spółce oraz w części Istotnych Spółek Zależnych prowadzone są pracownicze programy emerytalne, zgodnie z ustawą z 20 kwietnia 2004 r. o pracowniczych programach emerytalnych (Dz.U. z 2004 r. Nr 116, poz. 1207, ze zm.). Programy prowadzone są na podstawie umów zawieranych przez danego pracodawcę z towarzystwem funduszy inwestycyjnych o wnoszenie przez pracodawcę składek pracowników do wybranych funduszy inwestycyjnych, które gromadzą i zarządzają środkami. Przystąpienie przez pracowników do programów jest dobrowolne, pracownik może też w każdym czasie zrezygnować z udziału w programie.

13.18.8 Spory zbiorowe

Relacje między Spółką i Istotnymi Spółkami Zależnymi a związkami zawodowymi regulowane są przede wszystkim poprzez dialog społeczny. W kilku Istotnych Spółkach Zależnych wystąpiły jednak spory zbiorowe. Istotne Spółki Zależne, w których zostały wszczęte spory zbiorowe, podejmują działania zmierzające do rozwiązywania sporów w drodze porozumienia, stosownie do zasad określonych w ustawie z dnia 23 maja 1991 r. o rozwiązywaniu sporów zbiorowych (Dz.U. z 1991 r. Nr 55, poz. 236, ze zm.).

Obecnie trwają cztery spory zbiorowe, z których jeden jest zawieszony. Nadto, jeden zakończony spór zbiorowy może wiązać się z koniecznością dokonania dalszych uzgodnień z organizacjami związkowymi. Poniżej opisujemy zakresy tych sporów.

W dniu 23 marca 2007 r. rozpoczął się spór zbiorowy w Enion i EnergiaPro w związku z działaniami restrukturyzacyjnymi prowadzonymi wówczas w przemyśle energetycznym. Żądania strony związkowej dotyczyły przede wszystkim: sposobu uniezależnienia Operatora Systemu Dystrybucyjnego od innych działalności koncesjonowanych, problematyki akcji pracowniczych, a zwłaszcza konwersji akcji pracowniczych w procesie konsolidacji oraz zawarcia umowy społecznej przez Spółkę i organizacje związkowe, która dawałaby gwarancje pracownicze w oparciu o gwarancje obecnie obowiązujące, z wzajemnym poszanowaniem interesów gospodarczych. W sporze podjęto rokowania. Obecnie żądania dotyczące restrukturyzacji oraz konwersji akcji pracowniczych są w ocenie Enion i EnergiaPro bezprzedmiotowe z uwagi na zakończenie procesu wydzielenia Operatora Systemu Dystrybucyjnego oraz nowelizację Ustawy o Wymianie Akcji Pracowniczych. Nadto, w związku z podpisaniem w dniu 11 marca 2009 r. porozumienia w sprawie zasad współpracy pomiędzy Radą Społeczną a Spółką, Enion wystąpiła z wnioskiem o zakończenie sporu. Strona związkowa uwarunkowała zakończenie sporu zbiorowego podpisaniem umowy społecznej w ramach Spółki obejmującej utrzymanie obecnych gwarancji pracowniczych. Strona związkowa nie podjęła dalszych czynności związanych z kontynuowaniem sporu, do chwili obecnej nie udało się go jednak ostatecznie zakończyć.

W dniu 2 czerwca 2008 r. w EnergiiPro rozpoczął się drugi spór zbiorowy dotyczący przede wszystkim zasad wydzielenia Operatora Systemu Dystrybucyjnego i jego społecznych konsekwencji oraz kwestii konwersji akcji pracowniczych. Strony sporu podjęły rokowania. W protokole z rokowań z dnia 26 stycznia 2009 r. strony wspólnie uzgodniły zawieszenie sporu zbiorowego w związku z nowelizacją Ustawy o Wymianie Akcji Pracowniczych oraz ostatecznym rozstrzygnięciem kwestii konwersji akcji pracowniczych – do momentu zakończenia procesu konwersji akcji pracowniczych EnergiaPro, kiedy to spór ulegnie rozwiązaniu.

W dniu 12 stycznia 2009 r. strona związkowa weszła w spór zbiorowy związany z procesem wydzielenia spółki Energomix Servis z EnergiaPro. W szczególności spór dotyczył ustalenia, czy pracownicy EnergiiPro, którzy objęli udziały w spółce Energomix Servis w procesie wydzielenia tej spółki z EnergiiPro, poniosą szkodę na dzień połączenia Energomix Servis ze Spółką. W związku z zawarciem w dniu 26 stycznia 2009 r. we Wrocławiu porozumienia zbiorowego w sprawie niektórych uprawnień przysługujących pracownikom w związku z procesem wydzielenia Operatora Systemu Dystrybucyjnego, spór zbiorowy został rozwiązany. Zgodnie z powyższym porozumieniem, EnergiaPro podejmie negocjacje z organizacjami związkowymi celem ustalenia, czy pracownicy EnergiiPro, którzy objęli udziały w spółce Energomix Servis w procesie wydzielenia tej spółki z EnergiiPro, ponieśli szkodę na dzień połączenia Energomix Servis ze Spółką, a jeżeli tak,

to zawarte ma zostać porozumienie w sprawie wypłaty tym pracownikom stosownych odszkodowań. W dniu 29 stycznia 2010 r. podpisane zostało kolejne porozumienie zbiorowe w powyższej sprawie pomiędzy EnergiaPro a organizacjami związkowymi, w którym EnergiaPro potwierdziła, że planowane jest połączenie Energomix Servis ze Spółką i w związku z połączeniem pracownicy EnergiiPro będący współnikami spółki Energomix Servis otrzymają akcje Spółki w zamian za udziały w Energomix Servis. Połączenie planowane jest przed datą Oferty. W przypadku, gdyby do inkorporacji nie doszło przed dniem Oferty, nie później niż do dnia 30 lipca 2010 r., strony porozumienia zawrą kolejne porozumienie dotyczące zaistniałej sytuacji, w tym sposobu ustalenia i rekompensaty ewentualnych szkód, jeżeli pracownicy EnergiiPro, którzy otrzymali udziały w Energomix Servis, szkody takie poniosą.

W dniu 21 listopada 2008 r. Zarząd Krajowy Związku Zawodowego Pracowników Zakładów Przeróbki Mechanicznej Węgla w Polsce „Przeróbka” wszczął wielozakładowy spór zbiorowy w imieniu wszystkich jednostek organizacyjnych tego związku. Wobec faktu, iż w PKW działa ten związek zawodowy, PKW stała się stroną wielozakładowego sporu zbiorowego. Spór zbiorowy dotyczy przede wszystkim ustalenia dodatkowych uprawnień pracowniczych w zakresie ustanowienia urlopu przedemerytalnego, dodatkowego urlopu zdrowotnego, dodatkowej premii motywacyjno-produkcyjnej w wysokości 1.000,00 zł dla każdego pracownika, wznowienia przerwanych w 2006 r. negocjacji nad zawarciem ponadzakładowego układu zbiorowego pracy dla pracowników górnictwa węgla kamiennego, tzw. „Górnictwej Konstytucji” oraz nierepresjonowania pracowników biorących czynny udział w akcjach protestacyjno-strajkowych organizowanych w ramach wszczętego sporu zbiorowego. Obecnie strona związkowa nie podejmuje żadnych aktywnych czynności związanych z kontynuowaniem sporu, formalnie spór nie jest jednak zakończony.

13.18.9 Uprawnienie pracowników do nieodpłatnego nabycia Akcji Pracowniczych

Ustawa o Wymianie Akcji Pracowniczych przyznaje uprawnionym pracownikom i akcjonariuszom PKE, ESW, EnergiaPro i Enion (spółki konsolidowane) prawo nieodpłatnego nabycia akcji Spółki lub zamiany akcji pracowniczych (nieodpłatnie nabytych na podstawie Ustawy o Komerccjalizacji i Prywatyzacji) w spółkach konsolidowanych na akcje Spółki należące do Skarbu Państwa. Nieodpłatne nabycie akcji Spółki lub zamiana akcji następuje na wniosek uprawnionego pracownika lub akcjonariusza złożony w okresie wskazanym w Ustawie o Wymianie Akcji Pracowniczych i według parytetów zamiany ustalanych na podstawie zasad określonych w Ustawie o Wymianie Akcji Pracowniczych oraz rozporządzeniu Ministra Skarbu Państwa z dnia 19 lutego 2008 r. w sprawie sposobu określenia liczby akcji spółki konsolidującej podlegających zamianie i trybu dokonywania zamiany akcji lub prawa do akcji spółki konsolidowanej na akcje spółki konsolidującej (Dz.U. Nr 41, poz. 250, ze zm.).

W sierpniu 2009 r. rozpoczęto proces nieodpłatnego udostępnienia oraz zamiany akcji pracowniczych w spółkach konsolidowanych na akcje Spółki polegający na zawieraniu umów zamiany akcji z uprawnionymi pracownikami i akcjonariuszami spółek konsolidowanych. Według informacji posiadanych przez Spółkę, na dzień 30 kwietnia 2010 r., 25.387 dotychczasowych akcjonariuszy spółek konsolidowanych nabyło w procesie zamiany od Skarbu Państwa 1.744.225.535 akcji w kapitale zakładowym Spółki, co stanowi 12,5% kapitału zakładowego Spółki. Zarazem łączna liczba wydanych akcji stanowiła 92,96% ogólnej liczby akcji Spółki jako spółki konsolidującej, przeznaczonych do nieodpłatnego nabycia lub zamiany. Na dzień 30 kwietnia 2010 r. do dalszej zamiany w ramach procesu pozostawało 132.124,095 akcji w kapitale zakładowym Spółki należących do Skarbu Państwa i przeznaczonych dla 1.138 akcjonariuszy spółek konsolidowanych.

Zgodnie z harmonogramem ustalonym przez Spółkę i opublikowanym na jej stronie internetowej, proces zamiany akcji w PKE, ESW, Enion i EnergiaPro na akcje Spółki zakończy się w sierpniu 2010 r., przy czym przewidziany Ustawą o Wymianie Akcji Pracowniczych, ogólny termin do zamiany akcji spółek konsolidowanych na akcje Spółki lub do nieodpłatnego nabycia akcji Spółki upływa w dniu 12 lutego 2011 r. Ponadto, zgodnie z tą ustawą termin zamiany akcji lub nabycia nieodpłatnego akcji Spółki nie rozpoczyna się lub ulega przerwaniu w stosunku do spadkobierców zmarłych pracowników do czasu uprawomocnienia się stwierdzenia nabycia spadku.

13.19 Ochrona środowiska

Działalność Grupy TAURON jest ściśle związana z korzystaniem ze środowiska naturalnego. Grupa TAURON korzysta ze środowiska: (i) pobierając wodę z ujęć własnych, (ii) odprowadzając wodę opadową do ziemi, rowów melioracyjnych i rzek; (iii) odprowadzając ścieki do rzek; (iv) emitując zanieczyszczenia do atmosfery; (v) emitując hałas z linii energetycznych i stacji oraz (vii) wytwarzając odpady, w tym odpady niebezpieczne.

13.19.1 Pozwolenia

Zdaniem Grupy TAURON, Istotne Spółki Zależne działają co do zasady zgodnie z wszelkimi mającymi zastosowanie przepisami regulującymi korzystanie ze środowiska.

Obszar Wydobywanie

PKW dysponuje pozwoleniami na korzystanie ze środowiska naturalnego, które to pozwolenia wygasają pomiędzy 2012 a 2016 r. W szczególności PKW posiada pozwolenia sektorowe, niezbędne w celu prowadzenia działalności wydobywczej, obejmujące: gospodarke wodno-ściekową, gospodarowanie odpadami oraz emisję pyłów oraz gazów. Dodatkowo, PKW utworzyła fundusz likwidacji zakładu górnictwa oraz rezerwe na rekultywację terenu górnictwa (zgodnie z wymogami Prawa Geologicznego i Górnictwa opisanymi w Rozdziale 12.27 (Przepisy dotyczące sektora górnictwa)).

Obszar Wytwarzanie

Elektrownie i elektrociepłownie Istotnych Spółek Zależnych z Obszaru Wytwarzanie działają na podstawie pozwoleń, które wygasają pomiędzy 2013 a 2018 r. (PKE) lub pomiędzy 2014 a 2015 r. (ESW). W szczególności Istotne Spółki Zależne Obszaru Wytwarzanie posiadają pozwolenia zintegrowane określające: rodzaj i parametry instalacji, warunki wprowadzania do środowiska substancji i energii, dopuszczalnych rodzajów i ilości gazów i pyłów, zagadnienia z zakresu gospodarki wodnej (zużycie wody, wprowadzanie i odprowadzanie ścieków), gospodarowanie odpadami, dopuszczalnej wielkości poziomu hałasu, sposoby osiągnięcia wysokiego poziomu ochrony środowiska, sposoby zapobiegania występowaniu i ograniczenia skutków awarii, jak również wymogi informowania o wystąpieniu awarii, a także określające obowiązki w zakresie monitoringu: wody, ścieków i ochrony powietrza. Istotne Spółki Zależne z Obszaru Wytwarzania posiadają również stosowne pozwolenia sektorowe.

Obszar OZE

Elektrownie wodne Obszaru OZE działają w oparciu o decyzje, które wygasają pomiędzy 2011 a 2028 r. (Tauron Ekoenergia) lub w 2015 r. (Enion Energia). W szczególności Tauron Ekoenergia i Enion Energia posiadają niezbędne pozwolenia wodnoprawne na piętrzenie wód, wprowadzanie ścieków do wód oraz pobór wody.

Obszar Dystrybucji

Spółki z Obszaru Dystrybucji posiadają wymagane prawem pozwolenia i zezwolenia niezbędne dla prowadzenia ich podstawowej działalności. W szczególności posiadają one pozwolenia wodnoprawne na odprowadzanie ścieków do wód lub do ziemi, w tym pozwolenia na odprowadzanie oczyszczonych wód, wód opadowych i roztopowych do ziemi, na odprowadzanie oczyszczonych ścieków bytowych do ziemi, a także pozwolenia na wytwarzanie odpadów, w tym na wytwarzanie odpadów niebezpiecznych i innych niż niebezpieczne. Pozwolenia i zgody wygasają pomiędzy 2010 a 2019 r. Spółka, EnergiaPro Gigawat i, w zakresie działalności dotyczącej sprzedaży energii elektrycznej do klientów końcowych, Enion Energia nie posiadają żadnych pozwoleń na korzystanie ze środowiska.

W przypadku niektórych pozwoleń wodnoprawnych oraz pozwoleń na wytwarzanie odpadów, posiadanych przez Enion i Enion Energia, nie da się wykluczyć, że nie zostały one przeniesione na Enion, a następnie na Enion Energia, w momencie, gdy Enion połączył się z Beskidzką Energetyką S.A., Będzińskim Zakładem Energetycznym S.A., Zakładem Energetycznym Częstochowa S.A. oraz Zakładem Energetycznym Tarnów S.A. (30 czerwca 2004 r.). W 2007 r. Naczelny Sąd Administracyjny stwierdził, iż pozwolenia wydane po 1 stycznia 2001 r. nie są automatycznie przenaszalne na podstawie odpowiednich przepisów KSH, jeśli stosowne przepisy przewidują procedurę przeniesienia. Z uwagi na fakt, iż zarówno Prawo Ochrony Środowiska, jak i Prawo Wodne zawierają uregulowania dotyczące procedury przeniesienia pozwoleń, zgodnie z którymi strona zainteresowana może wnioskować o przeniesienie pozwolenia od innej strony na podstawie decyzji administracyjnej oraz zgody aktualnie uprawnionego z tytułu pozwolenia, to zgodnie z powołanym orzeczeniem, żadne pozwolenie wydane na podstawie Prawa Ochrony Środowiska i Prawa Wodnego nie może być przeniesione automatycznie na skutek połączenia czy podziału podmiotów. W konsekwencji Enion i Enion Energia mogą zostać zmuszone do zapłacenia podwyższonych opłat za korzystanie ze środowiska bez wymaganych pozwoleń. Spółka uważa, iż ewentualne uznanie przez organy państwowe, że Enion i Enion Energia nie posiadają niektórych pozwoleń na korzystanie ze środowiska, nie będzie miało istotnego niekorzystnego wpływu na Grupę TAURON.

Przed wygaśnięciem każdego z pozwoleń Grupa będzie wnioskowała o jego przedłużenie lub o wydanie nowej decyzji. Zdaniem Grupy TAURON powinna ona uzyskać przedłużenie istniejących pozwoleń lub ich zamienniki, a właściwe organy powinny takie pozwolenia wydać, o ile zostaną spełnione stosowne warunki.

13.19.2 Opłaty za korzystanie ze środowiska oraz koszty prac rekultywacyjnych

Najwyższe opłaty z tytułu korzystania ze środowiska ponoszą spółki z Obszaru Wytwarzanie. W okresie ostatnich trzech lat łączna kwota uiszczanych przez nie opłat za korzystanie ze środowiska wyniosła: 44.310,1 tys. zł w 2009 r., 46.792,3 tys. zł w 2008 r. oraz 67.897,3 tys. zł w 2007 r. Największy udział we wskazanych opłatach mają opłaty z tytułu emisji CO₂.

Łączna kwota opłat za korzystanie ze środowiska zapłacona przez PKW w okresie ostatnich trzech lat wyniosła: 3.583 tys. zł w 2009 r., 3.636 tys. zł w 2008 r. oraz 3.516 tys. zł w 2007 r. Największy udział we wskazanych opłatach mają opłaty z tytułu odprowadzenia wód dołowych do wód powierzchniowych.

W okresie ostatnich trzech lat obrotowych łączna kwota opłat za korzystanie ze środowiska zapłacona przez spółki Obszaru Dystrybucji wyniosła: 152,4 tys. zł w 2009 r., 174,0 tys. zł w 2008 r. oraz 185,4 tys. zł w 2007 r.

Spółki z Obszaru OZE nie poniosły opłat z tytułu korzystania ze środowiska w latach 2007–2009.

Dodatkowo, poza opłatami za korzystanie ze środowiska, Grupa ponosi wydatki w związku z rekultywacją terenu. Wydatki te wyniosły 119,9 tys. zł w 2009 r., 587,6 tys. zł w 2008 r. oraz 891,5 tys. zł w 2007 r.

W latach zakończonych 31 grudnia 2007, 2008 i 2009 Istotne Spółki Zależne były zobowiązane do zapłaty kar związanych z korzystaniem ze środowiska, jednak w ocenie Spółki wysokość nałożonych kar nie była istotna z punktu widzenia działalności Grupy.

13.19.3 Emisja zanieczyszczeń

Emisja CO₂

Działalność spółek z Obszaru Wytwarzanie jest przedmiotem ograniczeń związanych z dopuszczalnym poziomem emisji gazów, pyłów oraz innych substancji. Dotyczy to przede wszystkim: CO₂, SO₂, NO_x oraz pyłów.

Polskie przepisy, zgodnie z przepisami Prawa Europejskiego, przyznają poszczególnym wytwórcom przenaszalne uprawnienia do emisji CO₂. W latach 2008 do 2012 bezpłatnie przyznane limity są niższe o 10–15 procent od planowanych emisji.

W pierwszym okresie rozliczeniowym wspólnotowego systemu handlu emisjami, we wszystkich jednostkach wytwórczych Grupy TAURON wielkość umorzenia pokryła 100% ilości zweryfikowanych emisji.

	Poziom emisji CO ₂ w 2005 r.	Poziom emisji CO ₂ w 2006 r.	Poziom emisji CO ₂ w 2007 r.	Średnioroczny przydział uprawnień do emisji CO ₂ określony w KPRU I
Jaworzno	5.777.754	6.847.926	7.799.869	6.785.700
Łaziska	4.965.199	5.270.837	5.128.589	4.894.100
Łagisza	3.092.508	2.904.981	3.139.598	3.183.200
Siersza	2.725.654	2.667.650	2.971.110	2.885.000
Halemba	721.204	450.619	459.660	883.600
Błachownia	358.185	365.946	480.286	710.200
Stalowa Wola	1.198.573	1.233.105	1.234.427	1.392.800
EC Katowice	925.648	916.964	815.328	922.800
EC Bielsko-Biała	672.384	757.370	778.650	888.000
EC Tychy	455.895	486.573	408.842	459.500
Razem	20.893.004	21.901.971	23.216.359	23.004.900

W tabeli poniżej przedstawione zostały dane dotyczące emisji CO₂ w głównych obiektach Grupy TAURON w latach 2008–2009 (w odniesieniu do przyznanych nieodpłatnie uprawnień do emisji).

	Poziom emisji CO ₂ – wielkość umorzenia (Mg) w 2008 r.	Poziom emisji CO ₂ – wielkość umorzenia (Mg) w 2009 r.	Średnioroczny przydział uprawnień do emisji CO ₂ określony w KPRU II
Jaworzno	6.550.639	6.442.889	6.079.897
Łaziska	4.896.465	4.525.558	4.603.802
Łagisza	2.353.956	2.506.537	2.621.551
Siersza	2.512.477	1.718.169	2.400.053
Halemba	342.672	307.532	459.660
Błachownia	336.399	347.766	346.727
Stalowa Wola	1.175.209	1.107.982	1.025.950
EC Katowice	739.009	860.568	685.363
EC Bielsko-Biała	684.984	587.260	525.147
EC Tychy	386.242	319.802	335.302
EC Nowa	2.692.299	2.149.756	2.534.217
Razem	22.670.351	20.873.819	21.617.669

Źródło: Spółka

Emisja NO_x, SO₂ i innych substancji

Na dzień Prospektu wszystkie spółki z Grupy TAURON posiadają wszystkie istotne pozwolenia związane z emisją zanieczyszczeń innych niż CO₂, jak również spełniają kluczowe wymogi określone przepisami implementującymi Dyrektywę LCP. W szczególności aktywa wytwórcze Grupy TAURON korzystają z derogacji w zakresie standardów emisji SO₂ do 31 grudnia 2015 r., a część z nich będzie także korzystać z derogacji do 31 grudnia 2017 r. w zakresie standardów emisji NO_x opisanej w punkcie 12.22 (*Ograniczenia emisji SO₂, NO_x oraz pyłów*).

Z uwagi na dopuszczalne limity emisji SO₂ i NO_x określone w powołanych wyżej regulacjach oraz określone tam okresy derogacyjne, aby działalność poszczególnych jednostek była zgodna z wymogami, których okres derogacji upływa, odpowiednio, z końcem 2015 r. lub z końcem 2017 r., Grupa TAURON planuje (i) dokonać inwestycji opisanych w punkcie 13.4 (*Program inwestycyjny*), w szczególności

zainstalować urządzenia odazotowania w 10 jednostkach wytwórczych o mocy 200 MW w Elektrowniach Jaworzno III i Łaziska, lub (ii) dokonać wyłączenia pozostałych jednostek wytwórczych, które takich wymogów nie spełniają.

13.20 Ubezpieczenia

W Grupie TAURON nie jest obecnie prowadzona wspólna polityka ubezpieczeniowa w zakresie przedmiotu ubezpieczenia, sumy ubezpieczenia czy ubezpieczanych ryzyk. Każda ze spółek Grupy TAURON decyduje indywidualnie o zakresie i przedmiocie ochrony ubezpieczeniowej, opierając się na własnych doświadczeniach, w tym w szczególności dotyczących szkód i zdarzeń występujących w przeszłości.

Grupa TAURON współpracuje z największymi ubezpieczycielami działającymi na rynku polskim, w tym między innymi, z Powszechnym Zakładem Ubezpieczeń S.A., Towarzystwem Ubezpieczeń i Reasekuracji Warta S.A., Sopockim Towarzystwem Ubezpieczeń Ergo Hestia S.A. oraz Towarzystwem Ubezpieczeń Allianz Polska S.A., jak również Chartis Europe Spółka Akcyjna Oddział w Polsce. Najistotniejsze ubezpieczenia Grupy TAURON to ubezpieczenia zawierane, co do zasady, w koasekuracji dwóch lub więcej ubezpieczycieli.

Istotne Spółki Zależne Grupy TAURON ubezpieczają się przede wszystkim od następujących ryzyk:

- odpowiedzialności cywilnej z tytułu posiadanego mienia i prowadzonej działalności, w tym również (odpowiednio do profilu działalności) z tytułu szkód będących następstwem nagłego i przypadkowego zanieczyszczenia środowiska, niedostarczenia energii lub dostarczenia energii o niewłaściwych parametrach oraz z tytułu wprowadzania produktów do obrotu,
- ryzyka szkód w mieniu spowodowanych ogniem i innymi zdarzeniami losowymi (dotyczy to Istotnych Spółek Zależnych z Obszaru Wydobycie, Obszaru Wytwarzanie, Obszaru OZE i Obszaru Dystrybucji),
- ryzyka szkód elektrycznych w maszynach i urządzeniach elektrycznych (dotyczy to Istotnych Spółek Zależnych z Obszaru Wytwarzania i Obszaru OZE),
- ryzyka uszkodzenia maszyn i urządzeń,
- ryzyka uszkodzenia maszyn i urządzeń (dotyczy to Istotnych Spółek Zależnych z Obszaru Wytwarzanie i częściowo Obszaru Dystrybucji).

Dodatkowo, PKE ubezpiecza się od następujących ryzyk: (i) ryzyka utraty zysku wskutek ognia i innych zdarzeń losowych, (ii) ryzyka utraty zysku wskutek awarii, (iii) ryzyka budowy i montażu, (iv) ryzyka nagłych i niespodziewanych szkód majątkowych bezpośrednio spowodowanych atakami terroru powstałych w ubezpieczonym mieniu oraz ryzyko utraty zysku z powodu przerwy w działalności spowodowanej takimi atakami.

PKW ubezpiecza również ryzyko szkód w niektórych urządzeniach powstałych w następstwie pożaru podziemnego, wybuchu, łąpania, wyrzutu gazów lub skał oraz wylewu wód podziemnych.

Zdaniem Spółki, zakres ochrony ubezpieczeniowej Grupy TAURON jest zgodny z praktyką stosowaną przez inne podmioty działające w sektorze elektroenergetycznym w Polsce.

13.21 Istotne Postępowania

13.21.1 Wstęp

Grupa TAURON jest stroną wielu postępowań sądowych, arbitrażowych i administracyjnych. Typowe postępowania sądowe, w których uczestniczą spółki Grupy TAURON to, między innymi: (i) postępowania dotyczące sprzedaży i dystrybucji energii elektrycznej, (ii) postępowania o opłaty należne z tytułu usług świadczonych przez Grupę, (iii) spory o wynagrodzenie za korzystanie z nieruchomości bez tytułu prawnego, (iv) spory o tytuł prawny do nieruchomości; (v) postępowania dotyczące usunięcia elementów sieci dystrybucyjnej z nieruchomości będących własnością osób trzecich, (vi) spory o odszkodowanie z tytułu szkodliwego wpływu pól magnetycznych, (vii) spory o odszkodowanie za koszty poniesione przez osoby trzecie w związku z podłączeniem do sieci dystrybucyjnej Grupy, oraz (viii) postępowania w przedmiocie roszczeń pracowniczych. Powyższe postępowania mają charakter typowy, powtarzalny i nie posiadają istotnego znaczenia dla Grupy TAURON.

Poza postępowaniami wymienionymi powyżej, Grupa TAURON jest stroną postępowań dotyczących korzystania z gruntów w celu prowadzenia działalności dystrybucyjnej bez tytułu umownego oraz bez wynagrodzenia za takie korzystanie, które wprawdzie nie należą do istotnych z uwagi na swoją wartość, ale mogą w przyszłości niekorzystnie wpłynąć na Grupę TAURON. Grupa szacuje, że większość należących do niej sieci dystrybucyjnych jest położona na terenie nieruchomości, do których Grupa nie posiada tytułu prawnego (własność, prawo użytkowania wieczystego, służebność, prawo użytkowania, najem albo inny tytuł wynikający z umowy). Obecnie spółki z Obszaru Dystrybucji są stroną około 320 postępowań sądowych dotyczących korzystania z nieruchomości bez tytułu umownego, a wartość tych postępowań wynosi 22.420,0 tys. zł. W latach 2007–2009 łączna wartość zapłaconego przez Grupę wynagrodzenia z tytułu korzystania z nieruchomości bez tytułu prawnego (zarówno jeżeli chodzi o wynagrodzenie za korzystanie w przeszłości, jak również o wynagrodzenie za ustanowienie tytułu prawnego w celu umożliwienia prowadzenia działalności dystrybucyjnej) wyniosła 4.388,3 tys. zł.

Grupa TAURON jest również stroną wielu postępowań administracyjnych dotyczących, między innymi: (i) wykonywania nałożonego przez Prawo Energetyczne obowiązku nabywania energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji oraz nałożenia kar z tego tytułu (postępowania przed Prezesem URE); (ii) uzyskiwania w toku normalnej działalności oraz na potrzeby prowadzonych inwestycji pozwoleń, zgód oraz innych decyzji administracyjnych; jak również (iii) zarzucanych naruszeń praw konsumentów lub praktyk monopolistycznych.

W kilku przypadkach Prezes UOKiK nałożył kary na Istotne Spółki Zależne Grupy TAURON, stwierdziwszy, iż miały miejsce praktyki naruszające prawa konsumentów lub monopolistyczne.

Postępowania, które są lub mogą być istotne dla Grupy TAURON, zostały opisane poniżej. Zdaniem Spółki, postępowaniami, które są lub mogą być istotne dla Grupy TAURON, są postępowania, których stroną jest Spółka lub którakolwiek z Istotnych Spółek Zależnych, o wartości przedmiotu sporu przekraczającej 10% wartości aktywów własnych Grupy TAURON na koniec 2009 r. lub których rozstrzygnięcie może mieć znaczący negatywny wpływ na działalność Grupy TAURON. Ponadto, Spółka traktuje jako istotne postępowania prowadzone przez organy państwowe przeciwko Spółce lub Istotnym Spółkom Zależnym ze względu na zarzut naruszenia prawa przez Spółkę lub Istotne Spółki Zależne, jeżeli negatywne rozstrzygnięcie takich postępowań może skutkować istotnymi sankcjami ekonomicznymi. Do takich postępowań należą przede wszystkim postępowania wszczęte przeciwko Spółce lub Istotnym Spółkom Zależnym przez Prezesa URE lub Prezesa UOKiK, jak również postępowania dotyczące zobowiązań podatkowych Spółki lub Istotnych Spółek Zależnych.

Poza postępowaniami opisanymi poniżej, w okresie ostatnich dwunastu miesięcy Grupa TAURON nie była stroną ani uczestnikiem żadnych innych postępowań administracyjnych, sądowych czy arbitrażowych, które mogłyby mieć istotny wpływ lub miały w ostatnim czasie istotny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy TAURON. Ponadto, poza postępowaniami opisanymi poniżej, Grupa TAURON nie jest stroną ani nie posiada wiedzy o żadnych toczących się lub grożących jej postępowaniach, które mogłyby mieć istotny wpływ na jej działalność, kondycję finansową czy wyniki.

13.21.2 Postępowania sądowe i arbitrażowe toczące się w ciągu ostatnich 12 miesięcy przed dniem Prospektu

Postępowania dotyczące KDT

W dniu 31 lipca 2009 r. Prezes URE wydał decyzję w sprawie korekty kosztów osieroconych PKE za 2008 r., nakładającą na PKE obowiązek zwrotu kwoty 159.508 tys. zł z kwoty zaliczki na poczet rekompensaty na pokrycie kosztów osieroconych w wysokości 192.163,0 tys. zł za 2008 r. Zgodnie z Ustawą o Rozwiązaniu KDT, decyzja Prezesa URE była natychmiast wykonalna. W dniu 19 sierpnia 2009 r. PKE wniosło odwołanie od decyzji, w którym zażądało zmiany decyzji Prezesa URE, uchylecia obowiązku zwrotu kwoty 159.508,1 tys. zł, a także przyznania PKE dodatkowo kwoty 79.088,0 tys. zł, z uwagi na fakt, iż zdaniem PKE koszty osierocone w 2008 r. były wyższe niż zaliczka otrzymana w 2008 r. na poczet rekompensaty. W odwołaniu PKE wniosło, aby obowiązek zwrotu kwoty wskazanej powyżej został zawieszony do czasu wydania ostatecznego rozstrzygnięcia w sprawie. W dniu 23 września 2009 r., Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów, wydał postanowienie, na mocy którego obowiązek zapłaty kwoty 79.754 tys. zł został zawieszony do czasu ostatecznego rozpatrzenia odwołania PKE. W dniu 26 maja 2010 r. Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów wydał wyrok uwzględniający odwołanie PKE od decyzji Prezesa URE, zgodnie z którym: (i) uchylono obowiązek zwrotu części otrzymanej przez PKE zaliczki za 2008 r. w kwocie 159,5 mln zł, oraz (ii) przyznano dodatkowo na rzecz PKE kwotę 79,1 mln zł. Wyrok jest nieprawomocny, co oznacza, że przysługuje od niego apelacja. Na dzień Prospektu, nie można przesądzić, jaki będzie ostateczny wynik sporu.

Postępowania dotyczące decyzji o nałożeniu kar pieniężnych przez Prezesa URE

W grudniu 2008 r. Prezes URE wydał decyzję dotyczącą niewywiązania się przez PKE w 2006 r. z obowiązku nabycia oferowanej energii wytworzonej w kogeneracji w źródłach przyłączonych do sieci na terytorium Polski, nakładającą na PKE karę pieniężną w wysokości 6.136,0 tys. zł. W styczniu 2009 r. PKE odwołało się od decyzji Prezesa URE do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Podobna decyzja została wydana przez Prezesa URE w stosunku do Enion Energii, odnośnie niewywiązania się przez Enion w 2006 r. z obowiązku nabycia oferowanej energii wytworzonej w kogeneracji w źródłach energii przyłączonych do sieci na terytorium Polski, a Enion Energia została obciążona karą pieniężną w wysokości 9.611,9 tys. zł. Enion Energia odwołała się od powyższej decyzji, podnosząc, iż obowiązek nabywania oferowanej energii wytworzonej w kogeneracji został nałożony na Enion, natomiast ani taki obowiązek, ani odpowiedzialność za jego niewykonanie nie zostały przeniesione na Enion Energia w wyniku wydzielenia Enion Energii z Enion, które miało miejsce w 2007 r. Prezes URE uznał zarzuty Enion Energia za uzasadnione i uchylił decyzję. Jednakże nie można wykluczyć, że w przyszłości Prezes URE zadecyduje o wszczęciu postępowania przeciwko Enion i nałoży karę pieniężną w związku z niewywiązaniem się z obowiązku nabycia oferowanej energii wytworzonej w kogeneracji w 2006 r. na Enion.

Ponadto, w związku z zaistniałymi przerwami w dostarczaniu energii elektrycznej, w marcu 2010 r. Prezes URE wszczął z urzędu trzy postępowania w sprawie wymierzenia kar pieniężnych wobec Enion: (i) postępowanie wszczęte w związku z możliwym naruszeniem warunków i kryteriów niezależności operatora systemu dystrybucyjnego określonych w Prawie Energetycznym, (ii) postępowanie wszczęte w związku z możliwością zaistnienia w prowadzonej przez Enion działalności koncesjonowanej nieprawidłowości polegających na nieutrzymywaniu w należyтым stanie technicznym obiektów, instalacji i urządzeń, (iii) postępowanie wszczęte w związku z ujawnieniem nieprawidłowości dotyczących stosowania taryfy niezgodnie z określonymi w niej warunkami, tj. odmowie uznania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej jako podstawy do udzielenia bonifikat w odniesieniu do klientów posiadających umowy kompleksowe z Enion Energia. Dodatkowo, również z uwagi na zaistniałe przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, w marcu 2010 r. Prezes URE wszczął z urzędu postępowanie w sprawie nałożenia kary pieniężnej na Enion Energia w związku z ujawnieniem w ramach prowadzonej działalności naruszenia prawa polegającego na stosowaniu taryfy niezgodnie z określonymi w niej warunkami dotyczącymi udzielania bonifikat z tytułu przerw w dostawie energii elektrycznej. Zwracamy uwagę, iż w razie stwierdzenia naruszeń stanowiących przedmiot powyższych postępowań, Prezes URE będzie uprawniony do nałożenia na Enion i Enion Energia kar pieniężnych do wysokości nie przekraczającej 15% przychodu określonej spółki uzyskanego z działalności koncesjonowanej osiągniętego w poprzednim roku podatkowym.

Postępowanie przed Sądem Ochrony Konkurencji i Konsumentów

W ciągu ostatnich 12 miesięcy do chwili obecnej, Enion jest stroną 2 postępowań sądowych wszczętych w związku z odwołaniami od decyzji Prezesa UOKiK, w których Prezes UOKiK uznał, iż Enion nadużył swej pozycji dominującej na rynku lokalnym oraz iż naruszył zbiorowe interesy konsumentów i w obu przypadkach nałożył na Enion kary pieniężne. Wartość łączna kar pieniężnych, nałożonych w drodze decyzji kończących oba te postępowania na etapie administracyjnym, od których Enion wniósł odwołania do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, wynosi 15.850 tys. zł.

Postępowania przedsądowe

W styczniu 2010 r. Kompania Węglowa wszczęła postępowanie przedsądowe przeciwko PKE w celu zawarcia ugody w sprawie podatku akcyzowego w kwocie 72.723,2 tys. zł zapłaconego przez Kompanię Węglową za energię elektryczną sprzedaną przez PKE. Do zawarcia ugody nie doszło i w konsekwencji Kompania Węglowa może wnieść powództwo przeciwko PKE. Roszczenie Kompanii Węglowej odnosi się do kwestionowanego podatku akcyzowego poniesionego przez spółki Obszaru Wytwarzanie od hurtowego obrotu energią w latach 2006–2009 (patrz punkt 12.28.8 (*Ustawa o Podatku Akcyzowym*)), który to podatek akcyzowy został w cenie energii elektrycznej przeniesiony na klientów końcowych. Kompania Węglowa stoi na stanowisku, iż ponieważ PKE zgodnie z prawem Unii Europejskiej nie było zobowiązane do zapłaty podatku akcyzowego (pomimo że zapłaciło ten podatek właściwym organom podatkowym), Kompania Węglowa nie może być nim obciążana.

Pismem z dnia 27 listopada 2009 r. Spółka została zawiadomiona przez Lożę A5 Sp. z o.o. z siedzibą w Gdańsku do próby ugodowej w sprawie o zapłatę kwoty 402.600,00 zł, w tym 305.000,00 zł tytułem odszkodowania i wynagrodzenia za bezumowne korzystanie z dzieła wykonanego przez tę spółkę. Dziełem tym była m.in. zmianą graficznego znaku TAURON na znak „TAURON Polska Energia”. Wobec faktu, że Spółka odstąpiła od umowy z wykonawcą znaku, to zdaniem tegoż wykonawcy korzysta ona bez podstawy prawnej ze znaku słownego TAURON Polska Energia. W ocenie Spółki roszczenia te są bezpodstawne, albowiem znak TAURON powstał w wykonaniu umowy z dnia 8 sierpnia 2007 r., z której świadczenia obydwu stron zostały spełnione. Spółka odmówiła zawarcia ugody. Do dnia sporządzenia niniejszego pisma Spółka nie otrzymała żadnej informacji, z której wynikałoby, iż Loża A5 Sp. z o.o. wystąpiła na drogę sądową z jakimkolwiek powództwem przeciwko Spółce dotyczącym korzystania ze znaku słownego „TAURON Polska Energia”.

13.21.3 Postępowanie przed Prezesem UOKiK

Na dzień Prospektu EnergiaPro jest stroną 4 postępowań wyjaśniających, prowadzonych przez Prezesa UOKiK. Przedmiotem powyższych postępowań są zarzuty nadużywania przez EnergięPro pozycji dominującej na lokalnym rynku dystrybucji energii elektrycznej oraz naruszania zbiorowych interesów konsumentów. Nie można wykluczyć sytuacji, w której postępowanie wyjaśniające doprowadzi w przyszłości do wszczęcia przez Prezesa UOKiK postępowania administracyjnego przeciwko Grupie TAURON, które może mieć charakter istotny.

W latach 2007–2009 Prezes UOKiK nałożył kary pieniężne na spółki należące do Grupy TAURON o łącznej wartości 16.204,6 tys. zł, z których Grupa zapłaciła na podstawie ostatecznych decyzji lub orzeczeń kwotę w wysokości 354,6 tys. zł. W stosunku do pozostałej kwoty w wysokości 15.850 tys. zł postępowania przed Prezesem UOKiK i właściwymi sądami są nadal w toku.

13.21.4 Postępowania związane z podatkiem akcyzowym odprowadzonym przez spółki Obszaru Wytwarzanie

Zasady opodatkowania energii elektrycznej w Unii Europejskiej określa dyrektywa Rady 2003/96/EC z 27 października 2003 w sprawie restrukturyzacji wspólnotowych przepisów ramowych dotyczących opodatkowania produktów energetycznych i energii elektrycznej (zmieniona dyrektywą Rady 2004/74/EC). Polska została zobowiązana, aby implementować powyższą dyrektywę w dniu, lub przed dniem 1 stycznia 2006 r., lecz implementowała ją dopiero 1 marca 2009 r.

Zdaniem Grupy na podstawie wspomnianej dyrektywy, jedynie sprzedaż energii elektrycznej końcowym użytkownikom podlega opodatkowaniu podatkiem akcyzowym, podczas gdy handel energią elektryczną nie powinien być opodatkowany. Zgodnie z polskim prawem podatkowym obowiązującym w okresie pomiędzy 1 stycznia 2006 r. a 1 marca 2009 r., spółki z branży wytwórczej były zobowiązane do zapłacenia podatku akcyzowego za sprzedaż hurtową energii elektrycznej. W rezultacie, Spółka jest zdania, iż polskie regulacje podatkowe dotyczące podatku akcyzowego należnego za sprzedaż energii elektrycznej nie są zgodne z właściwymi regulacjami unijnymi. Ten brak zgodności został potwierdzony w wyroku Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości z dnia 12 lutego 2009 r. oraz w uchwale Naczelnego Sądu Administracyjnego z dnia 13 lipca 2009 r. podjętej w składzie siedmiu sędziów.

Wszystkie spółki Obszaru Wytwarzanie Grupy TAURON (z wyjątkiem EC Nowa) złożyły wniosek o zwrot podatku akcyzowego za okres od stycznia 2006 r. do lutego 2009 r. wraz z odsetkami. Całkowita nadpłata podatku, która miałaby zostać zwrócona Grupie TAURON, może wynieść w przybliżeniu 909,515 mln zł, bez wliczania odsetek od kwoty nadpłaty (wytwórcy są uprawnieni do odsetek od kwoty nadpłaty podatku, naliczonych od daty uiszczenia podatku, w przypadku gdyby podatek ten został uznany za nadpłacony). W przypadku gdy nadpłata podatku akcyzowego zostanie potwierdzona i zwrócona, wówczas zredukowana również zostanie podstawa naliczania podatku VAT. W konsekwencji spółki wytwórcze Grupy TAURON będą miały możliwość żądania zwrotu nadpłaty podatku akcyzowego i zwrotu nadpłaconego podatku VAT. Postępowania wszczęte na podstawie powyższych wniosków wciąż toczą się przed organami podatkowymi, a w przypadku EC Tychy – przed właściwym sądem administracyjnym.

Dodatkowo, we wrześniu 2007 r., styczniu 2008 r. oraz marcu 2008 r. PKE złożyła pięć wniosków o zwrot podatku akcyzowego zapłaconego za energię elektryczną wytworzoną w współspalaniu biomasy w łącznej wysokości 8.085,6 tys. zł. Zdaniem PKE, energia elektryczna wytworzona w taki sposób jest zwolniona z podatku akcyzowego proporcjonalnie do ilości energii elektrycznej wytworzonej w takim współspalaniu. Wszystkie wnioski PKE o zwrot podatku akcyzowego zostały oddalone przez organy celne. PKE złożyła skargę na decyzje organów celnych do sądów administracyjnych. W trzech przypadkach sądy administracyjne uchylili decyzje organów celnych i skierowały sprawy do ponownego rozpoznania. W pozostałych dwóch przypadkach postępowania nadal trwają.

13.21.5 Postępowania dotyczące podatku od nieruchomości

PKW prowadzi z organami podatkowymi spory dotyczące podstawy wymiaru podatku od nieruchomości. Organy podatkowe w sposób konsekwentny utrzymują, iż PKW jest zobowiązana uiszczać podatek od nieruchomości od wszelkich instalacji umieszczonych w podziemnych obiektach kopalnianych. PKW jest stroną trzech sporów związanych z określeniem wymiaru podatku od nieruchomości: dwóch postępowań dotyczących 2004 r. – jednego postępowania wszczętego przez gminę Jaworzno, a drugiego postępowania wszczętego przez gminę Libiąż oraz jednego postępowania dotyczącego 2003 r. wszczętego przez gminę Jaworzno. Łączna kwota wszystkich postępowań to 748,6 tys. zł. PKW złożyło odwołanie od decyzji nakładającej na PKW obowiązek uiszczenia podatku od nieruchomości, jednak odwołanie odnoszące się do decyzji dotyczącej podatku za 2004 r. zostało oddalone. PKW złożyło skargę do sądu administracyjnego, który zawiesił postępowanie na czas oczekiwania na odpowiedź polskiego Trybunału Konstytucyjnego w kwestii zgodności z Konstytucją przepisów prawa podatkowego w sprawie kwestii podatku od nieruchomości. PKW przewiduje, iż łączna kwota należna z tytułu podatku od nieruchomości za lata 2005–2009 może wynieść 14.552 tys. zł.

13.22 Nieruchomości i inne składniki majątkowe

Do najistotniejszych środków trwałych Grupy TAURON należą: (i) aktywa wytwórcze spółek Obszaru Wytwarzania, opisane w punkcie 13.8.3 (*Aktywa wytwórcze*), (ii) majątek dystrybucyjny spółek Obszaru Dystrybucji opisany w punkcie 13.10.3 (*Aktywa dystrybucyjne*) oraz (iii) nieruchomości Grupy TAURON.

Na dzień niniejszego Prospektu Grupa TAURON jest w posiadaniu wielu nieruchomości w oparciu o przysługujące jej prawa rzeczowe (prawo własności, prawo użytkowania wieczystego oraz służebności) lub zawarte umowy cywilnoprawne (głównie najem i dzierżawa). Najistotniejszymi nieruchomościami Grupy TAURON są nieruchomości opisane poniżej.

13.22.1 Obszar Wydobycie

PKW jest posiadaczem nieruchomości o łącznej powierzchni ok. 270 ha. Istotnymi nieruchomościami Obszaru Wydobycie są nieruchomości, na których położone są naziemne składniki majątkowe tej spółki związane z działalnością wydobywczą, w tym w szczególności budynki naszybi i maszyn wyciągowych 10 szybów, budynki wlotów do upadowych, budynki rozdzielni głównych, obiekty Zakładów Przeróbki Mechanicznej Węgla, osadniki wód dołowych, składowisko odpadów wydobywczych oraz bocznice kolejowe. Istotne nieruchomości Obszaru Wydobycie obejmują nieruchomości położone w obrębie Zakładu Górniczego Janina w Libiążu oraz Zakładu Górniczego Sobieski w Jaworznie.

W stosunku do istotnych nieruchomości o łącznym obszarze ok. 23 ha PKW posiada prawo własności lub współwłasności, zaś w stosunku do ok. 185 ha istotnych nieruchomości PKW przysługuje prawo użytkowania wieczystego. Prawo użytkowania wieczystego przysługujące PKW w stosunku do większości istotnych nieruchomości Obszaru Wydobycie wygasa w 2089 r. Zgodnie z przepisami prawa regulującymi prawo użytkowania wieczystego, w ciągu ostatnich pięciu lat przed upływem wyżej wymienionego terminu PKW może zażądać przedłużenia użytkowania wieczystego na dalszy okres od 40 do 99 lat.

Ponadto na terenie Zakładu Górniczego Sobieski PKW korzysta z nieruchomości osób trzecich na podstawie umów dzierżawy, których przedmiotem jest torowisko oraz umów użyczenia, których przedmiotem jest wjazd na odsiarczalnię, wlot kanału odpływowego z osadnika wód dołowych do rzeki Przemszy oraz teren pod projektowany szyb „Grzegorz”.

Obciążenia – Zakład Górniczy Sobieski

Na nieruchomościach istotnych Obszaru Wydobycie wchodzących w skład Zakładu Górniczego Sobieski ustanowione zostały 2 hipoteki łączne na rzecz Banku Polska Kasa Opieki S.A. z siedzibą w Warszawie, o łącznej wartości wynoszącej 54.596.806 zł. Ponadto, jedna z nieruchomości istotnych należących do Zakładu Górniczego Sobieski obciążona jest hipoteką przymusową w kwocie 98.098,90 zł na rzecz gminy Jaworzno. Hipoteka ta została ustanowiona w związku z postępowaniem wszczętym przez gminę Jaworzno, opisanym w punkcie 13.21.5 (*Postępowania dotyczące podatku od nieruchomości*).

Poza wskazanymi powyżej hipotekami, nieruchomości istotne Obszaru Wydobycie wchodzące w skład Zakładu Górniczego Sobieski nie są obciążone służebnościami ani innymi ograniczonymi prawami rzeczowymi na rzecz osób trzecich.

Obciążenia – Zakład Górniczy Janina

Na nieruchomościach istotnych Obszaru Wydobycie wchodzących w skład Zakładu Górniczego Janina ustanowione zostały następujące obciążenia hipoteczne: (i) 3 hipoteki łączne na rzecz ING Banku Śląskiego S.A. z siedzibą w Katowicach, o łącznej wartości wynoszącej

100.440.000 zł; (ii) hipoteka przymusowa kaucyjna do kwoty 516.484,30 zł na rzecz gminy Libiąż (obciążająca jedną nieruchomości); hipoteka ta została ustanowiona w związku z postępowaniem wszczętym przez gminę Libiąż, opisanym w punkcie 13.21.5 (*Postępowania dotyczące podatku od nieruchomości*); oraz (iii) 2 hipoteki łączne na rzecz Banku Polska Kasa Opieki S.A. z siedzibą w Warszawie, o łącznej wartości wynoszącej 54.596.806 zł (obciążające jedną nieruchomości wchodzących w skład Zakładu Górniczego Janina i współobciążające kilka nieruchomości wchodzących w skład Zakładu Górniczego Sobieski).

Poza wskazanymi powyżej hipotekami, nieruchomości istotne Obszaru Wydobycie wchodzące w skład Zakładu Górniczego Janina obciążone są 2 służebnościami przejazdu i przechodu. Ponadto, w księdze wieczystej prowadzonej dla jednej z nieruchomości należących do Zakładu Górniczego Janina znajduje się ostrzeżenie o wszczęciu postępowania wywłaszczeniowego, jednak wpis ten ma charakter jedynie historyczny i pozostaje bez wpływu na stan prawny nieruchomości.

Obciążenia ustanowione na nieruchomościach istotnych Obszaru Wydobycie nie wpływają negatywnie na działalność prowadzoną przez ten Obszar.

13.22.2 Obszar Wytwarzanie

Istotne Spółki Zależne Obszaru Wytwarzanie, to jest PKE i ESW, są posiadaczami nieruchomości o łącznej powierzchni ok. 1475 ha, przy czym wyliczenie to nie uwzględnia nieruchomości, do których spółki te nie posiadają tytułu prawnego, a na których posadowiona jest infrastruktura liniowa tych spółek. Istotnymi nieruchomościami Obszaru Wytwarzanie są nieruchomości, na których położone są aktywa wytwórcze tych spółek, w tym w szczególności bloki energetyczne, składające się z kotłów i turbozespołów wraz z elektrofiltrami i urządzeniami pomocniczymi, takimi jak układ nawęglania, układ gospodarki wodnej, place składowe węgla, składowiska popiołu oraz bocznice kolejowe.

PKE i ESW są właścicielami istotnych nieruchomości o łącznym obszarze ok. 20 ha i użytkownikami wieczystymi istotnych nieruchomości o łącznym obszarze ok. 1173 ha. Prawo użytkowania wieczystego przysługujące PKE i ESW w stosunku do większości istotnych nieruchomości Obszaru Wytwarzanie wygasa w 2089 r. Zgodnie z przepisami prawa regulującymi prawo użytkowania wieczystego, w ciągu ostatnich pięciu lat przed upływem wyżej wymienionego terminu, użytkownik wieczysty tych nieruchomości (PKE lub ESW) może zażądać przedłużenia użytkowania wieczystego na dalszy okres od 40 do 99 lat.

Ponadto część nieruchomości istotnych, na których znajdują się pompownia wody rzecznej, teren zajęty przez ujęcie brzegowe wody rzecznej oraz budynek wyjściowy magistrali c.o. na terenie Zespołu Elektrociepłowni Bielsko-Biała PKE posiada na podstawie umów dzierżawy oraz użyczenia. Podobnie część nieruchomości istotnych, na których znajduje się rurociąg ścieków oczyszczonych oraz dwa ujęcia wody kopalnianej Elektrowni Łaziska, PKE posiada na podstawie umów najmu i dzierżawy.

Obciążenia – Elektrownia Jaworzno III

Na nieruchomościach istotnych Obszaru Wytwarzanie wchodzących w skład Elektrowni Jaworzno III ustanowione zostały następujące obciążenia hipoteczne: (i) 2 hipoteki łączne na rzecz Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Warszawie, o łącznej wartości wynoszącej 528.000.000 zł; (ii) 2 hipoteki łączne na rzecz Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Katowicach, o łącznej wartości wynoszącej 52.000.000 zł; (iii) 2 hipoteki łączne na rzecz Banku Ochrony Środowiska S.A. z siedzibą w Warszawie, o łącznej wartości wynoszącej 78.000.000 zł; oraz (iv) 6 hipotek łącznych na rzecz Obligatariuszy Serii I–VI Obligacji wyemitowanych przez PKE, o łącznej wartości wynoszącej 1.170.865.000 zł.

Poza wskazanymi powyżej hipotekami, nieruchomości istotne Obszaru Wytwarzanie wchodzące w skład Elektrowni Jaworzno III nie są obciążone służebnościami ani innymi ograniczonymi prawami rzeczowymi na rzecz osób trzecich.

Obciążenia – Elektrownia Łągisza

Na nieruchomościach istotnych Obszaru Wytwarzanie wchodzących w skład Elektrowni Łągisza ustanowione zostały następujące obciążenia hipoteczne: (i) 2 hipoteki łączne na rzecz Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Warszawie, o łącznej wartości wynoszącej 528.000.000 zł; (ii) 2 hipoteki łączne na rzecz Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Katowicach, o łącznej wartości wynoszącej 52.000.000 zł; (iii) 2 hipoteki łączne na rzecz Banku Ochrony Środowiska S.A. z siedzibą w Warszawie, o łącznej wartości wynoszącej 78.000.000 zł; oraz (iv) 6 hipotek łącznych na rzecz Obligatariuszy Serii I–VI Obligacji wyemitowanych przez PKE, o łącznej wartości wynoszącej 1.170.865.000 zł.

Poza wskazanymi powyżej hipotekami, nieruchomości istotne Obszaru Wytwarzanie wchodzące w skład Elektrowni Łągisza nie są obciążone służebnościami ani innymi ograniczonymi prawami rzeczowymi na rzecz osób trzecich.

Obciążenia – Elektrownia Halemba

Na nieruchomościach istotnych Obszaru Wytwarzanie wchodzących w skład Elektrowni Halemba ustanowione zostały 3 służebności przejazdu i przechodu.

Nieruchomości istotne Obszaru Wytwarzanie wchodzące w skład Elektrowni Halemba nie są obciążone jakimikolwiek hipotekami.

Obciążenia – Elektrownia Siersza

Na nieruchomościach istotnych Obszaru Wytwarzanie wchodzących w skład Elektrowni Siersza ustanowione zostały następujące obciążenia hipoteczne: (i) hipoteka na rzecz Banku Przemysłowo-Handlowego S.A. z siedzibą w Krakowie, o wartości 124.000.000 USD; oraz (ii) hipoteka na rzecz Powszechnej Kasy Oszczędności Banku Państwowego S.A., V Oddział w Krakowie, o wartości wynoszącej 260.000.000 zł.

Poza wskazanymi powyżej hipotekami, nieruchomości istotne Obszaru Wytwarzanie wchodzące w skład Elektrowni Siersza nie są obciążone służebnościami ani innymi ograniczonymi prawami rzeczowymi na rzecz osób trzecich. W księdze wieczystej prowadzonej dla jednej z nieruchomości należących do Elektrowni Siersza znajduje się ostrzeżenie o wszczęciu postępowania wywłaszczeniowego, jednak wpis ten ma charakter historyczny i pozostaje bez wpływu na stan prawny nieruchomości.

Obciążenia – Elektrownia Łaziska

Na nieruchomościach istotnych Obszaru Wytwarzanie wchodzących w skład Elektrowni Łaziska ustanowione zostały następujące obciążenia hipoteczne: (i) hipoteka na rzecz Banku Przemysłowo-Handlowego S.A. z siedzibą w Krakowie, o wartości 101.578.000 zł; oraz (ii) hipoteka na rzecz Banku PEKAO S.A. z siedzibą w Warszawie, o wartości wynoszącej 304.381.000 zł.

Poza wskazanymi powyżej hipotekami, nieruchomości istotne Obszaru Wytwarzanie wchodzące w skład Elektrowni Łaziska nie są obciążone służebnościami ani innymi ograniczonymi prawami rzeczowymi na rzecz osób trzecich. W niektórych księgach wieczystych prowadzonych dla nieruchomości istotnych Obszaru Wytwarzanie wchodzących w skład Elektrowni Łaziska znajdują się wpisy ostrzeżeń oraz ciężarów osobistych przeniesione z historycznych ksiąg wieczystych, jednak wpisy te pozostają bez wpływu na stan prawny nieruchomości.

Obciążenia – Elektrownia Blachownia

Na nieruchomościach istotnych Obszaru Wytwarzanie wchodzących w skład Elektrowni Blachownia nie zostały ustanowione żadne obciążenia.

Obciążenia – Elektrociepłownia Katowice

Na nieruchomościach istotnych Obszaru Wytwarzanie wchodzących w skład Elektrociepłowni Katowice ustanowione zostały następujące obciążenia hipoteczne: (i) hipoteka na rzecz Banku Przemysłowo-Handlowego S.A. z siedzibą w Krakowie, o wartości 78.128.400 zł; (ii) hipoteka na rzecz ING Banku Śląskiego S.A. z siedzibą w Katowicach, o wartości wynoszącej 106.755.600 zł; (iii) hipoteka na rzecz Banku Zachodniego WBK S.A. z siedzibą we Wrocławiu, o wartości wynoszącej 58.526.600 zł; (iv) hipoteka na rzecz Kredyt Banku – PBI S.A. z siedzibą w Warszawie, o wartości wynoszącej 87.926.400 zł; (v) hipoteka na rzecz Powszechnej Kasy Oszczędności Banku Państwowego S.A. z siedzibą w Warszawie, o wartości wynoszącej 94.572.000 zł; oraz (vi) hipoteka o wartości wynoszącej 50 groszy (przeniesiona z historycznej księgi wieczystej).

Poza wskazanymi powyżej hipotekami, nieruchomości istotne Obszaru Wytwarzanie wchodzące w skład Elektrociepłowni Katowice nie są obciążone służebnościami ani innymi ograniczonymi prawami rzeczowymi na rzecz osób trzecich. W niektórych księgach wieczystych prowadzonych dla nieruchomości istotnych Obszaru Wytwarzanie wchodzących w skład Elektrociepłowni Katowice znajdują się wpisy ciężarów osobistych przeniesione z historycznych ksiąg wieczystych, jednak wpisy te pozostają bez wpływu na stan prawny nieruchomości.

Obciążenia – Elektrociepłownia Bielsko-Biała

Na nieruchomościach istotnych Obszaru Wytwarzanie wchodzących w skład Elektrociepłowni Bielsko-Biała ustanowione zostały 4 służebności przejazdu i przechodu oraz jedna służebność kanalizacji sanitarnej i technologicznej. Ponadto, w księgach wieczystych prowadzonych dla dwóch istotnych nieruchomości należących do Obszaru Wytwarzanie wchodzących w skład Elektrociepłowni Bielsko-Biała znajdują się ostrzeżenia o wszczęciu postępowania wywłaszczeniowych, jednak wpisy te mają charakter historyczny i pozostają bez wpływu na stan prawny nieruchomości.

Nieruchomości istotne należące do Obszaru Wytwarzanie wchodzące w skład Elektrociepłowni Bielsko-Biała nie są obciążone jakimikolwiek hipotekami.

Obciążenia – Elektrownia Stalowa Wola

Nieruchomości istotne ESW wolne są od obciążeń hipotecznych oraz służebności.

Obciążenia ustanowione na nieruchomościach istotnych Obszaru Wytwarzanie nie wpływają negatywnie na działalność prowadzoną przez ten Obszar.

13.22.3 Obszar Dystrybucji

Obok nieruchomości, na których zlokalizowane są linie energetyczne, Istotne Spółki Zależne Obszaru Dystrybucji, Enion i EnergiaPro są posiadaczami nieruchomości o łącznej powierzchni ok. 848,5 ha, na których posadowione są obiekty kubaturowe infrastruktury dystrybucyjnej takie jak stacje transformatorowe wysokiego napięcia (GPZ), rozdzielnie elektroenergetyczne wysokiego i średniego napięcia, a także inne obiekty Enionu i EnergiiPro.

Istotnymi nieruchomościami Obszaru Dystrybucji są nieruchomości znajdujące się w posiadaniu Enionu i EnergiiPro, na których położony jest majątek dystrybucyjny tych spółek, w tym w szczególności urządzenia elektroenergetyczne, takie jak stacje transformatorowe wysokiego napięcia (GPZ), rozdzielnie elektroenergetyczne wysokiego i średniego napięcia oraz linie energetyczne.

Enion i EnergiaPro są właścicielami istotnych nieruchomości o łącznym obszarze ok. 64 ha i użytkownikami wieczystymi istotnych nieruchomości o łącznym obszarze ok. 383 ha. Prawo użytkowania wieczystego przysługujące Enionowi oraz EnergiiPro w stosunku do istotnych nieruchomości Obszaru Dystrybucji wygasa w latach od 2019 do 2109. Zgodnie z przepisami prawa regulującymi prawo użytkowania wieczystego, w ciągu ostatnich pięciu lat przed upływem wyżej wymienionych terminów, użytkownik wieczysty tych nieruchomości (Enion oraz EnergiaPro), może zażądać przedłużenia użytkowania wieczystego na dalszy okres od 40 do 99 lat.

Ponadto na podstawie umów najmu, dzierżawy oraz użyczenia z osobami trzecimi Istotne Spółki Zależne Obszaru Dystrybucji, Enion i EnergiaPro korzystają z nieruchomości, na których posadowiona jest infrastruktura dystrybucyjna, w tym głównie stacje transformatorowe oraz rozdzielnie, a także z pomieszczeń w budynkach, w których znajdują się stacje transformatorowe Enion i EnergiaPro.

Obciążenia – EnergiaPro

Na nieruchomościach istotnych EnergiaPro ustanowionych zostało 18 służebności przejazdu i przechodu, jak również jedna służebność przesyłu.

Należące do EnergiaPro nieruchomości istotne nie są obciążone jakimikolwiek hipotekami.

Obciążenia – Enion

Na nieruchomościach istotnych Enion ustanowionych zostało 10 służebności przejazdu i przechodu.

Należące do Enion nieruchomości istotne nie są obciążone jakimikolwiek hipotekami.

Obciążenia ustanowione na nieruchomościach istotnych Obszaru Dystrybucji nie wpływają negatywnie na działalność prowadzoną przez ten Obszar.

13.22.4 Siedziba Spółki

Do istotnych nieruchomości, z których korzysta Spółka, należy nieruchomość położona w Katowicach przy ulicy Lwowskiej 23, mieszcząca siedzibę Spółki. Na podstawie umowy podnajmu lokalu użytkowego zawartej 6 maja 2008 r. z PKE Spółka korzysta z 2.645,24 m² powierzchni biurowej położonej w budynku B zlokalizowanym na powyższej nieruchomości.

13.22.5 Planowane rzeczowe aktywa trwałe

Planowane rzeczowe aktywa trwałe Grupy TAURON zostały opisane w punkcie 13.4 Prospektu (*Program Inwestycyjny*). Spółka nie zamierza pozyskiwać innych rzeczowych aktywów trwałych niż aktywa wybudowane w ramach realizacji programu inwestycyjnego opisanego w powyższym punkcie.

14. Istotne Umowy

Niniejszy Rozdział zawiera podsumowanie istotnych umów zawartych przez Spółki Grupy TAURON w okresie dwóch lat poprzedzających datę niniejszego Prospektu, a także za okres wcześniejszy, gdy umowy te dotyczą istotnych praw lub obowiązków Grupy TAURON.

Do istotnych umów zaliczone zostały umowy, które mają istotne znaczenie dla prowadzonej przez Grupę TAURON działalności. Wszystkie przedstawione umowy zostały zawarte w normalnym toku działalności. W okresie dwóch lat poprzedzających datę niniejszego Prospektu, spółki z Grupy TAURON nie były i nie są stroną istotnych umów zawieranych poza normalnym tokiem działalności. Spółki z Grupy TAURON nie są również stroną umów istotnych, od których są uzależnione, z wyjątkiem umów dostawy węgla, umów przesyłowych oraz umów dystrybucyjnych przedstawionych poniżej. W przypadku rozwiązania tych umów, spółki z Grupy TAURON będą zmuszone do ich zawarcia na nowych warunkach. Wskazane umowy dostawy węgla, umowy przesyłowe oraz umowy dystrybucyjne należą do umów zawartych w normalnym toku działalności.

14.1 Umowy dostawy węgla

Spółki Grupy TAURON są stronami dwóch istotnych umów na dostawę węgla energetycznego o rocznej wartości przekraczającej przynajmniej w jednym z ostatnich dwóch lat kwotę 300 mln zł. Informacje dotyczące innych surowców dostarczanych spółkom z Obszaru Wytwarzanie Grupy TAURON, zawierające wielkości i wartości dostaw surowców zostały przedstawione w punkcie 13.8 (*Obszar Wytwarzanie*).

Umowa sprzedaży węgla z zakładów Kompanii Węglowej dla PKE z dnia 30 grudnia 2009 r.

Na podstawie umowy PKE dokonuje zakupów węgla kamiennego z przeznaczeniem do zużycia w swoich elektrowniach i elektrociepłowniach od Kompanii Węglowej. W umowie zostały określone wielkości dostaw węgla kamiennego do zakładów PKE w latach 2010–2014. Wielkości dostaw określone w umowie mogą się zmienić z tolerancją +/- 10%. Cena węgla jest określana w drodze wzajemnych negocjacji na każdy rok obowiązywania umowy i zgodnie z umową musi być uzgodniona do 31 grudnia każdego poprzedniego roku. Na podstawie umowy zapłata przez PKE za dostarczony węgiel musi odbywać się w ciągu 30 dni od daty wystawienia faktury przez Kompanię Węglową. Jeżeli uzgodniona przez strony ilość węgla nie zostanie dostarczona lub odebrana, strona poszkodowana jest uprawniona do naliczenia kary umownej w wysokości 5% wartości węgla, który nie został dostarczony lub odebrany. Strony nie są zobowiązane do zapłaty kary umownej lub dodatkowego odszkodowania, jeżeli wykażą, że niewykonanie umowy nastąpiło z powodu siły wyższej. Wśród przejawów siły wyższej wskazane zostały w szczególności klęski żywiołowe, interwencje władzy państwowej, strajki, poważne zakłócenia transportu lub udokumentowane ujawnienie zmian geologicznych w eksploatacji pokładów w Kompanii Węglowej.

Umowa obowiązuje od dnia 1 stycznia 2010 r. do dnia 31 grudnia 2014 r. Każda ze stron ma możliwość wypowiedzenia umowy z rocznym okresem wypowiedzenia, którego początek przypada na pierwszy dzień kwartału następującego po dniu wypowiedzenia.

Szacunkowa wartość roczna umowy w 2010 r. wynosi 860 mln zł, a całkowita jej wartość – 4,3 miliarda zł.

Umowa wieloletnia sprzedaży węgla energetycznego zawarta z Katowickim Holdingem Węglowym S.A. z dnia 25 stycznia 2008 r.

Przedmiotem umowy są wieloletnie dostawy węgla energetycznego dokonywane z kopalni Katowickiego Holdingu Węglowego S.A. do elektrowni i elektrociepłowni PKE. Umowa ta obowiązuje do dnia 31 grudnia 2012 r. Wielkość planowanych dostaw może ulec zmianie o +/- 20% w stosunku do ilości określonej w umowie. Wielkości dostaw są ustalane w harmonogramach ustalonych na każdy rok obowiązywania umowy. Poszczególne dostawy węgla realizowane są na podstawie zamówień miesięcznych.

Strony w umowie określiły także zasady dotyczące jakości węgla, wtórnych rozliczeń jakościowych oraz kwestie dotyczące pomiaru wagi i reklamacji ilościowych dostarczanego węgla. Dostawy węgla realizowane będą transportem kolejowym, samochodowym albo w inny sposób ustalony przez strony. Załadunek węgla odbywa się na koszt Katowickiego Holdingu Węglowego, a ryzyko przypadkowej utraty węgla przechodzi na PKE z chwilą nadania węgla do przewozu lub załadunku na środek transportu.

Ceny węgla ustalane są na podstawie cennika stanowiącego załącznik do aneksów rocznych. Płatności za dostarczony węgiel są dokonywane w ciągu 30 dni od daty wystawienia faktury przez sprzedającego.

Strony mogą stosować kary umowne za niedostarczenie lub nieodebranie węgla w ilościach określonych w umowie przy zachowaniu tolerancji +/- 20%. Wysokość kary ustala się w wysokości wartości niedostarczonego lub nieodebranego węgla. Każda ze stron ma możliwość dochodzenia odszkodowania uzupełniającego na zasadach ogólnych. PKE może uwolnić się od obowiązku zapłaty kary umownej i odszkodowania uzupełniającego w przypadku awarii urządzeń w swojej elektrowni lub elektrociepłowni jeżeli awaria ta powoduje długotrwały postój remontowy, zniżenie produkcji energii elektrycznej spowodowanej zniżeniem zapotrzebowania na energię przez system elektroenergetyczny. Katowicki Holding Węglowy może uwolnić się od obowiązku zapłaty kary umownej i odszkodowania uzupełniającego w przypadku awarii urządzeń w kopalni albo obniżenia planowanego poziomu wydobycia kopalni z powodu zaburzeń geologicznych.

Strony mogą uwolnić się od zapłaty kary umownej i odszkodowania, jeżeli wykażą, że nienależyte wykonanie umowy nastąpiło z powodu siły wyższej. Wśród przejawów siły wyższej wskazane zostały w szczególności klęski żywiołowe, akty władzy państwowej, strajki, udokumentowane ujawnienie zmian geologicznych w eksploatacji pokładów u sprzedawcy.

Każdej ze stron przysługuje prawo wypowiedzenia umowy z jednorocznym okresem wypowiedzenia. Spory powstałe między stronami rozstrzygane będą przez sąd powszechny właściwy dla siedziby strony wnoszącej pozew.

Wartość umowy w 2008 r. wyniosła 607 mln zł, natomiast w 2009 r. – 145 mln zł.

14.2 Umowy dotyczące energii elektrycznej

14.2.1 Umowy z PSE-Operator

Umowy o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej mają istotne znaczenie dla działalności Spółki, PKE oraz operatorów systemu dystrybucyjnego Grupy TAURON, tj. Enion i EnergiaPro, ze względu na uzależnienie ich działalności operacyjnej od usług przesyłowych świadczonych przez PSE-Operator. Ponadto, podpisane zostało porozumienie w sprawie warunków świadczenia usług systemowych przez największego wytwórcę energii elektrycznej w Grupie TAURON, tj. PKE, na rzecz PSE-Operator.

Umowy o świadczenie usług przesyłowych

Spółki Grupy TAURON zawarły następujące umowy o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej z PSE Operator:

- umowę przesyłu energii elektrycznej pomiędzy Spółką a PSE-Operator z dnia 21 sierpnia 2008 r.;
- umowę przesyłu energii elektrycznej pomiędzy PKE a PSE-Operator z dnia 28 grudnia 2006 r.;
- umowę przesyłu energii elektrycznej pomiędzy Enion a PSE-Operator z dnia 15 stycznia 2008 r.; oraz
- umowę przesyłu energii elektrycznej pomiędzy EnergiaPro a PSE-Operator z dnia 20 września 2007 r.

Każda z umów określa warunki świadczenia krajowych i międzynarodowych usług przesyłania energii elektrycznej przez PSE-Operator obejmujących transport energii elektrycznej siecią wysokiego napięcia. W umowie, której stroną jest Spółka, krajowe usługi przesyłania obejmują prowadzenie rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii pobranej i oddanej do krajowego systemu elektroenergetycznego. W przypadku umów, których stronami są PKE i operatorzy systemów dystrybucyjnych Grupy TAURON, krajowe usługi przesyłania obejmują także przesyłanie energii elektrycznej za pomocą sieci przesyłowej jako transport energii elektrycznej za pomocą sieci przesyłowej oraz utrzymywanie ciągłości dostarczania i odbioru energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym. Od dnia 1 kwietnia 2008 r. przedmiotem umów z operatorami sieci dystrybucyjnych jest również usługa udostępniania krajowego systemu elektroenergetycznego zgodnie z Ustawą o Rozwiązaniu KDT.

Na podstawie umów, PSE-Operator otrzymuje wynagrodzenie za świadczone przez siebie usługi przesyłowe ustalone na podstawie stawek opłat określonych w taryfie, zatwierdzonej przez Prezesa URE. Warunki świadczenia usług przesyłania będących przedmiotem umów, w tym sposoby i terminy dokonywania płatności, są określone w taryfie i instrukcji sieci przesyłowej (tj. Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, IRIESP). W przypadku niewykonania lub nienależytego wykonania umów stronie poszkodowanej przysługują bonifikaty, upusty i opłaty zgodnie z taryfą.

Każda z umów może być rozwiązana przez każdą ze stron z zachowaniem minimalnego okresu wypowiedzenia. W przypadku Spółki oraz Enion okres wypowiedzenia wynosi trzy miesiące, a wypowiedzenie jest skuteczne na koniec miesiąca, w którym wypowiedzenie zostało dokonane, zaś w przypadku PKE oraz EnergiaPro okres wypowiedzenia wynosi sześć miesięcy, a wypowiedzenie skuteczne jest na dzień 31 grudnia roku, w którym wypowiedzenie zostało dokonane. W przypadku wypowiedzenia umowy przez PSE-Operator, PSE-Operator prześle propozycję nowych warunków świadczenia usług przesyłania, o ile druga strona spełniać będzie warunki do zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania. W określonych przypadkach stronom przysługuje również możliwość wypowiedzenia umowy z zachowaniem jednomiesięcznego okresu wypowiedzenia. Odbiorca usług przesyłania ma prawo wypowiedzieć umowę z zachowaniem dziesięciodniowego okresu wypowiedzenia w przypadku zmiany IRIESP. W wypadku cofnięcia którejkolwiek ze stron koncesji niezbędnej do zawarcia i realizacji umowy umowa może być rozwiązana przez drugą stronę umowy ze skutkiem natychmiastowym.

Roczne obroty w 2009 r. dotyczące przedstawionych umów przesyłowych przedstawia tabela poniżej.

Umowa przesyłowa	Obroty w 2009 r. (w mln zł)	
	przychody	koszty
Umowa przesyłu energii elektrycznej pomiędzy Spółką a PSE-Operator z dnia 21 sierpnia 2008 r.	85,6	47,0
Umowa przesyłu energii elektrycznej pomiędzy PKE a PSE-Operator z dnia 28 grudnia 2006 r.	112,5	162,3
Umowa przesyłu energii elektrycznej pomiędzy Enion a PSE-Operator z dnia 15 stycznia 2008 r.	–	348,5
Umowa przesyłu energii elektrycznej pomiędzy EnergiaPro a PSE-Operator z dnia 20 września 2007 r.	2,4	581,1

Porozumienie w sprawie warunków świadczenia usług systemowych z dnia 21 grudnia 2009 r.

Przedmiotem porozumienia pomiędzy PKE i PSE-Operator są usługi systemowe świadczone przez PKE na rzecz PSE-Operator. Usługi systemowe obejmują: (i) usługę uruchamiania jednostek wytwórczych PKE, reprezentowanych na rynku bilansującym w ramach jego jednostek grafikowych wytwórczych, aktywnych oraz (ii) regulacyjne usługi systemowe jednostek wytwórczych PKE (tzw. „usługi

RUS”). PKE otrzymuje od PSE-Operator wynagrodzenie ustalone zgodnie z zasadami określonymi w IRiESP. Jeżeli PKE nie dotrzymuje dyscypliny ruchowej, PSE-Operator ma prawo naliczyć kary umowne zgodnie z IRiESP. Odpowiedzialność każdej ze stron z tytułu niewykonania lub nienależytego wykonania usług jest ograniczona do rzeczywistych szkód (z wyłączeniem utraconych korzyści), a także do kwoty netto uzyskanej za świadczenie przez PKE usług systemowych na podstawie porozumienia w 2010 r., ale nie mniej niż 21 mln zł.

Porozumienie obowiązuje od dnia 1 stycznia 2010 r. do dnia 31 grudnia 2010 r. Porozumienie może ulec rozwiązaniu przed upływem terminu określonego powyżej, jeżeli rozwiązaniu ulegnie wiążąca strony umowa o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej. W razie zaistnienia istotnej i nieprzewidzianej zmiany okoliczności powodującej, że wykonanie porozumienia nie leży w interesie publicznym, PSE-Operator może odstąpić od porozumienia w terminie 30 dni od powzięcia wiadomości o tych okolicznościach. W tym wypadku PKE jest uprawniony do wynagrodzenia należnego z tytułu usług wykonanych przed dniem odstąpienia.

14.2.2 Umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej

Umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawarte przez Enion i EnergiaPro z podmiotami spoza Grupy TAURON mają istotne znaczenie dla działalności Enion i EnergiaPro ze względu na uzależnienie ich działalności operacyjnej od wzajemnego świadczenia usług dystrybucyjnych.

Enion jest stroną następujących umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej:

- umowy nr 1/ZEŁ-T/ENION/2006 o świadczenie usług przesyłowych energii elektrycznej (obecnie dystrybucji) pomiędzy Enion a Zakład Energetyczny Łódź-Teren S.A. (obecnie PGE Dystrybucja Łódź-Teren S.A.) z dnia 17 stycznia 2006 r.;
- umowy o świadczenie usług przesyłowych energii elektrycznej (obecnie dystrybucji) pomiędzy Enion a Górnośląskim Zakładem Elektroenergetycznym S.A. (obecnie Vattenfall Distribution Poland S.A.) z dnia 25 września 2005 r.;
- umowy o świadczenie usług przesyłowych energii elektrycznej (obecnie dystrybucji) pomiędzy Enion a EnergiaPro Koncern Energetyczny S.A. (obecnie EnergiaPro S.A.) z dnia 14 marca 2005 r.;
- umowy o świadczenie usług przesyłowych energii elektrycznej (obecnie dystrybucji) pomiędzy Enion a Rzeszowskim Zakładem Energetycznym S.A. (obecnie stroną jest PGE Dystrybucja Rzeszów Sp. z o.o.) z dnia 14 lutego 2005 r.;
- umowy o świadczenie usług przesyłowych energii elektrycznej (obecnie dystrybucji) pomiędzy Enion a Zakładami Energetycznymi Okręgu Radomsko-Kieleckiego S.A. (obecnie stroną są PGE Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego Dystrybucja Sp. z o.o.) z dnia 19 stycznia 2005 r.

Przedmiotem każdej z wymienionych powyżej umów jest wzajemne świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej. Stosownie do postanowień każdej z umów, ustalone zostają techniczne warunki świadczenia usług dystrybucji, wielkość przesyłanej energii elektrycznej, jak również zasady dotyczące należności i rozliczeń finansowych. Umowy wyraźnie określają zakres obowiązków stron obejmujący w szczególności (i) wzajemne świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej przy wykorzystaniu swojego majątku sieciowego lub majątku sieciowego odbiorców zasilanych z sieci stron, (ii) udzielanie informacji i dostarczanie niezbędnych materiałów służących udokumentowaniu wartości wyliczonej należności, (iii) terminowe wnoszenie opłat za usługi dystrybucji energii elektrycznej oraz (iv) udzielanie pełnych informacji umożliwiających opracowanie planów ilościowych i wartościowych świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej pomiędzy stronami w roku następnym.

Podstawą do rozliczeń za usługi dystrybucji energii elektrycznej są wskazania układów pomiarowo-rozliczeniowych. Opłaty za usługi dystrybucji energii elektrycznej świadczone w danym miesiącu są uiszczane na podstawie faktur VAT wystawianych przez strony do siódmego dnia następnego miesiąca w oparciu o rzeczywiste ilości przesyłanej energii elektrycznej czynnej. Strony regulują zobowiązania finansowe z tytułu faktury VAT w ciągu siedmiu dni od daty jej otrzymania (jedynie umowa z Vattenfall Distribution Poland S.A. przewiduje inny termin płatności). Szczegółowy sposób ustalania należności za usługi dystrybucji energii elektrycznej zawierają odpowiednie załączniki do umów. Zgodnie z wymienionymi załącznikami, opłaty za te usługi są ustalane w oparciu o podstawowy wzór umożliwiający wyliczenie miesięcznej należności (netto) za świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej.

Każda z umów może być rozwiązana przez każdą ze stron z zachowaniem trzymiesięcznego okresu wypowiedzenia (z wyłączeniem umowy z Vattenfall Distribution Poland S.A.). Dodatkowo, każda z umów może być rozwiązana przez każdą ze stron z zachowaniem jednomiesięcznego okresu wypowiedzenia w przypadku (i) istotnego naruszenia przez jedną ze stron postanowień umowy, które nie zostało usunięte w ciągu trzydziestu dni od dnia otrzymania od drugiej strony pisemnego zawiadomienia lub (ii) wydania przez sąd prawomocnego postanowienia o otwarciu postępowania układowego, upadłościowego lub likwidacyjnego wobec drugiej strony.

EnergiaPro jest stroną następujących umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej:

- umowy o świadczenie usług przesyłowych (obecnie dystrybucji) pomiędzy Zakładem Energetycznym Opole S.A. (obecnie stroną jest EnergiaPro) a Górnośląskim Zakładem Elektroenergetycznym S.A. (obecnie Vattenfall Distribution Poland S.A.) z dnia 1 lipca 2003 r.;
- umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej siecią dystrybucyjną Nr ENEA/EnergiaPro/D/2006 pomiędzy ENEA (obecnie stroną jest ENEA Operator Sp. z o.o.) a EnergiaPro z dnia 31 sierpnia 2008 r.;
- umowy o świadczenie usług przesyłowych energii elektrycznej siecią rozdzielczą pomiędzy EnergiaPro a Energetyką Kaliską S.A. (obecnie stroną jest ENERGA – OPERATOR S.A.) z dnia 29 grudnia 2004 r.

Przedmiotem każdej z umów jest wzajemne świadczenie przez strony usług dystrybucji energii elektrycznej siecią dystrybucyjną. Stosownie do postanowień każdej z umów, ustalone zostają techniczne warunki świadczenia usług dystrybucji, wielkość przesyłanej energii elektrycznej, jak również zasady dotyczące należności i rozliczeń finansowych. Umowy wyraźnie określają zakres obowiązków stron obejmujący w szczególności (i) wzajemne świadczenie w sposób ciągły usług dystrybucji siecią dystrybucyjną do miejsc dostarczania określonych w umowach, (ii) dotrzymanie standardów jakościowych przesyłanej energii w miejscach dostarczania, (iii) obsługę i utrzymywanie z należytą starannością urządzeń sieci dystrybucyjnej, będących własnością strony, w części mającej wpływ na realizację usług dystrybucji, (iv) przekazywanie danych pomiarowo-rozliczeniowych, (v) terminowe wnoszenie opłat wynikających z umowy, (vi) nastawianie układów automatyki i zabezpieczeń na własnych urządzeniach przyłączonych do sieci dystrybucyjnej drugiej strony zgodnie z nastawami lub zasadami określonymi w Instrukcjach Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych oraz Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, (vii) wzajemne uzgodnienia wyłączeń planowych ciągów przesyłowych wyprowadzonych z węzłów NN, służących do bezpośredniego przesyłania energii elektrycznej pomiędzy stronami oraz innych linii 110 kV mających wpływ na pobór mocy tymi ciągami przesyłowymi, przed ich zgłoszeniem do dalszego uzgodnienia Operatorowi Systemu Przesyłowego.

Dodatkowo, w odniesieniu do dwóch ostatnich umów strony wyraźnie przewidziały obowiązki w zakresie (i) informowania o przewidywanej zmianie normalnego układu pracy sieci mającej wpływ na realizację umowy i wprowadzanej na wniosek strony, (ii) podejmowania działań mających na celu obniżenie poboru mocy na ciągach przesyłowych służących do przesyłania energii elektrycznej pomiędzy stronami, w przypadku niebezpieczeństwa przekroczenia mocy zamówionej u Operatora Systemu Przesyłowego w danym węźle NN/110 kV mocy umownej oraz (iii) aktualizowania wszelkich informacji mających związek z daną umową.

Podstawę rozliczeń finansowych za usługi dystrybucji energii elektrycznej za dany miesiąc stanowią faktury VAT wystawiane przez strony do siódmego dnia następnego miesiąca w oparciu o rzeczywiste ilości przesyłanej energii elektrycznej czynnej. Strony regulują zobowiązania finansowe z tytułu faktury VAT w ciągu siedmiu dni od daty jej otrzymania. Szczegółowy sposób ustalania należności za usługi dystrybucji energii elektrycznej zawierają odpowiednie załączniki do umów. Zgodnie z wymienionymi załącznikami, opłaty za te usługi są ustalane w oparciu o podstawowy wzór umożliwiający wyliczenie miesięcznej należności (netto) za świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej.

Z tytułu niewykonania lub nienależytego wykonania warunków umowy stronom przysługuje odszkodowanie ograniczone do bezpośrednich strat z wyłączeniem utraconych korzyści.

Każda z umów może być rozwiązana przez każdą ze stron z zachowaniem trzymiesięcznego okresu wypowiedzenia. Dodatkowo, każda z umów może być rozwiązana przez każdą ze stron z zachowaniem jednomiesięcznego okresu wypowiedzenia w przypadku (i) istotnego naruszenia przez jedną ze stron postanowień umowy, które nie zostało usunięte w ciągu trzydziestu dni od dnia otrzymania od drugiej strony pisemnego zawiadomienia, (ii) wydania przez sąd prawomocnego postanowienia o otwarciu postępowania układowego, upadłościowego lub likwidacyjnego wobec drugiej strony, (iii) niezastosowania się przez jedną ze stron do orzeczenia wydanego przez sąd powszechny lub do decyzji Prezesa URE związanych z realizacją danej umowy lub (iv) gdy strona opóźnia się z płatnością należności za świadczoną przez drugą stronę usługę dystrybucji przez okres dłuższy niż jeden miesiąc, o ile płatności nie zostały uregulowane przed upływem okresu wypowiedzenia.

14.2.3 Umowy sprzedaży energii elektrycznej

Grupa TAURON jest stroną dwóch istotnych umów sprzedaży energii elektrycznej, uznanych za istotne, gdyż umowy te zostały zawarte przez spółki z Grupy TAURON z największymi pojedynczymi odbiorcami końcowymi pod względem ilości sprzedawanej im energii elektrycznej.

Umowa sprzedaży energii elektrycznej zawarta pomiędzy Enion Energia a ArcelorMittal Poland S.A. z dnia 4 września 2009 r.

Zgodnie z umową sprzedaży energii elektrycznej pomiędzy Enion Energia i ArcelorMittal Poland S.A., Enion Energia jest zobowiązany do sprzedaży określonych minimalnych ilości energii elektrycznej i do świadczenia usługi bilansowania handlowego na rzecz ArcelorMittal Poland, klienta przemysłowego zajmującego się przede wszystkim produkcją i sprzedażą wyrobów ze stali. Na mocy umowy rozliczenia za sprzedaną energię elektryczną dokonywane są na podstawie (i) ilości energii elektrycznej ustalonej w oparciu o dane pomiarowo-rozliczeniowe dla miejsc dostarczania, (ii) pasma bazowego, (iii) regulacyjności pasma bazowego w przedziale +10%/-20%. Cena energii elektrycznej obejmuje koszt związany z zagwarantowaniem obowiązkowego udziału świadectw pochodzenia energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych oraz z wysokosprawnej kogeneracji zgodnie z obowiązującym prawem. Dla 2010 r. koszt ten wynosi 37 zł/MW, dla 2011 r. zostanie określony przez Enion Energia.

Odpowiedzialność z tytułu niewykonania lub nienależytego wykonania umowy jest ograniczona do rzeczywistych szkód, z wyłączeniem utraconych korzyści. Zakłócenia spowodowane m.in. działaniem siły wyższej, awarią sieci, orzeczeniami sądu albo decyzjami organu administracji nie stanowią niewykonania lub nienależytego wykonania umowy. Enion Energia może rozwiązać umowę (i) za jednomiesięcznym okresem wypowiedzenia, w przypadku niewykonania lub nienależytego wykonywania umowy przez odbiorcę, zajścia przyczyn przewidzianych przepisami prawa albo zaistnienia zdarzeń siły wyższej, (ii) po upływie 7 dni od określonego przez sprzedawcę terminu uregulowania płatności w przypadku braku zapłaty, lub (iii) w przypadku wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucyjnych pomiędzy ArcelorMittal Poland i Enion Energia. Umowa może być rozwiązana przez ArcelorMittal Poland w przypadku niewykonania lub nienależytego wykonywania umowy przez Enion Energia, zajścia przyczyn przewidzianych przepisami prawa albo zaistnienia zdarzeń siły wyższej za jednomiesięcznym okresem wypowiedzenia ze skutkiem na koniec miesiąca kalendarzowego, w którym wypowiedzenie zostało dokonane. Umowa obowiązuje od dnia 1 stycznia 2010 r. do dnia 31 grudnia 2011 r.

Umowa ramowa sprzedaży energii elektrycznej zawarta pomiędzy EnergiaPro Gigawat a KGHM Polska Miedź S.A. z dnia 18 marca 2009 r.

Umowa ramowa sprzedaży energii elektrycznej pomiędzy EnergiaPro Gigawat i KGHM Polska Miedź S.A. określa warunki sprzedaży energii elektrycznej pomiędzy tymi stronami. Ilości energii elektrycznej, które mają zostać dostarczone, a także ceny umowne, które określone są w (i) porozumieniach transakcyjnych spot (potwierdzających zawarcie umowy sprzedaży energii elektrycznej dla jednej doby handlowej) oraz (ii) krótkoterminowych porozumieniach transakcyjnych (potwierdzających zawarcie umowy sprzedaży energii elektrycznej dla co najmniej dwóch dób handlowych).

Umowa została zawarta do dnia 31 grudnia 2010 r. Każda ze stron ma prawo wypowiedzieć umowę w przypadku zdarzeń określonych w umowie. Umowa ulega niezwłocznemu rozwiązaniu, w przypadku, gdy koncesja EnergiaPro Gigawat wygaśnie, stanie się nieważna lub zostanie cofnięta przez Prezesa URE, a także gdy przestanie obowiązywać umowa przesyłowa lub którakolwiek z umów dystrybucyjnych wskazanych w tej umowie.

14.3 Umowy finansowe

Finansowanie zewnętrzne, z którego w chwili obecnej korzystają Spółki Grupy TAURON, zostało pozyskane przede wszystkim poprzez emisję obligacji oraz zaciągnięcie kredytów bankowych i pożyczek. Niezależnie, Spółki Grupy TAURON są również stronami innych (o mniejszej skali) umów dotyczących transakcji pozyskania finansowania, w tym głównie leasingu finansowego i operacyjnego. Istotne umowy finansowania zawarte przez Spółki Grupy TAURON zostały opisane poniżej.

14.3.1 Umowy zawarte przez Spółkę

Program emisji obligacji do maksymalnej kwoty 125 mln zł

W dniu 24 września 2009 r. Spółka i ING Bank Śląski S.A. podpisały umowy obejmujące program emisji przez Spółkę obligacji o łącznej wartości nominalnej do 125 mln zł, obowiązujący do dnia 30 listopada 2011 r. Celem programu jest zapewnienie Spółce płynności finansowej. Obligacje, które mogą zostać wyemitowane na podstawie tego programu, będą zdematerializowane, niezabezpieczone, oprocentowane wg formuły: WIBOR 1M plus marża, z terminami wykupu od 30 do 365 dni od daty emisji. Spółka może dokonać wykupu obligacji przed terminem ich zapadalności na zasadach określonych w warunkach emisji. Ponadto, w ramach programu mogą być emitowane obligacje zerokuponowe (nabywane przez obligatariuszy po cenie niższej niż wartość nominalna, których wykup następuje po cenie nominalnej). Do dnia Prospektu Spółka nie wyemitowała żadnych obligacji w ramach niniejszego programu emisji obligacji.

14.3.2 Umowy zawarte przez Spółki Zależne

Program emisji obligacji PKE o wartości 650 mln zł

W dniu 25 września 2006 r. PKE podpisała umowy ustanawiające program emisji obligacji, na podstawie którego PKE wyemitowała sześć serii obligacji zabezpieczonych na majątku PKE, o łącznej wartości nominalnej 650 mln zł. Spółce przysługuje uprawnienie do wykupu obligacji przed terminem ich zapadalności na zasadach określonych w warunkach emisji. Ostateczne terminy zapadalności dla obligacji, odpowiednio dla kolejnych serii to: 30 czerwca 2016 r., 30 grudnia 2016 r., 30 czerwca 2017 r., 30 grudnia 2017 r., 30 czerwca 2018 r. i 30 grudnia 2018 r. Celem emisji obligacji było pozyskanie środków na finansowanie budowy bloku energetycznego o mocy 460 MW w Elektrowni Łagisza. Blok ten został oddany do eksploatacji z dniem 27 czerwca 2009 r.

Warunki emisji obligacji zawierają postanowienia zobowiązujące PKE do utrzymywania określonych wskaźników finansowych, a także dotyczące wypłaty dywidendy na rzecz akcjonariuszy PKE. Wypłata przez PKE dywidendy na rzecz akcjonariuszy, w tym na rzecz Spółki, jest możliwa (zgodnie z warunkami emisji obligacji), jeżeli PKE spełnia określone w warunkach emisji obligacji wymogi dotyczące w szczególności wskaźników obsługi i poziomu zadłużenia.

Zabezpieczenia na majątku PKE ustanowione w ramach opisanego programu zostały przedstawione w punkcie 13.22 (*Obszar Wytwarzanie*) oraz w punkcie 13.8.3 (*Aktywa wytwórcze*) niniejszego Prospektu.

Umowy kredytu i pożyczki zawarte przez Spółki Zależne

Spółki Zależne są stronami szeregu umów kredytu inwestycyjnego, umów kredytu obrotowego oraz umów pożyczki. Poniżej przedstawiono zestawienie wszystkich umów kredytu i pożyczki (z podmiotami spoza Grupy TAURON), których stronami są Spółki Zależne, według stanu na dzień Prospektu. Zestawienie zawiera szczegółowe informacje na temat (i) osoby kredytobiorcy lub pożyczkobiorcy, (ii) osoby kredytodawcy lub pożyczkodawcy, (iii) rodzaju kredytu lub pożyczki, (iv) daty podpisania umowy kredytu lub pożyczki, (v) ostatecznej daty spłaty zadłużenia z tytułu umowy kredytu lub pożyczki, (vi) kwoty nominalnej kredytu lub pożyczki, (vii) kwoty kredytu lub pożyczki pozostałej do spłaty na dzień 31 marca 2010 r., (viii) zabezpieczeń spłaty kredytu lub pożyczki, (ix) oprocentowania kredytu lub pożyczki oraz (x) niewykorzystanej kwoty kredytu lub pożyczki.

Tabela. Kredyty i pożyczki Spółek Zależnych

Nazwa Spółki	Instytucja finansowa	Rodzaj kredytu/ pożyczki	Data podpisania umowy	Ostateczna data spłaty	Kwota kredytu/pożyczki (limit kredytowy)	Kwota pozostała do spłaty na dzień 31.03.2010 r.	Zabezpieczenie	Oprocentowanie	Niewykorzystana kwota kredytu
1. Enion	PKO BP S.A.	inwestycyjny	2006-11-29	2011-12-31	1 780 000,00 PLN	778 750,00 PLN	oświadczenie o poddaniu się egzekucji	WIBOR 1M + marża	-
2. Enion	PKO BP S.A.	inwestycyjny	2005-10-26	2010-12-31	5 680 000,00 PLN	1 065 000,00 PLN	oświadczenie o poddaniu się egzekucji	WIBOR 1M + marża	-
3. Enion	PKO BP S.A.	inwestycyjny	2006-11-29	2011-09-30	4 156 000,00 PLN	1 558 500,00 PLN	oświadczenie o poddaniu się egzekucji	WIBOR 1M + marża	-
4. Enion	PKO BP S.A.	inwestycyjny	2005-10-26	2010-09-30	37 100 000,00 PLN	4 637 500,00 PLN	oświadczenie o poddaniu się egzekucji	WIBOR 1M + marża	-
5. Enion	PKO BP S.A.	inwestycyjny	2006-11-29	2011-09-30	27 621 000,00 PLN	10 357 875,00 PLN	oświadczenie o poddaniu się egzekucji	WIBOR 1M + marża	-
6. Enion	PKO BP S.A.	inwestycyjny	2005-10-26	2010-09-30	3 000 000,00 PLN	375 000,00 PLN	oświadczenie o poddaniu się egzekucji	WIBOR 1M + marża	-
7. Enion	PKO BP S.A.	inwestycyjny	2005-10-26	2010-09-30	7 000 000,00 PLN	875 000,00 PLN	oświadczenie o poddaniu się egzekucji	WIBOR 1M + marża	-
8. Enion	PKO BP S.A.	inwestycyjny	2006-11-29	2011-09-30	5 608 000,00 PLN	1 930 875,00 PLN	oświadczenie o poddaniu się egzekucji	WIBOR 1M + marża	-
9. Enion	PKO BP S.A.	inwestycyjny	2007-12-12	2012-12-31	48 525 000,00 PLN	33 360 937,50 PLN	oświadczenie o poddaniu się egzekucji	WIBOR 1M + marża	-
10. Enion	ING Bank Śląski S.A.	inwestycyjny	2007-12-24	2012-12-31	9 170 000,00 PLN	6 304 375,00 PLN	oświadczenie o poddaniu się egzekucji	WIBOR 1M + marża	-
11. Enion	ING Bank Śląski S.A.	inwestycyjny	2007-12-24	2012-12-31	14 065 000,00 PLN	9 669 687,50 PLN	oświadczenie o poddaniu się egzekucji	WIBOR 1M + marża	-
12. Enion	ING Bank Śląski S.A.	inwestycyjny	2007-12-24	2012-12-31	9 248 000,00 PLN	6 358 000,00 PLN	oświadczenie o poddaniu się egzekucji	WIBOR 1M + marża	-
13. Enion	BPH S.A.	inwestycyjny	2008-12-23	2013-12-31	9 587 623,00 PLN	8 988 396,56 PLN	oświadczenie o poddaniu się egzekucji, oświadczenie o poddaniu się egzekucji, weksel in blanco wraz z deklaracją wekslową	WIBOR 1M + marża	-
14. Enion	BPH S.A.	inwestycyjny	2008-12-23	2013-12-31	11 467 200,00 PLN	10 750 500,00 PLN	oświadczenie o poddaniu się egzekucji, weksel in blanco wraz z deklaracją wekslową	WIBOR 1M + marża	-
15. Enion	PKO BP S.A.	inwestycyjny	2009-04-22	2012-03-31	15 724 677,00 PLN	15 724 677,00 PLN	oświadczenie o poddaniu się egzekucji	WIBOR 1M + marża	-
16. Enion	PKO BP S.A.	inwestycyjny	2009-04-22	2012-03-31	13 574 600,00 PLN	13 574 600,00 PLN	oświadczenie o poddaniu się egzekucji	WIBOR 1M + marża	-
17. Enion	PKO BP S.A.	inwestycyjny	2009-04-22	2012-03-31	36 896 900,00 PLN	36 896 900,00 PLN	oświadczenie o poddaniu się egzekucji	WIBOR 1M + marża	-
18. Enion	BZ WBK S.A.	w rachunku	2008-07-29	2010-07-30	40 000 000,00 PLN	-	oświadczenie o poddaniu się egzekucji	WIBOR 1M + marża	40 000 000,00
19. Enion	PKO BP S.A.	w rachunku	2008-07-17	2010-07-30	40 000 000,00 PLN	-	oświadczenie o poddaniu się egzekucji	WIBOR 1M + marża	40 000 000,00
20. Enion	PKO BP S.A.	w rachunku	2008-07-17	2010-07-30	40 000 000,00 PLN	-	oświadczenie o poddaniu się egzekucji	WIBOR 1M + marża	40 000 000,00
21. EnergiaPro	BZ WBK S.A.	inwestycyjny	2009-08-25	2013-08-01	80 000 000,00 PLN	68 333 333,31 PLN	Pełnomocnictwo do dysponowania środkami pieniężnymi	WIBOR 1M + marża	-
22. EnergiaPro	Pekao S.A.	w rachunku	2009-03-31	2011-03-31	50 000 000,00 PLN	-	Pełnomocnictwo do dysponowania środkami pieniężnymi	WIBOR 1M + marża	50 000 000,00
23. EnergiaPro	Walbrzyska Specjalna Sirefa Ekonomiczna INVEST PARK Sp. z o.o.	pożyczka	1998-12-15	2016-12-31	700 000,00 PLN	288 200,00 PLN	brak	stopa inflacji	-
24. EnergiaPro	Walbrzyska Specjalna Sirefa Ekonomiczna INVEST PARK Sp. z o.o.	pożyczka	2000-04-06	2010-12-31	7 000 000,00 PLN	1 000 000,00 PLN	brak	stałe	-
25. Enion Energia	PKO BP S.A.	inwestycyjny	2007-08-01	2011-09-30	459 000,00 PLN	172 125,00 PLN	oświadczenie o poddaniu się egzekucji	WIBOR 1M + marża	-
26. Enion Energia	PKO BP S.A.	w rachunku	2008-03-20	2011-03-19	50 000 000,00 PLN	-	weksel, obroty, średniomiesięczne lokaty	WIBOR 1M + marża	50 000 000,00
27. JEW	PKO BP S.A.	inwestycyjny	2009-10-12	2014-10-11	5 025 600,00 PLN	2 514 600,00 PLN	weksel in blanco wraz z deklaracją wekslową oświadczenie o poddaniu się egzekucji	WIBOR 1M + marża	2 511 000,00
28. JEW	PKO BP S.A.	inwestycyjny	2009-10-12	2014-10-11	2 896 000,00 PLN	1 727 250,00 PLN	weksel in blanco wraz z deklaracją wekslową oświadczenie o poddaniu się egzekucji	WIBOR 1M + marża	1 168 750,00

Nazwa Spółki	Instytucja finansowa	Rodzaj kredytu/ pożyczki	Data podpisania umowy	Ostateczna data spłaty	Kwota kredytu/pożyczki (limit kredytowy)	Kwota pozostała do spłaty na dzień 31.03.2010 r.	Zabezpieczenie	Oprocentowanie	Niewykorzystana kwota kredytu
29. ESW	Pekao S.A.	w rachunku	2009-03-13	2010-11-30	18 000 000,00 PLN	6 951 187,23 PLN	zastaw rejestrowy na środkach trwałych oswiadczenie o poddaniu się egzekucji, weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową, zastaw rejestrowy na kotłach i maszynach energetycznych, cesja praw z umowy ubezpieczenia, cesja praw z gwarancji dobrego wykonania umowy, cesja praw z tytułu kar umownych	WIBOR 1M + marża	11 048 812,77
30. ESW	Nordea Bank Polska S.A.	inwestycyjny	2010-05-10	2017-06-30	80 000 000 PLN	- ¹	weksel in blanco wraz z deklaracją wekslową klauzula potrącenia środków pieniężnych z rachunku bieżącego pełnomocnictwa pobierania środków z rachunków bankowych	WIBOR 3M + marża	80 000 000
31. PEPKH	PKO BP S.A.	w rachunku	2007-09-24	2010-09-23	12 000 000,00 PLN	116,22 PLN	Cesja wierzytelności z umowy sprzedaży energii elektrycznej	WIBOR 1M + marża	11 999 883,78
32. PKE	PKO BP S.A.	inwestycyjny	1998-02-24	2012-09-30	115 000 000,00 PLN	35 000 000,00 PLN	Cesja wierzytelności z tytułu umowy o prowadzenie rachunku bankowego Pełnomocnictwo do dysponowania środkami na rachunkach bieżących Weksel in blanco Cesja praw z polis ubezpieczeniowych Cesja praw z gwarancji bankowej na własciwie wykonanie kontraktu	WIBOR 3M + marża	-
33. PKE	PKO BP S.A.	inwestycyjny	1998-04-22	2012-12-31	35 600 000 USD 33 890 000 PLN	67 754 406,22 PLN	Cesja wierzytelności z tytułu umowy o prowadzenie rachunku bankowego Cesja praw z „Gwarancji” Bankowej należytego wykonania Kontraktu Pełnomocnictwo do rachunków bankowych Hipoteka Cesja praw z polis ubezpieczeniowych nieruchomości	WIBOR 3M + marża	-
34. PKE	ING Bank Śląski S.A.	inwestycyjny	1997-10-29	2010-12-31	115 000 000,00 PLN	11 500 000,00 PLN	Cesja wierzytelności z tytułu umowy o prowadzenie rachunku bankowego Cesja wierzytelności z gwarancji dobrego wykonania kontraktu	WIBOR 3M + marża	-

¹ Umowa kredytu została podpisana w dniu 18 maja 2010 r.; data spłaty pierwszej raty kredytu przypada na dzień 31 sierpnia 2010 r. i wynosi 13 000 000 PLN.

Nazwa Spółki	Instytucja finansowa	Rodzaj kredytu/ pożyczki	Data podpisania umowy	Ostateczna data spłaty	Kwota kredytu/pożyczki (limit kredytowy)	Kwota pozostała do spłaty na dzień 31.03.2010 r.	Zabezpieczenie	Oprocentowanie	Niewykorzystana kwota kredytu
35. PKE	ING Bank Śląski S.A.	inwestycyjny	1998-06-15	2011-12-31	263 408 564,05 PLN	42 553 000,00 PLN	Cesja wierzycielności z umów sprzedaży energii elektrycznej Cesja wierzycielności z tytułu umowy o prowadzenie rachunku bankowego Cesja wierzycielności Cesja wierzycielności wynikająca z gwarancji należytego wykonania Kontraktu Oświadczenie o poddaniu się egzekucji Hipoteka Cesja praw z ubezpieczenia majątku trwałego	WIBOR 3M + marża	-
36. PKE	Pekao S.A.	inwestycyjny	1998-12-14	2012-12-31	124 000 000,00 USD	151 558 994,26 PLN	Cesja wierzycielności z umów sprzedaży energii elektrycznej Cesja wierzycielności z tytułu umowy o prowadzenie rachunku bankowego Hipoteka na nieruchomości wraz z cesją praw z odnawianych w całym okresie kredytowania polis ubezpieczeniowych	WIBOR 3M + marża	-
37. PKE	Pekao S.A.	inwestycyjny	1998-08-07	2011-10-31	101 578 000,00 PLN	47 128 000,00 PLN	Cesja wierzycielności z umów sprzedaży energii elektrycznej Cesja wierzycielności z tytułu umowy o prowadzenie rachunku bankowego Cesja z polisy ubezpieczeniowej Hipoteka Pełnomocnictwo dysponowania rachunkiem bankowym	WIBOR 1M + marża	-
38. PKE	Pekao S.A.	inwestycyjny	1999-08-18	2010-10-31	79 105 000,00 PLN	6 605 000,00 PLN	Cesja wierzycielności z umów sprzedaży energii elektrycznej Cesja wierzycielności z tytułu umowy o prowadzenie rachunku bankowego Weksel własny in blanco Pełnomocnictwo dysponowania rachunkiem bankowym	WIBOR 1M + marża	-
39. PKE	Pekao S.A.	inwestycyjny	1998-04-16	2010-11-30	304 381 000,00 PLN	39 381 000,00 PLN	Cesja wierzycielności z umów sprzedaży energii elektrycznej Cesja wierzycielności z tytułu umowy o prowadzenie rachunku bankowego Cesja z polisy ubezpieczeniowej ubezpieczającej majątek trwały powstały w wyniku realizacji projektu Cesja z umów sprzedaży ciepła Hipoteka Pełnomocnictwo dysponowania rachunkami bankowymi Zastaw rejestrowy	WIBOR 3M + marża	-
40. PKE	DnB Nord Polska S.A.	inwestycyjny	1999-12-29	2021-06-20	4 032 821,67 EUR	10 619 703,33 PLN	Weksel własny in blanco Zastaw rejestrowy turbozepsoliu wraz z cesją praw z umowy ubezpieczenia Pełnomocnictwo do dysponowania rachunkiem bankowym	EURIBOR 6M + marża	-

Nazwa Spółki	Instytucja finansowa	Rodzaj kredytu/ pożyczki	Data podpisania umowy	Ostateczna data spłaty	Kwota kredytu/pożyczki (limit kredytowy)	Kwota pozostała do spłaty na dzień 31.03.2010 r.	Zabezpieczenie	Oprocentowanie	Niewykorzystana kwota kredytu
41. PKE	BOŚ S.A.	inwestycyjny	2007-01-12	2013-12-31	100 000 000,00 PLN	80 000 000,00 PLN	Pełnomocnictwo do rachunku Weksel in blanco Hipoteki i zastawy rejestrowe ustanowione zgodnie z umową podziału zabezpieczeń	stopa redyskonta weksli	-
42. PKE	NFOŚiGW	pożyczka	2003-12-22	2012-12-20	352 000 000,00 PLN	264 000 000,00 PLN	Weksel własny in blanco Oświadczenie o poddaniu się egzekucji w formie aktu notarialnego Nieodwołalne pełnomocnictwo do rachunku bankowego wraz z umową przelewu wierzytelności z tego rachunku Hipoteki i zastawy rejestrowe ustanowione zgodnie z umową podziału zabezpieczeń	stopa redyskonta weksli	-
43. PKE	Societe Generale S.A.	w rachunku	2009-12-28	2010-12-29	23 000 000,00 PLN	-	Uprawnienie do potrącania z rachunku środków pieniężnych	WIBOR 1M + marża	23 000 000,00
44. PKE	ING Bank Śląski S.A.	w rachunku	2009-08-31	2010-08-31	60 000 000,00 PLN	19 989 062,12 PLN	Pełnomocnictwo do rachunku bankowego Upoważnienie do pobierania środków z rachunku bieżącego	WIBOR 1M + marża	40 010 937,88
45. PKE	Pekao S.A.	w rachunku	2009-10-30	2010-10-31	25 000 000,00 PLN	18 989 538,87 PLN	Weksel własny in blanco Pełnomocnictwo do rachunku bieżącego	WIBOR 1M + marża	6 010 461,13
46. PKW	ING Bank Śląski S.A.	inwestycyjny	2006-03-03	2011-02-28	7 200 000,00 PLN	1 320 000,00 PLN	Zastaw rejestrowy na środkach trwałych (maszynach i urządzeniach), hipoteka łączna kaucyjna na nieruchomości	WIBOR 1M + marża	-
47. PKW	ING Bank Śląski S.A.	inwestycyjny	2006-10-16	2011-11-30	31 500 000,00 PLN	10 500 000,00 PLN	Zastaw rejestrowy na środkach trwałych (maszynach i urządzeniach), hipoteka łączna kaucyjna na nieruchomości	WIBOR 1M + marża	-
48. PKW	Bank Millennium S.A.	inwestycyjny	2010-01-04	2015-03-31	29 690 000,00 PLN	29 690 000,00 PLN	Zastaw rejestrowy na środkach trwałych	WIBOR 1M + marża	-
49. PKW	Bank Millennium S.A.	inwestycyjny	2010-02-08	2015-05-29	27 420 000,00 PLN	9 140 000,00 PLN	Zastaw rejestrowy na środkach trwałych	WIBOR 1M + marża	18 280 000,00
50. PKW	Pekao S.A.	w rachunku	2007-02-08	2010-10-30	25 000 000,00 PLN	-	Hipoteka łączna umowna i hipoteka łączna kaucyjna na nieruchomości	WIBOR 1M + marża	25 000 000,00
51. PKW	ING Bank Śląski S.A.	w rachunku	2007-04-23	2011-03-31	20 000 000,00 PLN	-	Zastaw rejestrowy na środkach trwałych (maszynach i urządzeniach), hipoteka łączna kaucyjna na nieruchomości	WIBOR 1M + marża	20 000 000,00
52. PEC Katowice	MBOiR	pożyczka	1994-11-30		36 642 664,84 USD	19 901 791,07 PLN	weksle in blanco	LIBOR 6M dla koszyka walut /USD, EURO, JPY/	-
53. PEC Katowice	WFOŚiGW w Katowicach	pożyczka	2009-09-09	15.12.2010	105 000,00 PLN	105 000,00 PLN	lokata	stopa redyskonta weksli	-
54. PEC Katowice	WFOŚiGW w Katowicach	pożyczka	2009-09-03	15.12.2010	76 000,00 PLN	50 170,80 PLN	lokata	stopa redyskonta weksli	-
55. PEC Katowice	WFOŚiGW w Katowicach	pożyczka	2009-09-09	18.09.2010	102 700,00 PLN	34 718,64 PLN	lokata	stopa redyskonta weksli	-
56. PEC Katowice	WFOŚiGW w Katowicach	pożyczka	2009-09-09	30.09.2011	148 167,00 PLN	148 167,00 PLN	lokata	stopa redyskonta weksli	-
57. PEC Katowice	WFOŚiGW w Katowicach	pożyczka	2009-09-09	30.11.2010	259 295,00 PLN	194 471,00 PLN	lokata	stopa redyskonta weksli	-

Nazwa Spółki	Instytucja finansowa	Rodzaj kredytu/ pożyczki	Data podpisania umowy	Ostateczna data spłaty	Kwota kredytu/pożyczki (limit kredytowy)	Kwota pozostała do spłaty na dzień 31.03.2010 r.	Zabezpieczenie	Oprocentowanie	Niewykorzystana kwota kredytu
58. PEC Katowice	WFOŚiGW w Katowicach	pożyczka	2009-11-10	15.12.2010	331 342,00 PLN	248 505,00 PLN	lokata	stopa redyskonta weksli	-
59. PEC Katowice	WFOŚiGW w Katowicach	pożyczka	2009-11-10	15.12.2010	14 913,00 PLN	11 184,00 PLN	lokata	stopa redyskonta weksli	-
60. PEC Katowice	WFOŚiGW w Katowicach	pożyczka	2009-12-04	30.10.2010	98 544,00 PLN	73 908,00 PLN	lokata	stopa redyskonta weksli	-
61. PEC Dąbrowa Górnicza	ING Bank Śląski	inwestycyjny	2009-06-04	30-06-2011	12 000 000,00 PLN	12 000 000,00 PLN	cesja wierzytelności zobowiązanie do zachowania określonego poziomu obrotów	WIBOR 1M + marża	-
62. PEC Dąbrowa Górnicza	WFOŚiGW w Katowicach	pożyczka	2009-01-20	2010-08-31	443 707,00 PLN	147 207,00 PLN	cesja wierzytelności i lokat bankowych	stopa redyskonta weksli	-
63. PEC Dąbrowa Górnicza	WFOŚiGW w Katowicach	pożyczka	2009-08-25	2011-03-31	277 000,00 PLN	147 692,71 PLN	cesja wierzytelności i lokat bankowych	stopa redyskonta weksli	-
64. PEC Dąbrowa Górnicza	WFOŚiGW w Katowicach	pożyczka	2009-08-25	2011-03-31	241 000,00 PLN	241 000,00	cesja wierzytelności i lokat bankowych	stopa redyskonta weksli	-
65. PEC Dąbrowa Górnicza	WFOŚiGW w Katowicach	pożyczka	2009-10-09	2011-03-31	17 423,19 PLN	17 423,19 PLN	cesja wierzytelności i lokat bankowych	stopa redyskonta weksli	-
66. PEC Dąbrowa Górnicza	WFOŚiGW w Katowicach	pożyczka	2009-10-09	31-03-2011	334 800,00 PLN	250 800,00 PLN	cesja wierzytelności i lokat bankowych	stopa redyskonta weksli	-
67. Kopalnia Wapienia Czatkowice	BRE Bank S.A.	inwestycyjny	2004-08-03	2011-07-29	6 500 000,00 PLN	1 444 444,32 PLN	Hipoteka zwykła Hipoteka kaucyjna Weksel własny in blanco wraz z deklaracją Cesja praw z polisy ubezpieczeniowej	WIBOR 1M + marża	-
68. Kopalnia Wapienia Czatkowice	BRE Bank S.A.	w rachunku	2009-11-25	2010-10-29	1 000 000,00 PLN	-	Weksel własny in blanco wraz z deklaracją	WIBOR ON + marża	1 000 000,00
69. Kopalnia Wapienia Czatkowice	BOŚ S.A.	inwestycyjny	2005-09-05	2010-11-20	442 473,85 PLN	58 399,99 PLN	Weksel własny in blanco wraz z deklaracją Zastaw rejestrowy na środkach trwałych	stopa redyskonta weksli	-
70. Kopalnia Wapienia Czatkowice	BOŚ S.A.	inwestycyjny	2007-12-03	2011-09-15	127 801,60 PLN	49 961,60 PLN	Weksel własny in blanco wraz z deklaracją Kaucja środków pieniężnych	stopa redyskonta weksli	-
71. Kopalnia Wapienia Czatkowice	BOŚ S.A.	inwestycyjny	2007-12-03	2011-09-15	178 560,00 PLN	69 920,00 PLN	Weksel własny in blanco wraz z deklaracją Kaucja środków pieniężnych	stopa redyskonta weksli	-
72. Kopalnia Wapienia Czatkowice	BOŚ S.A.	inwestycyjny	2007-12-20	2011-09-15	138 023,36 PLN	55 268,36 PLN	Weksel własny in blanco wraz z deklaracją Kaucja środków pieniężnych	stopa redyskonta weksli	-
73. Kopalnia Wapienia Czatkowice	PKO BP S.A.	inwestycyjny	2006-07-11	2014-12-31	4 000 000,00 EUR	11 289 507,80 PLN	Hipoteka zwykła Hipoteka kaucyjna Przelew wierzytelności z umowy wieloletniej Cesja praw z polisy ubezpieczeniowej	EURIBOR 1M + marża	-
74. Kopalnia Wapienia Czatkowice	PKO BP S.A.	inwestycyjny	2006-07-11	2014-12-31	4 500 000,00 PLN	3 288 461,70 PLN	Hipoteka zwykła Hipoteka kaucyjna Przelew wierzytelności z umowy wieloletniej Cesja praw z polisy ubezpieczeniowej	WIBOR 1M + marża	-

Umowy dotyczące transakcji zabezpieczających ryzyko finansowe zawarte przez PKE

Na dzień Prospektu PKE jest stroną m.in. sześciu umów ramowych, których celem było umożliwienie zabezpieczenia ryzyk finansowych związanych z budową i finansowaniem nowego bloku energetycznego o mocy 460 MW w Elektrowni Łagisza oraz określenie ogólnych zasad współpracy, w tym m.in. sposobu zawierania i rozliczania terminowych transakcji walutowych oraz transakcji dotyczących stóp procentowych, a także warunków naruszenia. Umowy zostały zawarte na czas nieokreślony, wyłącznie w celu zabezpieczenia ryzyk finansowych związanych z projektem budowy bloku energetycznego w Elektrowni Łagisza. Stronami powyższych umów ramowych są następujące banki: Bank DnB Nord S.A. (umowa z dnia 18 lipca 2007 r.), ING Bank Śląski S.A. (umowa z dnia 22 sierpnia 2007 r.), Bank Handlowy w Warszawie S.A. (umowa z dnia 18 lipca 2007 r.), Bank BPH S.A. (obecnie Bank Polska Kasa Opieki S.A.; umowa z dnia 18 lipca 2007 r.), Bank PKO BP S.A. (umowa z dnia 30 sierpnia 2007 r.) oraz Deutsche Bank Polska S.A. (umowa z dnia 28 sierpnia 2007 r.). W ramach powyższych umów zostały zawarte transakcje terminowe interest rate swap, których celem jest zabezpieczenie PKE przed ryzykiem zmiany stóp procentowych, na które PKE jest narażony w związku z emisją obligacji, której opis został przedstawiony w punkcie 14.3.2 (*Umowy zawarte przez Spółki Zależne – Program emisji obligacji PKE o wartości 650 mln zł*). Zgodnie z tym programem emisji obligacji PKE, około 80% płatności odsetkowych z tytułu wskazanych obligacji opartych jest o zmienną stopę procentową. Zabezpieczenie przed ryzykiem stóp procentowych zostało dokonane w drodze zamiany zmiennej stopy oprocentowania na stałą stopę oprocentowania. Na dzień 31 marca 2010 r. wycena wartości godziwej instrumentów zabezpieczających ryzyko stopy procentowej wynosiła ok. 9 mln zł.

Dodatkowo, PKE jest stroną trzech transakcji pochodnych typu *interest rate swap* zabezpieczających ryzyko stóp procentowych związane z umowami kredytu inwestycyjnego o zmiennej stopie oprocentowania zawartymi przez PKE z Bankiem Handlowym w Warszawie S.A. Wycena wartości godziwej tych instrumentów pochodnych na dzień 31 marca 2010 r. wynosi ok. 6,5 mln zł.

Warunki wszystkich aktywnych instrumentów pochodnych w zakresie doboru stopy procentowej, okresu naliczania odsetek, amortyzacji nominalu są w pełni dopasowane do warunków instrumentów zabezpieczanych, umożliwiając tym samym zastosowanie rachunkowości zabezpieczeń.

14.4 Umowa dotycząca nabycia KWK Bolesław Śmiały i akcji w PKW

Spółka jest stroną istotnej umowy z dnia 8 kwietnia 2010 r. zawartej z Kompanią Węglową, dotyczącej nabycia KWK Bolesław Śmiały i akcji w PKW, uznanej za istotną, gdyż w przypadku jej realizacji Grupa TAURON zwiększy wydobycie węgla kamiennego o 1,6 mln ton rocznie oraz uzyska całkowitą kontrolę nad PKW.

Na podstawie tej umowy Spółka oraz Kompania Węglowa zobowiązały się do podjęcia działań mających na celu wniesienie przez Kompanię Węglową przedsiębiorstwa KWK Bolesław Śmiały do spółki celowej, a następnie wniesienie udziałów w tej spółce celowej oraz wszystkich posiadanych przez Kompanię Węglową akcji w PKW do Spółki w zamian za nowe akcje aportowe w podwyższonym kapitale zakładowym Spółki, które obejmie Kompania Węglowa. Objęcie akcji aportowych w podwyższonym kapitale zakładowym Spółki nastąpi z wyłączeniem prawa poboru dotychczasowych akcjonariuszy Spółki na zasadzie subskrypcji prywatnej. Zgodnie z umową, akcje aportowe Spółki objęte przez Kompanię Węglową będą następnie przedmiotem ubiegania się o ich dopuszczenie do obrotu na Gieldzie.

Cena emisyjna akcji aportowych w podwyższonym kapitale zakładowym Spółki będzie odpowiadała średniej cenie rynkowej Akcji, ustalonej jako średnia arytmetyczna ze średnich, dziennych kursów wszystkich transakcji ważonych wolumenem obrotów z czterdziestu dni sesyjnych na GPW, jednak nie będzie wyższa niż cena nabycia akcji Spółki przez inwestorów od Skarbu Państwa w Ofercie oraz nie niższa niż wartość nominalna Akcji. W ocenie Zarządu, uwzględniającej stan wiedzy na dzień Prospektu, liczba akcji aportowych, które zostaną objęte przez Kompanię Węglową, nie przekroczy 6% kapitału zakładowego Spółki na dzień niniejszego Prospektu. Ostateczna wielkość emisji akcji aportowych może ulec zmianie i będzie uzależniona od końcowego ustalenia ceny emisyjnej akcji aportowych Spółki oraz wartości aportów wnoszonych przez Kompanię Węglową na pokrycie tych akcji.

Kompanię Węglową będzie obowiązywało ograniczenie zbywalności objętych przez nią akcji Spółki identyczne jak ograniczenie obowiązujące Akcjonariusza Sprzedającego, lecz przez okres nie dłuższy niż dwanaście miesięcy od dnia zakończenia Oferty.

Strony przewidują realizację umowy, w tym podwyższenie kapitału zakładowego Spółki, po Ofercie. Nabycie przez Spółkę KWK Bolesław Śmiały wymaga uzyskania zgody Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji lub stwierdzenia przez Prezesa UOKiK braku obowiązku uzyskania takiej zgody albo upływu terminu, w którym postępowanie przed Prezesem UOKiK w tej sprawie powinno zostać zakończone.

Jeżeli do dnia 31 grudnia 2010 r. Oferta nie dojdzie do skutku, strony podejmą negocjacje w sprawie realizacji umowy. Jeżeli strony nie osiągną porozumienia co do realizacji umowy do dnia 31 marca 2011 r., każdej ze stron będzie przysługiwać prawo odstąpienia od umowy. Strony mają również prawo odstąpienia od umowy, w przypadku braku akceptacji wyceny dokonanych przez strony udziałów we wskazanej powyżej spółce celowej lub wyceny akcji PKW, będących przedmiotem aportu, który ma zostać wniesiony przez Kompanię Węglową na pokrycie podwyższonego kapitału zakładowego Spółki.

14.5 Umowa dotycząca realizacji inwestycji przez PKE w Elektrociepłowni Bielsko-Biała

W dniu 29 grudnia 2009 r. PKE zawarła z Polimex-Mostostal S.A. umowę o zaprojektowanie i wykonanie bloku ciepłowniczego na paliwo węglowe w Elektrociepłowni Bielsko-Biała. Umowa ta została uznana za istotną ze względu na jej przedmiot i wartość świadczeń nią objętych.

Blok ciepłowniczy, stanowiący przedmiot tej umowy, będzie zdolny wytwarzać energię elektryczną i energię ciepłą zarówno samodzielnie, jak i w powiązaniu z istniejącą częścią Elektrociepłowni Bielsko-Biała EC1.

Zgodnie z umową, Polimex-Mostostal jest uprawniony do wynagrodzenia w wysokości 500 mln zł (w tym VAT). Na zabezpieczenie należytego wykonania kontraktu Polimex-Mostostal przedłożył PKE nieodwołalną, bezwarunkową i płatną na każde żądanie gwarancję bankową na kwotę 50 mln zł, tj. gwarancję stanowiącą 10% ceny brutto umowy.

Zarówno PKE, jak i Polimex-Mostostal mogą rozwiązać umowę za 30-dniowym okresem wypowiedzenia w ciągu 60 dni od dnia powzięcia informacji o wystąpieniu zdarzenia uzasadniającego, zgodnie z umową, jej rozwiązanie. Do zdarzeń upoważniających PKE do rozwiązania umowy należą w szczególności: (i) powierzenie przez Polimex-Mostostal wykonania całości prac jednemu podwykonawcy, (ii) wykonywanie przez Polimex-Mostostal (pomimo 3-krotnego upomnienia przez PKE) swoich zobowiązań wynikających z umowy z istotnym naruszeniem umowy lub prawa, (iii) spowodowanie, z przyczyn, za które Polimex-Mostostal odpowiada, wynoszącego ponad 150 dni opóźnienia przekazania PKE bloku do eksploatacji, (iii) złożenie wniosku o ogłoszenie upadłości Polimex-Mostostal (o ile sąd nie oddalił takiego wniosku jako oczywiście bezzasadnego) oraz (iv) zaistnienie istotnej zmiany okoliczności powodującej, że wykonanie umowy nie leży w interesie publicznym, czego nie można było przewidzieć w dacie zawarcia umowy. Do zdarzeń upoważniających Polimex-Mostostal do rozwiązania umowy należą natomiast w szczególności: (i) opóźnienie się przez PKE z zapłatą za dany etap realizacji o ponad 105 dni oraz (ii) zgłoszenie w stosunku do PKE wniosku o ogłoszenie upadłości (o ile sąd nie oddalił takiego wniosku jako oczywiście bezzasadnego). Ponadto, PKE uprawniony jest do rozwiązania umowy i pozostawienia wybudowanego bloku do dyspozycji Polimex-Mostostal w przypadku nieosiągnięcia przez blok ciepłowniczy określonych gwarantowanych parametrów technicznych w czasie rozruchu próbnego lub okresu gwarancji.

15. Zarząd i Rada Nadzorcza

15.1 Zarząd

15.1.1 Istotne postanowienia Statutu i regulaminu Zarządu odnoszące się do członków Zarządu

Zarząd prowadzi sprawy Spółki i reprezentuje Spółkę we wszystkich czynnościach sądowych i pozasądowych. Wszelkie sprawy związane z prowadzeniem spraw Spółki, nie zastrzeżone przepisami prawa lub postanowieniami Statutu dla Walnego Zgromadzenia lub Rady Nadzorczej, należą do kompetencji Zarządu.

Zarząd składa się z 1 do 6 osób, w tym prezesa Zarządu i wiceprezesów Zarządu.

Członków Zarządu lub cały Zarząd powołuje i odwołuje Rada Nadzorcza, powierzając funkcje prezesa i wiceprezesów. Każdy z członków Zarządu może być odwołany lub zawieszony w czynnościach przez Radę Nadzorczą lub Walne Zgromadzenie. Członek Zarządu składa rezygnację Radzie Nadzorczej na piśmie.

Do składania oświadczeń w imieniu Spółki wymagane jest współdziałanie dwóch członków Zarządu albo jednego członka Zarządu łącznie z prokurentem. Jeżeli Zarząd jest jednoosobowy, do składania oświadczeń w imieniu Spółki uprawniony jest jeden członek Zarządu albo prokurent.

Uchwały Zarządu wymagają wszystkie sprawy przekraczające zakres zwykłych czynności Spółki.

Na warunkach określonych Statutem uchwały Zarządu wymagają w szczególności sprawy poniższe:

- (a) wprowadzenie regulaminu Zarządu i zmian do niego,
- (b) wprowadzenie regulaminu organizacyjnego przedsiębiorstwa Spółki,
- (c) tworzenie i likwidacja oddziałów,
- (d) powołanie prokurenta,
- (e) zaciąganie kredytów i pożyczek,
- (f) przyjęcie rocznych planów rzeczowo-finansowych oraz planów wieloletnich i strategii Spółki,
- (g) zaciąganie zobowiązań warunkowych w rozumieniu Ustawy o Rachunkowości, w tym udzielanie przez Spółkę gwarancji, poręczeń oraz wystawianie weksli, z zastrzeżeniem, że jeżeli ich wartość przekracza 5 mln EUR, wymagane jest uzyskanie zgody Rady Nadzorczej,
- (h) udzielanie darowizn, umorzenie odsetek lub zwolnienie z długu na warunkach określonych w Statucie,
- (i) nabycie nieruchomości, użytkowania wieczystego lub udziałów w nieruchomości lub w użytkowaniu wieczystym, z zastrzeżeniem, że jeżeli ich wartość przekracza 5 mln EUR, wymagane jest uzyskanie zgody Rady Nadzorczej,
- (j) nabycie składników aktywów trwałych z wyjątkiem nieruchomości, użytkowania wieczystego lub udziału w nieruchomości lub użytkowaniu wieczystym o wartości równej lub przekraczającej równowartość 10 tys. EUR w zł, z zastrzeżeniem, że jeżeli ich wartość przekracza 5 mln EUR, wymagane jest uzyskanie zgody Rady Nadzorczej,
- (k) rozporządzanie składnikami aktywów trwałych, w tym nieruchomością, użytkowaniem wieczystym lub udziałem w nieruchomości lub użytkowaniu wieczystym, o wartości równej lub przekraczającej równowartość 10 tys. EUR w zł, z zastrzeżeniem, że jeżeli ich wartość przekracza 5 mln EUR, wymagane jest uzyskanie zgody Rady Nadzorczej,
- (l) określenie wykonywania prawa głosu na walnym zgromadzeniu lub na zgromadzeniach wspólników spółek, w których Spółka posiada akcje lub udziały, w sprawach należących do kompetencji walnych zgromadzeń lub zgromadzeń wspólników tych spółek na warunkach określonych w Statucie,
- (m) określenie zasad prowadzenia działalności sponsoringowej,
- (n) przyjęcie rocznego planu działalności sponsoringowej,
- (o) sprawy, o których rozpatrzenie Zarząd zwraca się do Rady Nadzorczej albo do Walnego Zgromadzenia.

Uchwały Zarządu zapadają bezwzględną większością głosów, z zastrzeżeniem, że powołanie prokurenta wymaga jednomyślnej uchwały wszystkich członków Zarządu.

Zasady i wysokość wynagradzania członków Zarządu ustala z uwzględnieniem obowiązujących przepisów prawa Rada Nadzorcza, z zastrzeżeniem, że w okresie, w którym Skarb Państwa posiada powyżej 50% liczby akcji w kapitale zakładowym Spółki, zasady i wysokość wynagrodzenia dla Prezesa Zarządu ustala Walne Zgromadzenie.

Do momentu, gdy właścicielem ponad 50% akcji Spółki jest Skarb Państwa, członków Zarządu powołuje się po przeprowadzeniu postępowania kwalifikacyjnego na podstawie powszechnie obowiązujących przepisów prawa.

Zgodnie z regulaminem Zarządu, członkowie Zarządu ponoszą solidarną odpowiedzialność za kierowanie Spółką. Współpracują oni ze sobą i informują się wzajemnie o wszystkich istotnych sprawach dotyczących działalności statutowej Spółki. Niezależnie od tego każdy członek

Zarządu kieruje przekazanym mu zakresem zadań. Każdy z członków Zarządu jest obowiązany do przygotowania i referowania na posiedzeniu Zarządu spraw wynikających z zadań podległego mu pionu.

Pisma związane z prowadzeniem spraw Spółki w ramach zwykłego zarządu, niewywołujące zobowiązań i innych skutków finansowych lub prawnych, podpisywane są jednoosobowo przez członków Zarządu.

Każdy członek Zarządu jest uprawniony do podejmowania decyzji w zakresie nieprzekraczającym zwykłego zarządu sprawami Spółki – według przydzielonego zakresu kompetencji. W razie sprzeciwu chociażby jednego członka Zarządu następuje wstrzymanie decyzji aż do rozstrzygnięcia sprawy w drodze uchwały Zarządu.

Posiedzenia Zarządu zwołuje Prezes Zarządu lub wyznaczony przez niego Wiceprezes Zarządu. Posiedzenia Zarządu zwoływane są również na wniosek złożony przez większość Wiceprezesów Zarządu, jak również na wniosek przewodniczącego Rady Nadzorczej. Posiedzenia Zarządu odbywają się w siedzibie Spółki w terminie ustalonym przez zwołującego na warunkach wskazanych w regulaminie Zarządu.

Głosowania są jawne, z tym że Prezes Zarządu zarządza głosowanie tajne w sprawach osobowych oraz na wniosek któregośkolwiek z członków Zarządu.

Z posiedzenia Zarządu sporządzany jest protokół.

15.1.2 Obecny Skład Zarządu

W skład Zarządu Spółki wchodzi:

- (1) Dariusz Lubera – Prezes Zarządu, Dyrektor Generalny,
- (2) Dariusz Stolarczyk – Wiceprezes Zarządu, Dyrektor ds. Zarządzania i Komunikacji,
- (3) Stanisław Tokarski – Wiceprezes Zarządu, Dyrektor ds. Strategii i Rozwoju,
- (4) Krzysztof Zamasz – Wiceprezes Zarządu, Dyrektor ds. Handlowych,
- (5) Krzysztof Zawadzki – Wiceprezes Zarządu, Dyrektor ds. Ekonomiczno-Finansowych.

Wszyscy członkowie Zarządu są zatrudnieni w Spółce na podstawie umów o pracę, a swoje obowiązki wykonują w siedzibie Spółki, przy ul. Lwowskiej 23 w Katowicach.

Członkowie Zarządu nie prowadzą działalności gospodarczej poza przedsiębiorstwem Spółki.

Pomiędzy członkami Zarządu oraz członkami Rady Nadzorczej nie występują jakiegokolwiek powiązania rodzinne.

W żadnym czasie, a w szczególności w okresie ostatnich 5 lat, członkowie Zarządu nie zostali skazani za przestępstwo oszustwa. W okresie ostatnich 5 lat nie miały miejsca przypadki upadłości, zarządu komisarycznego ani likwidacji w odniesieniu do podmiotów, w których członkowie Zarządu pełnili funkcje w organach, a także w których byli oni osobami zarządzającymi wyższego szczebla.

W okresie ostatnich 5 lat nie miały miejsca oficjalne oskarżenia publiczne ani sankcje w stosunku do członków Zarządu ze strony organów ustawowych ani regulacyjnych (w tym uznanych organizacji zawodowych). Ponadto, członkowie Zarządu nie otrzymali w wyżej wskazanym okresie sądowego zakazu działania lub zakazu uczestniczenia w zarządzaniu lub prowadzeniu spraw jakiegokolwiek emitenta.

DARIUSZ LUBERA – PREZES ZARZĄDU, DYREKTOR GENERALNY

Funkcję Prezesa Zarządu, Dyrektora Generalnego, pełni Pan Dariusz Lubera (lat 51). W skład Zarządu Pan Dariusz Lubera został powołany w dniu 8 marca 2008 r.

Pan Dariusz Lubera ukończył studia na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki i Elektroniki Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie (kierunek: elektrotechnika). Ponadto, Pan Dariusz Lubera ukończył studia podyplomowe na Akademii Ekonomicznej w Krakowie – Ekonomika i Zarządzanie Firmami. Pan Dariusz Lubera uzyskał także wpis na listę osób uprawnionych do zasiadania w radach nadzorczych spółek Skarbu Państwa. Pan Dariusz Lubera posiada także certyfikat w zakresie zarządzania projektami według metodyki Prince2™ Foundation Examination.

Pan Dariusz Lubera kolejno pracował (i) w latach 1983–1985 w Zakładach Mechanicznych Tarnów w Tarnowie, jako referent techniczny, (ii) w latach 1985–1986 w Zakładzie Energetycznym Tarnów w Tarnowie jako starszy referent techniczny, (iii) w latach 1986–1991 w Zakładzie Energetycznym Tarnów w Tarnowie jako kierownik wydziału utrzymania – zastępca kierownika rejonu energetycznego, (iv) w latach 1991–1993 w Zakładzie Energetycznym Tarnów w Tarnowie jako dyrektor przedsiębiorstwa państwowego, (v) w latach 1993–2004 w Zakładzie Energetycznym Tarnów S.A. w Tarnowie jako prezes zarządu, (vi) w latach 2004–2006 w Enion, jako wiceprezes zarządu, (vii) w latach 2007–2008 w Enion jako kierownik projektu, (viii) od 2008 r. w Spółce jako Prezes Zarządu, dyrektor generalny.

Pan Dariusz Lubera pełnił lub pełni nadal funkcje w radach nadzorczych następujących podmiotów: (i) w latach 2001–2003 w Polskich Sieciach Elektroenergetycznych S.A. z siedzibą w Warszawie, jako członek rady nadzorczej, (ii) od 2008 r. w Enion jako przewodniczący rady nadzorczej, (iii) od 2008 r. w Enion Energia jako przewodniczący rady nadzorczej. Poza wyżej wskazanymi funkcjami, w okresie ostatnich 5 lat Pan Dariusz Lubera nie pełnił i nie pełni funkcji w organach innych spółek kapitałowych.

Pan Dariusz Lubera pełnił lub pełni nadal także funkcje w organach następujących stowarzyszeń, organizacji gospodarczych i innych podmiotów: (i) w latach 1993–2008 w Polskim Towarzystwie Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej kolejno jako wiceprezes oraz prezes (1998–2008), (ii) w latach 1994–1998 – jako członek Rady ds. Cen Transferowych w Sektorze Elektroenergetycznym przy Ministrze Gospodarki – kierownik ds. cen, (iii) w latach 1999–2008 w Polskim Klubie Kogeneracji KOGEN POLSKA jako członek rady zarządzającej, (iv) od 1999 r. w Polskim Komitecie Energii Elektrycznej jako członek prezydium rady zarządzającej, (v) w latach 2006–2007 w Międzynarodowym Komitecie Sterującym LWA (*Live Working Association*) jako jego przewodniczący, (vi) od 2008 r. w Polskim Komitecie Normalizacyjnym w Warszawie jako przewodniczący Komitetu Technicznego ds. Aspektów Dostawy Energii Elektrycznej, (vii) od 2008 r. w Izbie Gospodarczej Energetyki i Ochrony Środowiska w Warszawie jako prezes zarządu, (viii) od 2009 r. w Krajowej Izbie Gospodarczej w Warszawie jako wiceprzewodniczący Rady Krajowej.

Pan Dariusz Lubera posiada akcje i udziały następujących podmiotów: Spółka, Enion Zarządzanie Aktywami. Ponadto, Pan Dariusz Lubera posiada akcje spółek publicznych notowanych na Giełdzie – pakiety te nie przekraczają 5% kapitału zakładowego ani głosów na walnych zgromadzeniach tych podmiotów. Pan Dariusz Lubera przeprowadza od czasu do czasu, jako inwestor giełdowy, transakcje na drobnych pakietach akcji spółek znajdujących się w obrocie na rynku regulowanym. Poza powyższymi, Pan Dariusz Lubera nie jest współnikiem spółek osobowych oraz innych spółek kapitałowych.

W okresie ostatnich 5 lat Pan Dariusz Lubera posiadał akcje Enion. Ponadto, w okresie ostatnich 5 lat Pan Dariusz Lubera posiadał akcje spółek publicznych notowanych na Giełdzie – pakiety te nie przekraczały 5% kapitału zakładowego ani głosów na walnych zgromadzeniach tych podmiotów. W okresie ostatnich 5 lat Pan Dariusz Lubera przeprowadzał od czasu do czasu, jako inwestor giełdowy, transakcje na drobnych pakietach akcji spółek znajdujących się w obrocie na rynku regulowanym. Poza powyższymi, w okresie ostatnich 5 lat Pan Dariusz Lubera nie był współnikiem żadnej spółki osobowej oraz innej spółki kapitałowej.

DARIUSZ STOLARCZYK – WICEPREZES ZARZĄDU, DYREKTOR DS. ZARZĄDZANIA I KOMUNIKACJI

Funkcję Wiceprezesa Zarządu, Dyrektora ds. Zarządzania i Komunikacji, pełni Pan Dariusz Stolarczyk (lat 46). W skład Zarządu Pan Dariusz Stolarczyk został powołany w dniu 8 marca 2008 r.

Pan Dariusz Stolarczyk ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Wrocławskiej (kierunek: elektroenergetyka przemysłowa) oraz studia na Wydziale Zarządzania i Informatyki Akademii Ekonomicznej we Wrocławiu (kierunek: zarządzanie i marketing MBA). Ponadto, Pan Dariusz Stolarczyk ukończył: (i) studia podyplomowe w zakresie organizacji i zarządzania w Instytucie Organizacji i Zarządzania Politechniki Wrocławskiej, (ii) studia podyplomowe menedżerskie MBA w Szkole Głównej Administracji i Zarządzania w Warszawie, oraz (iii) studia podyplomowe w zakresie zarządzania w *Wirtschaftsforderungsinstitut der Wirtschaftskammer* w Wiedniu (Austria). Pan Dariusz Stolarczyk uzyskał także wpis na listę osób uprawnionych do zasiadania w radach nadzorczych spółek Skarbu Państwa. Pan Dariusz Stolarczyk posiada również certyfikat w zakresie zarządzania projektami według metodyki Prince2™ Foundation Examination.

Pan Dariusz Stolarczyk kolejno pracował: (i) w latach 1982–1984 w Hucie Szkła Technicznego z siedzibą w Jeleniej Górze jako elektryk, (ii) w latach 1984–1993 w Przedsiębiorstwie Telekom-Simet z siedzibą w Jeleniej Górze jako kierownik działu utrzymania ruchu, (iii) w latach 1993–1995 w Zakładach Chemicznych JELCHEM S.A. z siedzibą w Jeleniej Górze jako dyspozytor zakładu, (iv) w latach 1995–2007 w EnergiaPro (poprzednio: Zakład Energetyczny Jelenia Góra S.A.), kolejno jako dyspozytor ZDR, członek zarządu – dyrektor ds. technicznych, prezes zarządu – dyrektor generalny, (v) w 2007 r. w Geomar S.A. z siedzibą w Szczecinie jako dyrektor ds. rozwoju, (vi) w 2007 r. w TFKH S.A. z siedzibą w Bytomiu jako doradca zarządu, (vii) w latach 2007–2008 w Db Consult Sp. z o.o. z siedzibą w Jeleniej Górze jako prezes zarządu, (viii) od 2008 r. w Spółce, jako Wiceprezes Zarządu – Dyrektor ds. Zarządzania i Komunikacji.

Pan Dariusz Stolarczyk pełnił lub pełni nadal funkcje w radach nadzorczych następujących podmiotów: (i) w latach 2006–2007 oraz od 2008 r. w Tauron Ekoenergia (poprzednio JEW) jako przewodniczący rady nadzorczej, (ii) od 2008 r. w EnergiaPro jako przewodniczący rady nadzorczej. Poza wyżej wskazanymi funkcjami w okresie ostatnich 5 lat Pan Dariusz Stolarczyk nie pełnił i nie pełni funkcji w organach innych spółek kapitałowych.

Pan Dariusz Stolarczyk pełnił lub pełni nadal także funkcje w organach następujących stowarzyszeń, organizacji gospodarczych i innych podmiotów: (i) w latach 2003–2008 w Polskim Towarzystwie Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej jako członek zarządu (ii) w latach 2008–2009 w Polskim Komitecie Energii Elektrycznej z siedzibą w Warszawie jako członek rady zarządzającej.

Pan Dariusz Stolarczyk posiada udziały Db Consult Sp. z o.o. z siedzibą w Jeleniej Górze. Ponadto, Pan Dariusz Stolarczyk posiada akcje spółki publicznej notowanej na Giełdzie – pakiet ten nie przekracza 5% kapitału zakładowego ani głosów na walnym zgromadzeniu tego podmiotu. Poza powyższym, Pan Dariusz Stolarczyk nie był w okresie ostatnich 5 lat ani nie jest współnikiem spółek osobowych oraz innych spółek kapitałowych.

STANISŁAW TOKARSKI – WICEPREZES ZARZĄDU, DYREKTOR DS. STRATEGII I ROZWOJU

Funkcję Wiceprezesa Zarządu, Dyrektora ds. Strategii i Rozwoju, pełni Pan Stanisław Tokarski (lat 51). W skład Zarządu Pan Stanisław Tokarski został powołany w dniu 8 marca 2008 r.

Pan Stanisław Tokarski ukończył studia na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki i Elektroniki (kierunek: elektrotechnika) Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie (kierunek: elektrotechnika). Ponadto, Pan Stanisław Tokarski ukończył studia podyplomowe w następujących dziedzinach: (i) prawo Unii Europejskiej na Uniwersytecie Jagiellońskim, (ii) zarządzanie oparte o strukturę programu MBA w Szkole Głównej

Handlowej w Warszawie, (iii) przyjazna dla środowiska restrukturyzacja energetyki na Politechnice Śląskiej (we współpracy z Uniwersytetem Minnesota), (iv) elektroenergetyka w warunkach przemian gospodarczych na Politechnice Śląskiej oraz (v) systemy komputerowe na Politechnice Śląskiej. Pan Stanisław Tokarski uzyskał także wpis na listę osób uprawnionych do zasiadania w radach nadzorczych spółek Skarbu Państwa. Pan Stanisław Tokarski posiada również certyfikat w zakresie zarządzania projektami według metodyki Prince2™ Foundation Examination.

Pan Stanisław Tokarski kolejno pracował: (i) w latach 1983–1985 w Elektromontaż Nr 2 z siedzibą w Krakowie jako inżynier rozruchu, (ii) w latach 1985–2001 w Elektrowni Jaworzno III z siedzibą w Jaworznie kolejno jako elektromonter (1985–1986), inspektor nadzoru elektrycznego (1986–1989), starszy mistrz ds. zabezpieczeń i pomiarów elektrycznych (1989–1992), główny specjalista ds. restrukturyzacji (1992–1996), zastępca dyrektora ds. strategii i zarządzania (1996–1997), dyrektor ds. strategii i zarządzania (1997–2001), (iii) w latach 2001–2008 w PKE jako dyrektor ds. strategii zarządzania, (iv) od 2008 r. w Spółce jako Wiceprezes Zarządu – Dyrektor ds. Strategii i Rozwoju.

Pan Stanisław Tokarski pełnił lub pełni nadal funkcje w radach nadzorczych następujących podmiotów: (i) w latach 2002–2008 w JTC S.A. z siedzibą w Będzinie jako członek rady nadzorczej, (ii) w latach 2003–2005 w Zakładzie Górniczo-Energetycznym Janina Sp. z o.o. z siedzibą w Libiążu jako przewodniczący rady nadzorczej, (iii) w latach 2006–2008 w Entek Sp. z o.o. z siedzibą w Bursztynie (Ukraina) jako przewodniczący rady nadzorczej, (iv) od 2008 r. w PKE jako przewodniczący rady nadzorczej, (v) od 2005 r. w PKW jako członek rady nadzorczej. Poza wyżej wskazanymi funkcjami, w okresie ostatnich 5 lat Pan Stanisław Tokarski nie pełnił i nie pełni funkcji w organach innych spółek kapitałowych.

Pan Stanisław Tokarski pełnił lub pełni nadal funkcje w organach następujących stowarzyszeń, organizacji gospodarczych i innych podmiotów: (i) w latach 2002–2009 w Fundacji Mediów i Kultury z siedzibą w Jaworznie jako przewodniczący rady fundacji, (ii) w latach 2003–2005 w Fabryce Podzespołów Elektrotechnicznych EMA Electrocarbon Przedsiębiorstwo Państwowe z siedzibą w Tarnowskich Górach jako przewodniczący rady nadzorczej, (iii) od 2003 r. w Polskim Komitecie Energii Elektrycznej z siedzibą w Warszawie jako członek rady zarządzającej, (iv) w VGB – Stowarzyszeniu Producentów Energii Elektrycznej z siedzibą w Essen (Niemcy) jako członek rady dyrektorów.

Pan Stanisław Tokarski posiada akcje Spółki oraz udziały DOMEL – III Sp. z o.o. z siedzibą w Jaworznie, a także akcje spółek publicznych notowanych na Giełdzie – pakiety te nie przekraczają 5% kapitału zakładowego ani głosów na walnych zgromadzeniach tych podmiotów. Pan Stanisław Tokarski przeprowadza od czasu do czasu, jako inwestor giełdowy, transakcje na drobnych pakietach akcji spółek znajdujących się w obrocie na rynku regulowanym. Poza powyższymi, Pan Stanisław Tokarski nie jest współnikiem spółek osobowych oraz innych spółek kapitałowych.

W okresie ostatnich 5 lat Pan Stanisław Tokarski był akcjonariuszem PKE oraz spółek publicznych notowanych na Giełdzie – pakiety te nie przekraczały 5% kapitału zakładowego ani głosów na walnych zgromadzeniach tych podmiotów. W okresie ostatnich 5 lat Pan Stanisław Tokarski przeprowadzał od czasu do czasu, jako inwestor giełdowy, transakcje na drobnych pakietach akcji spółek znajdujących się w obrocie na rynku regulowanym. Poza powyższymi, w okresie ostatnich 5 lat Pan Stanisław Tokarski nie był współnikiem żadnej spółki osobowej oraz innej spółki kapitałowej.

KRZYSZTOF ZAMASZ – WICEPREZES ZARZĄDU, DYREKTOR DS. HANDLOWYCH

Funkcję Wiceprezesa Zarządu, Dyrektora ds. Handlowych, pełni Pan Krzysztof Zamasz (lat 36). W skład Zarządu Pan Krzysztof Zamasz został powołany w dniu 8 marca 2008 r.

Pan Krzysztof Zamasz ukończył studia w Wyższej Szkole Zarządzania Marketingowego i Języków Obcych w Katowicach (kierunek: zarządzanie i marketing). Ponadto, Pan Krzysztof Zamasz ukończył studia podyplomowe na Politechnice Śląskiej w Gliwicach: (i) rynek energii elektrycznej, ciepła i gazu oraz (ii) sieci komputerowe, systemy mikrokomputerowe i bazy danych. Pan Krzysztof Zamasz ukończył studia doktoranckie na Akademii Ekonomicznej w Katowicach, uzyskując stopień naukowy doktora nauk ekonomicznych. Pan Krzysztof Zamasz uzyskał także wpis na listę osób uprawnionych do zasiadania w radach nadzorczych spółek Skarbu Państwa. Pan Krzysztof Zamasz posiada również certyfikat w zakresie zarządzania projektami według metodyki Prince2™ Foundation Examination.

Pan Krzysztof Zamasz kolejno pracował: (i) w latach 1994–1996 w Moskito Sp. z o.o. z siedzibą w Łaziskach Górnych jako specjalista ds. sprzedaży i marketingu, (ii) w latach 1996–1998 w CIZ Sp. z o.o. z siedzibą w Bełku jako dyrektor operacyjny, (iii) w latach 1998–1999 w AZ FLEX Sp. z o.o. z siedzibą w Bliznem Łaszczyńskiego jako dyrektor oddziału, (iv) w latach 2001–2007 w Przedsiębiorstwie Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. z siedzibą w Tychach jako wiceprezes zarządu, (v) w 2007 r. w FENICE S.A. z siedzibą w Bielsku-Białej, jako dyrektor ds. handlu i rozwoju, (vi) w 2007 r. w Elektrociepłowni Tychy S.A. z siedzibą w Tychach jako prezes zarządu, (vii) od 2008 r. w Spółce jako Wiceprezes Zarządu, Dyrektor ds. Handlowych, (viii) od 2010 r. w Wyższej Szkole Biznesu w Dąbrowie Górniczej na stanowisku adiunkta.

Pan Krzysztof Zamasz pełnił lub pełni nadal funkcje w radach nadzorczych następujących podmiotów: (i) w 2007 r. w Przedsiębiorstwie Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. z siedzibą w Łaziskach Górnych jako członek rady nadzorczej, (ii) w latach 2007–2008 w ECEBUD Sp. z o.o. z siedzibą w Tychach jako przewodniczący rady nadzorczej, (iii) od 2008 r. w PKE jako członek rady nadzorczej, (iv) od 2008 r. w EnergiaPro Gigawat jako przewodniczący rady nadzorczej. Poza wyżej wskazanymi funkcjami, w okresie ostatnich 5 lat Pan Krzysztof Zamasz nie pełnił i nie pełni funkcji w organach innych spółek kapitałowych.

Pan Krzysztof Zamasz pełni funkcje w organach następujących stowarzyszeń, organizacji gospodarczych i innych podmiotów: (i) w od 2009 r. w Towarzystwie Obrotu Energią z siedzibą w Warszawie kolejno jako wiceprezes rady zarządzającej oraz członek rady zarządzającej, (ii) od 2004 r. w Okręgowej Izbie Przemysłowo-Handlowej w Tychach jako członek zarządu.

Pan Krzysztof Zamasz posiada udziały Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. z siedzibą w Tychach. Poza powyższym, Pan Krzysztof Zamasz nie był w okresie ostatnich 5 lat ani nie jest współnikiem spółek osobowych oraz innych spółek kapitałowych.

KRZYSZTOF ZAWADZKI – WICEPREZES ZARZĄDU, DYREKTOR DS. EKONOMICZNO-FINANSOWYCH

Funkcję Wiceprezesa Zarządu, Dyrektora ds. Ekonomiczno-Finansowych, pełni Pan Krzysztof Zawadzki (lat 42). W skład Zarządu Pan Krzysztof Zawadzki został powołany w dniu 21 sierpnia 2009 r.

Pan Krzysztof Zawadzki ukończył studia na Wydziale Ekonomii Akademii Ekonomicznej w Katowicach (kierunek: finanse i bankowość). Ponadto, Pan Krzysztof Zawadzki jest doktorantem na Wydziale Zarządzania Uniwersytetu Ekonomicznego w Krakowie. Pan Krzysztof Zawadzki ukończył także następujące studia podyplomowe: (i) Międzynarodowe Standardy Sprawozdawczości Finansowej organizowane przez Szkołę Główną Handlową w Warszawie oraz Ernst & Young Academy of Business, (ii) Standardy Europejskie w Rachunkowości i Finansach w Szkole Głównej Handlowej w Warszawie oraz (iii) podyplomowe studium podatkowe w Szkole Głównej Handlowej. Pan Krzysztof Zawadzki uzyskał także wpis na listę osób uprawnionych do zasiadania w radach nadzorczych spółek Skarbu Państwa oraz certyfikat w zakresie zarządzania projektami według metodyki Prince2™ Foundation Examination. Poza powyższym, Pan Krzysztof Zawadzki posiada uprawnienia biegłego rewidenta.

Pan Krzysztof Zawadzki kolejno pracował: (i) w latach 1989–1993 w Kopalni Węgla Kamiennego „Sosnowiec” z siedzibą w Sosnowcu jako mechanik, (ii) w latach 1993–1995 w Przedsiębiorstwie Produkcyjno-Usługowo-Handlowym CELBUD z siedzibą w Będzinie jako zastępca kierownika warsztatu mechanicznego, (iii) w latach 1996–2007 w PKE kolejno jako specjalista ds. analiz rynku ciepłowniczego Elektrowni Łagisza (1996–1997), asystent dyrektora ds. ekonomiczno-finansowych Elektrowni Łagisza (1997–1998), główny specjalista ds. ekonomiczno-finansowych Elektrowni Łagisza S.A. z siedzibą w Będzinie (1998–2000), zastępca głównego księgowego PKE (2000–2007), (iv) od 2007 r. w Spółce kolejno jako dyrektor departamentu rachunkowości i podatków – główny księgowy, prokurent (2007–2009), wiceprezes Zarządu, dyrektor ds. ekonomiczno-finansowych (od 2009 r.).

Pan Krzysztof Zawadzki pełnił lub pełni nadal funkcje w radach nadzorczych następujących podmiotów: (i) w latach 1998–1999 w Ekopec Sp. z o.o. z siedzibą w Będzinie jako sekretarz rady nadzorczej, (ii) w 2000 r. w Ekopec Sp. z o.o. jako przewodniczący rady nadzorczej, (iii) w latach 2000–2003 w Miejskim Przedsiębiorstwie Wodociągów i Kanalizacji Sp. z o.o. z siedzibą w Będzinie jako przewodniczący rady nadzorczej, (iv) w latach 2002–2003 w Ciepło-Service Sp. z o.o. z siedzibą w Będzinie kolejno jako zastępca przewodniczącego komisji rewizyjnej oraz zastępca przewodniczącego rady nadzorczej, (v) w latach 2003–2005 w PEPKH jako członek rady nadzorczej, (vi) od 2005 r. w PKW jako członek rady nadzorczej, (vii) od 2009 r. w ESW jako przewodniczący rady nadzorczej. Poza wyżej wskazanymi funkcjami, w okresie ostatnich 5 lat Pan Krzysztof Zawadzki nie pełnił i nie pełni funkcji w organach innych spółek kapitałowych.

Pan Krzysztof Zawadzki pełni także funkcję członka komisji rewizyjnej w Klubie Sportowym „ENERGETYK” PKE.

Pan Krzysztof Zawadzki posiada akcje Spółki oraz akcje spółek publicznych notowanych na Giełdzie – pakiety te nie przekraczają 5% kapitału zakładowego ani głosów na walnych zgromadzeniach tych podmiotów. Pan Krzysztof Zawadzki przeprowadza od czasu do czasu, jako inwestor giełdowy, transakcje na drobnych pakietach akcji spółek znajdujących się w obrocie na rynku regulowanym. Poza powyższymi, Pan Krzysztof Zawadzki nie jest współnikiem spółek osobowych oraz innych spółek kapitałowych.

W okresie ostatnich 5 lat Pan Krzysztof Zawadzki był akcjonariuszem PKE. W okresie ostatnich 5 lat Pan Krzysztof Zawadzki przeprowadzał od czasu do czasu, jako inwestor giełdowy, transakcje na drobnych pakietach akcji spółek znajdujących się w obrocie na rynku regulowanym. Poza powyższymi, w okresie ostatnich 5 lat Pan Krzysztof Zawadzki nie był współnikiem żadnej spółki osobowej oraz innej spółki kapitałowej.

15.1.3 Kadencja Zarządu

Zgodnie ze Statutem, kadencja Zarządu jest wspólna i trwa 3 lata. Obecna kadencja rozpoczęła się w dniu 8 marca 2008 r. i zakończy się w dniu 8 marca 2011 r.

Obecni członkowie Zarządu Spółki: Dariusz Lubera, Krzysztof Zamasz, Dariusz Stolarczyk oraz Stanisław Tokarski pełnią funkcje w Zarządzie od dnia 8 marca 2008 r. Krzysztof Zawadzki pełni funkcję w Zarządzie od dnia 21 sierpnia 2009 r. Obecni członkowie Zarządu nie pełnili poprzednio funkcji w Zarządzie Spółki.

15.2 Rada Nadzorcza

15.2.1 Istotne postanowienia Statutu i regulaminu Rady Nadzorczej odnoszące się do członków Rady Nadzorczej

Rada Nadzorcza sprawuje stały nadzór nad działalnością Spółki we wszystkich dziedzinach jej działalności. Rada Nadzorcza wykonuje swoje obowiązki kolegiально. Z ważnych powodów Rada Nadzorcza może delegować, na czas oznaczony, poszczególnych członków do samodzielnego pełnienia określonych czynności nadzorczych.

Rada Nadzorcza składa się z 5 do 9 członków, powoływanych na okres wspólnej kadencji, która trwa 3 lata.

Członkowie Rady Nadzorczej są powoływani i odwoływani w następujący sposób:

- (a) w okresie, w którym Skarb Państwa, w tym wraz z podmiotami zależnymi od Skarbu Państwa w rozumieniu § 10 ust. 5 Statutu, posiada liczbę akcji Spółki uprawniającą do wykonywania co najmniej 25% głosów na Walnym Zgromadzeniu, Skarb Państwa, jest uprawniony do powoływania i odwoływania członków Rady Nadzorczej, w liczbie równej połowie maksymalnej liczby składu Rady Nadzorczej określonej w Statucie (w razie, gdyby liczba ta okazała się niecałkowita ulega ona zaokrągleniu do liczby całkowitej w dół) powiększonej o 1 z zastrzeżeniem, że Skarb Państwa:
 - (i) jest zobowiązany głosować na Walnym Zgromadzeniu w sprawie ustalenia liczby członków Rady Nadzorczej odpowiadającej maksymalnej liczbie członków Rady Nadzorczej określonej w Statucie w razie zgłoszenia takiego wniosku do Zarządu przez akcjonariusza lub akcjonariuszy posiadających liczbę akcji uprawniającą do wykonywania co najmniej 5% głosów na Walnym Zgromadzeniu,
 - (ii) jest wyłączony od prawa głosowania na Walnym Zgromadzeniu w sprawie powołania i odwołania pozostałych członków Rady Nadzorczej, w tym niezależnych członków Rady Nadzorczej; nie dotyczy to jednak przypadku, gdy Rada Nadzorcza nie może działać z powodu składu mniejszego od wymaganego Statutem, a obecni na Walnym Zgromadzeniu akcjonariusze inni niż Skarb Państwa nie dokonają uzupełnienia składu Rady Nadzorczej zgodnie z podziałem miejsc w Radzie Nadzorczej określonym odpowiednim zapisem Statutu.
- (b) w okresie, w którym Skarb Państwa, w tym wraz z podmiotami zależnymi od Skarbu Państwa w rozumieniu § 10 ust. 5 Statutu, posiada liczbę akcji Spółki uprawniającą do wykonywania poniżej 25% głosów na Walnym Zgromadzeniu Spółki, Skarb Państwa jest uprawniony do powoływania i odwoływania jednego członka Rady Nadzorczej.

Co najmniej dwóch członków Rady Nadzorczej powinno spełniać kryteria niezależności w rozumieniu Zalecenia Komisji Europejskiej z dnia 15 lutego 2005 r. dotyczącego roli dyrektorów niewykonawczych lub będących członkami rady nadzorczej spółek giełdowych i komisji rady (nadzorczej) (2005/162/WE) z uwzględnieniem Dobrych Praktyk Spółek Notowanych na GPW.

W sytuacji, gdy liczba niezależnych członków Rady Nadzorczej, o których mowa powyżej, będzie wynosiła mniej niż dwóch, Zarząd zobowiązany jest niezwłocznie zwołać Walne Zgromadzenie i umieścić w jego porządku obrad punkt dotyczący zmian w składzie Rady Nadzorczej. Do czasu dokonania zmian w składzie Rady Nadzorczej polegających na dostosowaniu liczby niezależnych członków do wymagań statutowych, Rada Nadzorcza działa w składzie dotychczasowym.

Na pierwszym posiedzeniu członkowie Rady Nadzorczej wybierają ze swego grona przewodniczącego, wiceprzewodniczącego i sekretarza Rady. Rada Nadzorcza może także odwołać z pełnionej funkcji przewodniczącego, wiceprzewodniczącego i sekretarza Rady.

Zgodnie ze Statutem, do kompetencji Rady Nadzorczej należy między innymi:

- (a) ocena sprawozdania Zarządu z działalności Spółki oraz sprawozdania finansowego za ubiegły rok obrotowy w zakresie ich zgodności z księgami, dokumentami, jak i ze stanem faktycznym; dotyczy to także skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy TAURON,
- (b) ocena wniosków Zarządu co do podziału zysku lub pokrycia straty,
- (c) składanie Walnemu Zgromadzeniu pisemnego sprawozdania z wyników czynności, o których mowa powyżej,
- (d) sporządzanie sprawozdań Rady Nadzorczej z nadzoru realizacji przez Zarząd inwestycji, w tym zakupu aktywów trwałych, a w szczególności opiniowanie prawidłowości i efektywności wydatkowania środków pieniężnych z tym związanych,
- (e) sporządzanie, wraz ze sprawozdaniem z wyników oceny rocznego sprawozdania finansowego Spółki, opinii Rady Nadzorczej w kwestii ekonomicznej zasadności zaangażowania kapitałowego Spółki dokonanego w danym roku obrotowym w innych podmiotach prawa handlowego,
- (f) wybór biegłego rewidenta do przeprowadzenia badania sprawozdania finansowego Spółki i skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy TAURON,
- (g) określanie zakresu i terminów przedkładania przez Zarząd rocznych planów rzeczowo-finansowych oraz strategicznych planów wieloletnich,
- (h) opiniowanie planów wieloletnich oraz strategii Spółki i Grupy TAURON,
- (i) przyjmowanie jednolitego tekstu Statutu Spółki, przygotowanego przez Zarząd Spółki,
- (j) zatwierdzanie regulaminu Zarządu Spółki,
- (k) zatwierdzanie regulaminu organizacyjnego przedsiębiorstwa Spółki,
- (l) powoływanie i odwoływanie członków Zarządu,
- (m) ustalanie zasad wynagradzania i wysokości wynagrodzenia dla członków Zarządu, na zasadach określonych w Statucie z zastrzeżeniem, że w okresie, w którym Skarb Państwa posiada powyżej 50% liczby akcji w kapitale zakładowym Spółki, zasady i wysokość wynagrodzenia dla Prezesa Zarządu ustala Walne Zgromadzenie,
- (n) zawieszanie w czynnościach członków Zarządu, z ważnych powodów,

- (o) delegowanie członków Rady Nadzorczej do czasowego wykonywania czynności członków Zarządu, którzy nie mogą sprawować swoich czynności i ustalanie im wynagrodzenia, z zastrzeżeniem, że łączne wynagrodzenie pobierane przez oddelegowanego jako członka Rady Nadzorczej oraz z tytułu oddelegowania do czasowego sprawowania czynności członka Zarządu, nie może przekroczyć wynagrodzenia ustalonego dla członka Zarządu, w miejsce którego członek Rady został oddelegowany,
- (p) przeprowadzanie postępowania kwalifikacyjnego na stanowisko członka Zarządu,
- (q) przeprowadzanie konkursu celem wyłonienia osoby, z którą zostanie zawarta umowa o sprawowanie zarządu w Spółce, i zawieranie umowy o sprawowanie zarządu w Spółce,
- (r) udzielanie zgody na tworzenie oddziałów Spółki za granicą,
- (s) udzielanie zgody członkom Zarządu na zajmowanie stanowisk w organach innych spółek,
- (t) określanie sposobu wykonywania prawa głosu na walnym zgromadzeniu lub na zgromadzeniu wspólników spółek, w których Spółka posiada ponad 50% akcji lub udziałów, w sprawach określonych w Statucie.

Ponadto, zgodnie ze Statutem, do kompetencji Rady Nadzorczej należy udzielanie Zarządowi zgody na:

- (a) nabycie nieruchomości, użytkownika wieczystego lub udziałów w nieruchomości lub w użytkowaniu wieczystym o wartości przekraczającej równowartość 5 mln EUR w zł,
- (b) nabycie składników aktywów trwałych, z wyjątkiem nieruchomości, użytkownika wieczystego lub udziału w nieruchomości lub użytkowaniu wieczystym, o wartości przekraczającej równowartość 5 mln EUR w zł,
- (c) rozporządzanie składnikami aktywów trwałych, w tym nieruchomością, użytkowaniem wieczystym lub udziałem w nieruchomości lub w użytkowaniu wieczystym, o wartości przekraczającej równowartość 5 mln EUR w zł,
- (d) zaciąganie zobowiązań warunkowych, w tym udzielanie przez Spółkę gwarancji i poręczeń majątkowych o wartości przekraczającej równowartość 5 mln EUR w zł,
- (e) wystawianie weksli o wartości przekraczającej równowartość 5 mln EUR w zł,
- (f) wypłatę zaliczki na poczet przewidywanej dywidendy,
- (g) objęcie albo nabycie akcji lub udziałów w innych spółkach, o wartości przekraczającej równowartość 5 mln EUR w zł, z wyjątkiem sytuacji, gdy objęcie akcji lub udziałów tych spółek następuje za wierzycelności Spółki w ramach postępowań ugodowych lub upadłościowych,
- (h) zbycie akcji lub udziałów, o wartości przekraczającej równowartość 5 mln EUR w zł, na zasadach określonych w Statucie.

Rada Nadzorcza odbywa posiedzenia co najmniej raz na dwa miesiące. Rada Nadzorcza podejmuje postanowienia w formie uchwał. Uchwały mogą być podejmowane, jeżeli na posiedzeniu jest obecna co najmniej połowa członków Rady Nadzorczej, a wszyscy jej członkowie zostali zaproszeni. Co do zasady, uchwały Rady Nadzorczej podejmowane są w głosowaniu jawnym, głosowanie tajne zarządza się na wniosek członka Rady Nadzorczej oraz w sprawach osobowych.

Rada Nadzorcza może podejmować uchwały w trybie pisemnym lub przy wykorzystaniu środków bezpośredniego porozumiewania się na odległość, z zastrzeżeniem art. 388 § 4 KSH. Podjęcie uchwały w tym trybie wymaga uzasadnienia oraz uprzedniego przedstawienia projektu uchwały wszystkim członkom Rady Nadzorczej.

Członkom Rady Nadzorczej przysługuje wynagrodzenie miesięczne w wysokości określonej przez Walne Zgromadzenie, z uwzględnieniem obowiązujących przepisów prawa. Spółka pokrywa koszty poniesione w związku z wykonywaniem przez członków Rady Nadzorczej powierzonych im funkcji, a w szczególności koszty przejazdu na posiedzenie Rady Nadzorczej, koszt wykonywania indywidualnego nadzoru, koszt zakwaterowania i wyżywienia.

Rada Nadzorcza uchwała swój regulamin, który szczegółowo określa tryb jej działania. Członkowie Rady Nadzorczej wykonują swoje prawa i obowiązki osobiście.

Regulamin Rady Nadzorczej zawiera postanowienia dotyczące w szczególności zwoływania posiedzeń Rady Nadzorczej i sposobu podejmowania uchwał. Posiedzenia Rady Nadzorczej są protokołowane, lista obecności członków na posiedzeniu Rady Nadzorczej, podjęte uchwały i inne materiały dokumentacyjne stanowią załączniki do protokołu.

15.2.2 Obecny skład Rady Nadzorczej

W skład Rady Nadzorczej Spółki wchodzi:

- (1) Antoni Tajduś – Przewodniczący Rady Nadzorczej
- (2) Agnieszka Trzaskalska – Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej
- (3) Witold Kurowski – Sekretarz Rady Nadzorczej
- (4) Włodzimierz Luty – Członek Rady Nadzorczej
- (5) Michał Michalewski – Członek Rady Nadzorczej

- (6) Tadeusz Skrzypek – Członek Rady Nadzorczej
(7) Marek Ściążko – Członek Rady Nadzorczej

Członkowie Rady Nadzorczej nie są zatrudnieni w Spółce, natomiast obowiązki wynikające z pełnionych przez nich funkcji wykonują w siedzibie Spółki, przy ul. Lwowskiej 23 w Katowicach.

Pomiędzy członkami Rady Nadzorczej oraz członkami Zarządu nie występują jakiegokolwiek powiązania rodzinne.

W żadnym czasie, a w szczególności w okresie ostatnich 5 lat, członkowie Rady Nadzorczej nie zostali skazani za przestępstwo oszustwa. W okresie ostatnich 5 lat nie miały miejsca przypadki upadłości, zarządu komisarycznego ani likwidacji w odniesieniu do podmiotów, w których członkowie Rady Nadzorczej pełnili funkcje w organach, a także w których byli oni osobami zarządzającymi wyższego szczebla.

Z wyjątkiem postępowania dotyczącego Pana Tadeusza Skrzypka (którego opis znajduje się w akapicie poniżej), w okresie ostatnich 5 lat nie miały miejsca oficjalne oskarżenia publiczne ani sankcje w stosunku do członków Rady Nadzorczej ze strony organów ustawowych ani regulacyjnych (w tym uznanych organizacji zawodowych). Ponadto, członkowie Rady Nadzorczej nie otrzymali w wyżej wskazanym okresie sądowego zakazu działania lub zakazu uczestniczenia w zarządzaniu lub prowadzeniu spraw jakiegokolwiek emitenta.

Na wniosek zarządu Lubelskich Zakładów Energetycznych S.A. z siedzibą w Lublinie z dnia 12 czerwca 2007 r., Prokuratura Rejonowa w Lublinie wszczęła postępowanie przeciwko członkom zarządu poprzedniej kadencji tej spółki (w tym przeciwko Panu Tadeuszowi Skrzypkowi) o nadużycie udzielonych zarządowi uprawnień i tym samym narażenie Lubelskich Zakładów Energetycznych na szkodę majątkową. Zarzut opierał się na okoliczności, że w dniu 5 sierpnia 2002 r. zarząd Lubelskich Zakładów Energetycznych podjął uchwałę zezwalającą na zawarcie przez spółkę umowy, na mocy której opłata za przyłączenie do sieci została ustalona w wysokości niższej niż określona w taryfie dla energii elektrycznej Lubelskich Zakładów Energetycznych, zatwierdzonej decyzją Prezesa URE z dnia 15 czerwca 2001 r. Przeprowadzone przez Prokuraturę Rejonową w Lublinie postępowanie wykazało, że wyrażenie przez zarząd zgody na zawarcie umowy określającej opłatę przyłączeniową w wysokości niższej niż w obowiązującej taryfie nie było nadużyciem udzielonych zarządowi uprawnień. W wyniku postępowania prokuratura umorzyła postępowanie w dniu 20 czerwca 2008 r.

ANTONI TAJDUŚ – PRZEWODNICZĄCY RADY NADZORCZEJ

Funkcję Przewodniczącego Rady Nadzorczej pełni Profesor Antoni Tajduś (lat 61). W skład Rady Nadzorczej Profesor Antoni Tajduś został powołany w dniu 31 stycznia 2008 r.

Poza przedsiębiorstwem Spółki Profesor Antoni Tajduś nie prowadzi działalności gospodarczej.

Profesor Antoni Tajduś ukończył studia na Wydziale Górniczym Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie (specjalność: budowa zakładów górniczych). Profesor Antoni Tajduś uzyskał następujące stopnie naukowe: doktor nauk technicznych (1977), doktor habilitowany nauk technicznych (1990), profesor nauk technicznych (1998).

Profesor Antoni Tajduś od 1973 r. pracuje na Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie, kolejno: (i) w latach 1973–1978 jako asystent, (ii) w latach 1978–1990 jako adiunkt, (iii) w latach 1990–2003 jako profesor nadzwyczajny, (iv) od 2003 r. jako profesor zwyczajny, jednocześnie od 2005 r. pełniąc funkcję rektora Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie.

Ponadto, w latach 2001–2002 Profesor Antoni Tajduś pracował jako członek Rady Doradczej i Konsultacyjnej w zakresie zarządzania w Nadwiślańskiej Spółce Węglowej S.A. z siedzibą w Tychach.

Profesor Antoni Tajduś pełnił lub pełni nadal funkcje w radach nadzorczych następujących podmiotów: (i) w latach 1996–1997 w KWK Grodziec Sp. z o.o. z siedzibą w Będzinie jako członek rady nadzorczej, (ii) w latach 2001–2003 w Rybnickiej Spółce Węglowej S.A. z siedzibą w Rybniku jako członek rady nadzorczej, (iii) w latach 2003–2006 w Kompanii Węglowej jako członek rady nadzorczej, (iv) w latach 2008–2009 w PGE KWB Bełchatów S.A. z siedzibą w Bełchatowie jako członek rady nadzorczej, (v) od 2008 r. w Przedsiębiorstwie Transportu Kolejowego Holding S.A. z siedzibą w Zabrze jako członek rady nadzorczej, (vi) od 2008 r. w Spółce jako Przewodniczący Rady Nadzorczej. Poza wyżej wskazanymi funkcjami w okresie ostatnich 5 lat Profesor Antoni Tajduś nie pełnił i nie pełni funkcji w organach innych spółek kapitałowych.

Profesor Antoni Tajduś pełni także funkcję przewodniczącego rady Fundacji dla Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie (funkcja ta jest pełniona każdorazowo przez rektora Akademii Górniczo-Hutniczej przez okres jego kadencji).

Profesor Antoni Tajduś posiada udziały w spółce Termospec Sp. z o.o. z siedzibą w Żorach. Poza powyższym, Profesor Antoni Tajduś nie był w okresie ostatnich 5 lat ani nie jest współnikiem spółek osobowych oraz innych spółek kapitałowych.

AGNIESZKA TRZASKALSKA – WICEPRZEWODNICZĄCA RADY NADZORCZEJ

Funkcję Wiceprzewodniczącej Rady Nadzorczej pełni Pani Agnieszka Trzaskalska (lat 36). W skład Rady Nadzorczej Pani Agnieszka Trzaskalska została powołana w dniu 11 grudnia 2007 r.

Poza przedsiębiorstwem Spółki Pani Agnieszka Trzaskalska nie prowadzi działalności gospodarczej.

Pani Agnieszka Trzaskalska ukończyła studia na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu Śląskiego (kierunek: prawo). Ponadto, Pani Agnieszka Trzaskalska ukończyła studia doktoranckie na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego, uzyskując stopień naukowy doktora nauk prawnych.

Pani Agnieszka Trzaskalska od 1999 r. pracuje w Ministerstwie Skarbu Państwa, kolejno: (i) w latach 1999–2001 w Departamencie Agencji i Fundacji kolejno jako inspektor oraz starszy inspektor, (ii) latach 2001–2008 w Departamencie Instytucji Finansowych jako specjalista, starszy specjalista, główny specjalista, (iii) w latach 2008–2009 w Departamencie Instytucji Finansowych na samodzielnym stanowisku ds. obsługi prawnej Departamentu, kolejno jako Naczelnik Wydziału Funduszy i Spółek, również pełniący obowiązki Naczelnika Wydziału Analiz i Sprzedaży, (iv) w latach 2009–2010 w Departamencie Nadzoru Właścicielskiego i Prywatyzacji V jako Naczelnik Wydziału Prywatyzacji, (v) od 1 stycznia 2010 r. w Departamencie Nadzoru Właścicielskiego i Prywatyzacji IV jako Naczelnik Wydziału Prywatyzacji.

Pani Agnieszka Trzaskalska pełniła lub pełni nadal funkcje w radach nadzorczych następujących podmiotów: (i) w 2000 r. w Olkuskiej Agencji Rozwoju S.A. z siedzibą w Olkuszach jako członek rady nadzorczej, (ii) w latach 2000–2002 w Regionalnej Agencji Restrukturyzacji ODNOWA Sp. z o.o. z siedzibą w Suwałkach jako członek rady nadzorczej, (iii) w latach 2001–2007 w Agencji Poszanowania Energii i Usług Energetyczno-Górnictw ENMAG-EG Sp. z o.o. z siedzibą w Piekarach Śląskich jako członek rady nadzorczej, (iv) w latach 2002–2003 w Z.Ch. HAJDUKI S.A. z siedzibą w Chorzowie jako członek rady nadzorczej, (v) w latach 2003–2005 w POFAME S.A. z siedzibą w Zielonej Górze jako członek rady nadzorczej, (vi) w latach 2005–2007 w PKRB FABUD S.A. w Siemianowicach Śląskich jako wiceprzewodnicząca rady nadzorczej, (vii) w 2007 r. w Centrum Informatyki Grupy PZU S.A. jako członek rady nadzorczej, (viii) od 2007 r. w Przedsiębiorstwie Poszukiwań i Eksploatacji Złóż Ropy i Gazu PETROBALTIC S.A. z siedzibą w Gdańsku (Grupa LOTOS) jako wiceprzewodnicząca rady nadzorczej, (ix) od 2007 r. w Spółce jako Wiceprzewodnicząca Rady Nadzorczej. Poza wyżej wskazanymi funkcjami w okresie ostatnich 5 lat Pani Agnieszka Trzaskalska nie pełniła i nie pełni funkcji w organach innych spółek kapitałowych.

Pani Agnieszka Trzaskalska pełniła także w latach 2000–2003 funkcję członka rady Fundacji Parlamentu Studentów Rzeczypospolitej Polskiej z siedzibą w Warszawie.

Pani Agnieszka Trzaskalska nie była w okresie ostatnich 5 lat ani nie jest współnikiem spółek osobowych oraz spółek kapitałowych.

WITOLD KUROWSKI – SEKRETARZ RADY NADZORCZEJ

Funkcję Sekretarza Rady Nadzorczej pełni Pan Witold Kurowski (lat 35). W skład Rady Nadzorczej Pan Witold Kurowski został powołany w dniu 31 stycznia 2008 r.

Poza przedsiębiorstwem Spółki Pan Witold Kurowski prowadzi samodzielną praktykę prawniczą – Kancelaria Radcy Prawnego Witold Kurowski.

Pan Witold Kurowski ukończył studia na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu Śląskiego w Katowicach (kierunek: prawo). Ponadto, Pan Witold Kurowski ukończył studia doktoranckie na tym samym wydziale, uzyskując stopień naukowy doktora nauk prawnych.

Pan Witold Kurowski kolejno pracował: (i) w latach 1999–2005 na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu Śląskiego w Katowicach – jako asystent, (ii) od 2003 r. prowadzi działalność gospodarczą pod firmą Kancelaria Radcy Prawnego Witold Kurowski, (iii) od 2005 r. pracuje na Uniwersytecie Śląskim w Katowicach – Wydział Prawa i Administracji jako adiunkt.

Pan Witold Kurowski pełnił lub pełni nadal funkcje w radach nadzorczych następujących podmiotów: (i) w 2002 r. w Przedsiębiorstwie Prac Antykorozyjnych i Izolacyjnych OPEN WROCLAW Sp. z o.o. z siedzibą we Wrocławiu jako przewodniczący rady nadzorczej, (ii) od 2008 r. w Spółce. Poza wyżej wskazanymi funkcjami w okresie ostatnich 5 lat Pan Witold Kurowski nie pełnił i nie pełni funkcji w organach innych spółek kapitałowych.

W latach 2002–2005 Pan Witold Kurowski był także wiceprezesem zarządu Fundacji Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Śląskiego *Facultas Iuridica* z siedzibą w Katowicach.

Pan Witold Kurowski posiada akcje spółek publicznych w liczbie nie przekraczającej 5% udziału w kapitale zakładowym oraz głosów na walnych zgromadzeniach tych spółek. Pan Witold Kurowski przeprowadza od czasu do czasu, jako inwestor giełdowy, transakcje na drobnych pakietach akcji spółek znajdujących się w obrocie na rynku regulowanym. Poza powyższymi, Pan Witold Kurowski nie jest współnikiem spółek osobowych oraz innych spółek kapitałowych.

W okresie ostatnich 5 lat Pan Witold Kurowski posiadał akcje spółek publicznych, w liczbie nie przekraczającej 5% udziału w kapitale zakładowym oraz głosów na walnych zgromadzeniach tych spółek. W okresie ostatnich 5 lat Pan Witold Kurowski przeprowadzał od czasu do czasu, jako inwestor giełdowy, transakcje na drobnych pakietach akcji spółek znajdujących się w obrocie na rynku regulowanym. Poza powyższym, w okresie ostatnich 5 lat Pan Witold Kurowski nie był współnikiem żadnej spółki osobowej oraz innej spółki kapitałowej.

WŁODZIMIERZ LUTY – CZŁONEK RADY NADZORCZEJ

Funkcję Członka Rady Nadzorczej pełni Pan Włodzimierz Luty (lat 59). W skład Rady Nadzorczej Pan Włodzimierz Luty został powołany w dniu 31 stycznia 2008 r.

Poza przedsiębiorstwem Spółki, Pan Włodzimierz Luty prowadzi działalność gospodarczą pod firmą DEF Włodzimierz Luty w zakresie badania rynku, doradztwa w dziedzinie finansów oraz zarządzania.

Pan Włodzimierz Luty ukończył studia na Wydziale Gospodarki Narodowej Akademii Ekonomicznej we Wrocławiu (kierunek: organizacja przetwarzania danych) oraz na Wydziale Filozoficzno-Historycznym Uniwersytetu Wrocławskiego (kierunek: filozofia).

Pan Włodzimierz Luty kolejno pracował: (i) w latach 1975–1991 na Uniwersytecie Wrocławskim, na stanowiskach stażysty, asystenta oraz adiunkta, (ii) w latach 1984–1986 na Politechnice Wrocławskiej jako adiunkt, (iii) w latach 1992–2003 w Fundacji Akademii Medycznej we Wrocławiu jako wiceprezes zarządu – skarbnik fundacji, (iv) w latach 1993–1997 w przedsiębiorstwie państwowym POLAR we Wrocławiu, jako doradca oraz pełnomocnik dyrektora generalnego ds. controllingu, (v) w latach 1995–1997 prowadził jednoosobową działalność gospodarczą DEF Włodzimierz Luty w zakresie badania rynku, doradztwa w dziedzinie finansów oraz zarządzania, (vi) w latach 2001–2003 w Urzędzie Wojewódzkim we Wrocławiu jako doradca Wojewody Dolnośląskiego – członek Komitetu Organizacyjnego EXPO 2010 Wrocław, (vii) w latach 2003–2006 w Delegaturze Ministra Skarbu Państwa we Wrocławiu jako dyrektor, (viii) od 2006 r. do chwili obecnej w Fundacji Akademii Medycznej we Wrocławiu jako wiceprezes zarządu – skarbnik, (ix) od 2008 r. do chwili obecnej – jednoosobowa działalność gospodarcza DEF Włodzimierz Luty w zakresie badania rynku, doradztwa w dziedzinie finansów oraz zarządzania.

Pan Włodzimierz Luty pełnił lub pełni nadal funkcje w radach nadzorczych następujących podmiotów: (i) w latach 1996–2001 w Fabryce Urządzeń Mechanicznych CHOFUM S.A. w Chocianowie kolejno jako przewodniczący, wiceprzewodniczący rady nadzorczej a następnie jako przewodniczący rady nadzorczej, (ii) w latach 1996–2001 w ODRATRANS S.A. we Wrocławiu kolejno jako członek rady nadzorczej oraz przewodniczący rady nadzorczej, (iii) w latach 1997–1998 w Browarach Karkonoskich S.A. z siedzibą w Lwówku Śląskim jako przewodniczący rady nadzorczej, (iv) w latach 1999–2001 w MIFAMA S.A. z siedzibą w Mikołowie kolejno jako członek rady nadzorczej oraz przewodniczący rady nadzorczej, (v) w latach 2000–2001 w Mostostal S.A. z siedzibą we Wrocławiu jako przewodniczący rady nadzorczej, (vi) w latach 2002–2006 w EnergiaPro (poprzednio: Zakład Energetyczny Jelenia Góra S.A.) kolejno jako członek oraz przewodniczący rady nadzorczej, (vii) w latach 2004–2007 w spółce Przedsiębiorstwo Produkcji Ogrodniczej „Siechnice” Sp. z o.o. z siedzibą w Siechnicach jako wiceprzewodniczący rady nadzorczej, (viii) w latach 2008–2009 jako przewodniczący rady nadzorczej w Koksomet Sp. z o.o. z siedzibą w Wałbrzychu, (ix) od 2008 r. w Spółce jako Członek Rady Nadzorczej. Poza wyżej wskazanymi funkcjami w okresie ostatnich 5 lat Pan Włodzimierz Luty nie pełnił i nie pełni funkcji w organach innych spółek kapitałowych.

Pan Włodzimierz Luty pełni także funkcję wiceprezesa zarządu Fundacji Akademii Medycznej we Wrocławiu.

Pan Włodzimierz Luty posiada akcje FUM CHOFUM S.A. z siedzibą w Chocianowie. Poza powyższym, Pan Włodzimierz Luty nie był w okresie ostatnich 5 lat ani nie jest współnikiem żadnych spółek osobowych oraz innych spółek kapitałowych.

MICHAŁ MICHALEWSKI – CZŁONEK RADY NADZORCZEJ

Funkcję Członka Rady Nadzorczej pełni Pan Michał Michalewski (lat 37). W skład Rady Nadzorczej Pan Michał Michalewski został powołany w dniu 6 października 2008 r.

Poza przedsiębiorstwem Spółki Pan Michał Michalewski prowadzi działalność gospodarczą pod firmą Zarządzanie i Doradztwo Finansowe Michał Michalewski w zakresie doradztwa gospodarczego i finansowego.

Pan Michał Michalewski ukończył studia na Wydziale Ekonomii Akademii Ekonomicznej w Katowicach (kierunek: finanse i bankowość). Pan Michał Michalewski uzyskał także dyplom Master of Business Administration (MBA) na Nottingham Trent University w Nottingham (Wielka Brytania). Ponadto, Pan Michał Michalewski ukończył następujące studia podyplomowe: (i) Postgraduate Diploma In Management Studies (DMS) na Nottingham Trent University, (ii) Faculty of Business and Management oraz Postgraduate Diploma in International Marketing Management (DIMM) na Brno University of Technology, (iii) Międzynarodowe Podyplomowe Studium Zarządzania na Wydziale Nauk Ekonomicznych i Zarządzania Uniwersytetu Mikołaja Kopernika w Toruniu. Poza powyższym, Pan Michał Michalewski zdał egzamin dla kandydatów na członków rad nadzorczych spółek Skarbu Państwa, a także posiada uprawnienia syndyka masy upadłościowej (wpis na listę prowadzoną przez Sąd Okręgowy w Katowicach).

Pan Michał Michalewski kolejno pracował: (i) w latach 1996–1999 w Correct Consulting Sp. z o.o. z siedzibą w Katowicach jako konsultant ds. inwestycji i wyceny przedsiębiorstw, (ii) w latach 1996–2003 w Górnośląskiej Wyższej Szkole Handlowej w Katowicach, Katedra Finansów i Rachunkowości jako wykładowca, (iii) w latach 1998–2000 w W.Popiołek i Partnerzy Kancelaria Radców Prawnych i Adwokatów sp.k. z siedzibą w Katowicach – konsultant ds. finansów i restrukturyzacji przedsiębiorstw, (iv) w latach 1999–2001 Pechiney Polsin – Karbid Sp. z o.o. z siedzibą w Chorzowie jako członek zarządu, (v) w latach 1999–2001 Polsin – Karbid Sp. z o.o. z siedzibą w Chorzowie kolejno jako członek zarządu ds. ekonomiczno-finansowych, wiceprezes zarządu ds. ekonomiczno-finansowych, (vi) w 2001 r. w Elektronarzędzia CELMA S.A. z siedzibą w Goleiszewie jako prezes zarządu – dyrektor naczelny, (vii) w latach 2001–2004 w Celma Tools S.A. z siedzibą w Goleiszewie jako prezes zarządu – dyrektor naczelny, (viii) w latach 2005–2008 Georyt Centrum Produkcyjne Sp. z o.o. z siedzibą w Trzebini, jako prezes zarządu – dyrektor generalny, (ix) w latach 2007–2008 – współpracował z grupą Famur S.A. pełniąc funkcje w organach spółek wchodzących w skład dywizji hydraulicznej grupy Famur S.A.: Dams GmbH z siedzibą w Vlebert (Niemcy) jako prezes zarządu, Fabryka Hydrauliki Sterowniczej Dams Sp. z o.o. z siedzibą w Siemianowicach Śląskich jako prezes zarządu, Fabryka Hydrauliki Sterowniczej Dams-Blasberg Sp. z o.o. z siedzibą w Siemianowicach Śląskich jako prezes zarządu, (x) od 1997 r. w Akademii Ekonomicznej w Katowicach (Katedra Inwestycji) jako stażysta oraz asystent, a od 2005 r. także jako wykładowca, (xi) od 2008 r. w Tiefenbach Polska Sp. z o.o. z siedzibą w Radzionkowie jako prezes zarządu – dyrektor generalny.

Pan Michał Michalewski pełnił lub pełni nadal funkcje w radach nadzorczych następujących podmiotów: (i) w latach 2002–2005 w Elektrometal S.A. z siedzibą w Cieszynie jako przewodniczący rady nadzorczej, (ii) od 2007 r. w HMC S.A. z siedzibą w Mikołowie jako przewodniczący rady nadzorczej, (iii) od 2008 r. w Spółce jako Członek Rady Nadzorczej. Poza wyżej wskazanymi funkcjami w okresie ostatnich 5 lat Pan Michał Michalewski nie pełnił i nie pełni funkcji w organach innych spółek kapitałowych.

Pan Michał Michalewski pełnił lub pełni nadal także funkcje w organach następujących stowarzyszeń, organizacji gospodarczych i innych podmiotów: (i) w latach 1998–2001 w Regionalnej Izbie Obrachunkowej w Katowicach jako członek kolegium, (ii) w latach 2002–2004 członek Państwowej Komisji Kwalifikacyjnej ds. uprawnień i licencji zawodowych w zakresie wyceny, zarządzania i pośrednictwa w obrocie nieruchomości, (iii) od 2004 r. w Fundacji Ośrodek Kształcenia Kadr z siedzibą w Częstochowie jako wiceprezes zarządu.

Pan Michał Michalewski posiada akcje i udziały następujących podmiotów: MCI Sp. z o.o. z siedzibą w Cieszynie, Przedsiębiorstwa Konstrukcji i Budowy Maszyn Sp. z o.o. z siedzibą w Mikołowie, Secus Investment Sp. z o.o. II S.K.A. z siedzibą w Katowicach, oraz Secus Investment Sp. z o.o. Energy S.K.A. z siedzibą w Katowicach. Poza powyższym, Pan Michał Michalewski nie jest współnikiem spółek osobowych oraz spółek kapitałowych.

W okresie ostatnich 5 lat Pan Michał Michalewski był współnikiem w Geoyt Centrum Produkcyjne Sp. z o.o. z siedzibą w Trzebini. Poza tym w okresie ostatnich 5 lat Pan Michał Michalewski nie był współnikiem żadnej spółki osobowej oraz spółki kapitałowej.

TADEUSZ SKRZYPEK – CZŁONEK RADY NADZORCZEJ

Funkcję Członka Rady Nadzorczej pełni Pan Tadeusz Skrzypek (lat 65). W skład Rady Nadzorczej Pan Tadeusz Skrzypek został powołany w dniu 31 stycznia 2008 r.

Poza przedsiębiorstwem Spółki Pan Tadeusz Skrzypek nie prowadzi działalności gospodarczej.

Pan Tadeusz Skrzypek ukończył studia na Wydziale Budowy Okrętów Politechniki Gdańskiej (kierunek: gospodarka energetyczna i eksploatacja siłowni). Ponadto, Pan Tadeusz Skrzypek ukończył studia podyplomowe w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej – „Polska Elektroenergetyka w UE” oraz studia podyplomowe w Wyższej Szkole Przedsiębiorczości i Zarządzania w Warszawie – „Elektroenergetyka w UE”.

Pan Tadeusz Skrzypek kolejno pracował: (i) w 1968 r. w Stoczni Gdańskiej z siedzibą w Gdańsku jako starszy technolog, (ii) w latach 1968–1974 w FSC Lublin z siedzibą w Lublinie jako kierownik wydziału elektrociepłowni, (iii) w latach 1974–2006 w Lubelskich Zakładach Energetycznych S.A. z siedzibą w Lublinie, na stanowiskach kierowniczych, w tym od 1991 r. na stanowisku dyrektora, a od 1993 r. jako prezes zarządu – dyrektor naczelny, (iv) od 2006 r. do chwili obecnej w EC Lublin – Wrotków Sp. z o.o. z siedzibą w Lublinie, jako doradca ds. technicznych.

Pan Tadeusz Skrzypek pełnił lub pełni nadal funkcje w radach nadzorczych następujących podmiotów: (i) w latach 1991–1993 w Banku Ziemi Radomskiej S.A. jako członek rady nadzorczej, (ii) w latach 1994–1997 Banku Energetyki S.A. jako członek rady nadzorczej, (iii) w latach 1993–1996 w Polskich Sieciach Elektroenergetycznych S.A. jako członek rady nadzorczej, (iv) od 2008 r. w Spółce jako Członek Rady Nadzorczej. Poza wyżej wskazanymi funkcjami, w okresie ostatnich 5 lat Pan Tadeusz Skrzypek nie pełnił i nie pełnił funkcji w organach innych spółek kapitałowych.

Pan Tadeusz Skrzypek pełnił także funkcje w zarządach towarzystw branżowych oraz związków pracodawców: (i) w latach 1993–2008 w Polskim Towarzystwie Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej jako członek zarządu, (ii) w latach 1992–2003 w Związku Pracodawców Zakładów Energetycznych jako wiceprezes, a następnie członek zarządu, (iii) w latach 2001–2007 w Izbie Gospodarczej Energetyki i Ochrony Środowiska jako członek zarządu Izby.

Pan Tadeusz Skrzypek posiada akcje PGE Energia S.A. z siedzibą w Lublinie (akcje pracownicze). Poza powyższym, Pan Tadeusz Skrzypek nie jest współnikiem spółek osobowych oraz innych spółek kapitałowych.

W okresie ostatnich 5 lat Pan Tadeusz Skrzypek był akcjonariuszem Lubelskich Zakładów Energetycznych S.A. z siedzibą w Lublinie. W okresie ostatnich 5 lat Pan Tadeusz Skrzypek posiadał akcje spółek publicznych, w liczbie nie przekraczającej 5% udziału w kapitale zakładowym oraz głosów na walnych zgromadzeniach tych spółek. W okresie ostatnich 5 lat Pan Tadeusz Skrzypek przeprowadzał od czasu do czasu, jako inwestor giełdowy, transakcje na drobnych pakietach akcji spółek znajdujących się w obrocie na rynku regulowanym. Poza powyższym, w okresie ostatnich 5 lat Pan Tadeusz Skrzypek nie był współnikiem żadnej spółki osobowej oraz innej spółki kapitałowej.

MAREK ŚCIAŻKO – CZŁONEK RADY NADZORCZEJ

Funkcję Członka Rady Nadzorczej pełni Pan Marek Ściążko (lat 59). W skład Rady Nadzorczej Pan Marek Ściążko został powołany w dniu 31 stycznia 2008 r.

Poza przedsiębiorstwem Spółki Pan Marek Ściążko nie prowadzi działalności gospodarczej.

Pan Marek Ściążko ukończył studia na Wydziale Technologii i Inżynierii Chemicznej Politechniki Śląskiej w Gliwicach (specjalizacja: inżynieria chemiczna). Ponadto, Pan Marek Ściążko uzyskał stopień naukowy doktora na tym samym wydziale. Ponadto Pan Marek Ściążko ukończył liczne kursy i szkolenia w tym w szczególności: „Technologie przetwórstwa węgla Pittsburgh Energy Technology Center (USA)” organizowane przez UNIDO/ONZ, „Ekonomika utylizacji niskojakościowych węgla w energetyce (kurs menedżerski)” – US AID University of North Dakota – Energy Environment Research Center (USA), kurs dla kandydatów do rad nadzorczych jednoosobowych spółek Skarbu Państwa organizowany przez Polską Fundację Promocji Kadr, The Fundamentals of the International Coal Industry Coals Trans Training w Wielkiej Brytanii oraz szkolenie w zakresie ochrony informacji niejawnych – Ministerstwo Gospodarki.

Pan Marek Ściążko od 1975 r. pracuje w Instytucie Chemicznej Przeróbki Węgla, kolejno: (i) w latach 1975–1979 jako stażysta, asystent oraz starszy asystent w Zakładzie Inżynierii Procesów, (ii) w latach 1979–1983 jako kierownik pracowni Fluidalnego Spalania Węgla

i Karbonizatu, (iii) w latach 1983–1987 jako kierownik pracowni Ziarnowych Węgla Aktywnych (adiunkt), (iv) w latach 1987–1991 jako kierownik Zakładu Kompleksowego Przetwórstwa Węgla, (v) od 1991 r. jako dyrektor Instytutu Chemicznej Przeróbki Węgla.

Ponadto, w latach 1992–1994 Pan Marek Ściążko pracował w Centrum Uszlachetniania Węgla Politechniki Śląskiej jako zastępca dyrektora (adiunkt).

Pan Marek Ściążko pełni funkcję Członka Rady Nadzorczej Spółki. Poza tym w okresie ostatnich 5 lat Pan Marek Ściążko nie pełnił i nie pełni funkcji w organach innych spółek kapitałowych.

Pan Marek Ściążko jest członkiem m.in. następujących organizacji: Rady Naukowej Instytutu Energii – JRC Petten (Holandia), Europejskiej Platformy Technologicznej „Zero Emisyjna Energetyka”, FP7 Advisory Group for Energy przy Komisji Europejskiej, Komitetu Problemów Energetyki Polskiej Akademii Nauk, Rady Naukowej Głównego Instytutu Górnictwa.

Pan Marek Ściążko nie jest współnikiem żadnych spółek osobowych oraz spółek kapitałowych.

W okresie ostatnich 5 lat Pan Marek Ściążko nie był współnikiem żadnej spółki osobowej oraz spółki kapitałowej.

15.2.3 Kadencja Rady Nadzorczej

Zgodnie ze Statutem, kadencja Rady Nadzorczej jest wspólna i trwa 3 lata. Obecna kadencja Rady Nadzorczej rozpoczęła się w dniu 11 grudnia 2007 r. i zakończy się w dniu 11 grudnia 2010 r.

Agnieszka Trzaskalska została powołana w skład Rady Nadzorczej w dniu 11 grudnia 2007 r. Antoni Tajduś, Witold Kurowski, Włodzimierz Luty, Tadeusz Stanisław Skrzypek, Marek Ściążko zostali powołani w skład Rady Nadzorczej w dniu 31 stycznia 2008 r. Michał Michalewski został powołany w skład Rady Nadzorczej w dniu 6 października 2008 r.

Osoby te nie pełniły poprzednio funkcji w Radzie Nadzorczej Spółki.

15.3 Osoby zarządzające wyższego szczebla

Poza członkami Zarządu i Rady Nadzorczej nie występują inne osoby zarządzające wyższego szczebla, które mają znaczenie dla stwierdzenia, że Spółka posiada stosowną wiedzę i doświadczenie w zarządzaniu swoją działalnością.

15.4 Konflikt interesów w Zarządzie i Radzie Nadzorczej

Nie występuje chociażby potencjalny konflikt interesów pomiędzy obowiązkami względem Spółki a prywatnymi interesami członków Zarządu oraz Rady Nadzorczej.

15.5 Wynagrodzenia i inne świadczenia na rzecz członków Zarządu i Rady Nadzorczej

15.5.1 Zarząd

Członkowie Zarządu są zatrudnieni na podstawie umów o pracę. Do członków Zarządu zastosowanie mają przepisy Ustawy Kominowej, zgodnie z którą świadczenia na rzecz członków Zarządu mogą mieć formy: wynagrodzenia miesięcznego, nagrody rocznej, świadczeń dodatkowych. Wynagrodzenie miesięczne należne członkom Zarządu na podstawie umów o pracę wynosi sześciokrotność przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw bez wypłat z zysku w czwartym kwartale roku poprzedniego, ogłoszonego przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego. Członkom Zarządu przysługują także odprawy w wysokości trzykrotności wynagrodzenia miesięcznego w razie odwołania ze stanowiska lub rozwiązania umowy przez Spółkę z innych przyczyn niż naruszenie podstawowych obowiązków pracowniczych.

Do członków Zarządu w ograniczonym zakresie stosuje się także postanowienia regulaminu wynagradzania, który ma zastosowanie do wszystkich pracowników Spółki, a świadczenia z tego tytułu nie mają charakteru świadczeń dodatkowych. Zgodnie z tym regulaminem członkom Zarządu przysługują następujące świadczenia: (i) ulgowa odpłatność za korzystanie z energii elektrycznej (odpłatność po cenie równej 20% ceny wskazanej w obowiązującej taryfie dla gospodarstw domowych oraz w ilości nie przekraczającej 3.000 kWh rocznie i 250 kWh średniomiesięcznie lub ekwiwalent pieniężny w wysokości 3.000 kWh x 80% ceny energii elektrycznej i składnika zmiennego opłaty przesyłowej oraz 100% wartości opłaty sieciowej i opłaty abonamentowej według uśrednionych taryf jednostrefowych obowiązujących dla gospodarstw domowych), (ii) pokrycie kosztów udziału w pracowniczym programie emerytalnym (w wysokości 7% wynagrodzenia uczestnika programu emerytalnego), (iii) zwrot kosztów przejazdu z miejsca zamieszkania do miejsca pracy oraz z miejsca pracy do miejsca zamieszkania, (iv) prawo korzystania z pakietu usług medycznych, (v) prawo do korzystania z lokalu mieszkalnego udostępnionego przez Spółkę w przypadku pracowników posiadających miejsce zamieszkania poza siedzibą Spółki, (vi) prawo do świadczeń z zakładowego funduszu świadczeń socjalnych, (vii) dopłata do 100% wynagrodzenia za czas niezdolności do pracy na skutek choroby, (viii) prawo do otrzymania nagrody jubileuszowej w granicach od 200% do 550% wynagrodzenia miesięcznego, w zależności od długości stażu pracy.

W 2009 r. obecnym członkom Zarządu wypłacono z tytułu pełnionych funkcji wynagrodzenie w wysokości określonej w tabeli poniżej.

Tabela. Wynagrodzenie brutto członków Zarządu w 2009 r.

Lp.	Imię i nazwisko (Funkcja)	Wynagrodzenie brutto (zł)
1.	Dariusz Lubera (Prezes Zarządu)	237.604,53
2.	Dariusz Stolarczyk (Wiceprezes Zarządu)	236.457,87
3.	Stanisław Tokarski (Wiceprezes Zarządu)	237.723,00
4.	Krzysztof Zamasz (Wiceprezes Zarządu)	237.723,00
5.	Krzysztof Zawadzki (Wiceprezes Zarządu)	67.094,50 ⁽¹⁾

⁽¹⁾ Wynagrodzenie za okres pełnienia funkcji Wiceprezesa Zarządu.

W poprzednim roku obrotowym do dnia 30 czerwca 2009 r. funkcję w Zarządzie Spółki pełnił Bogusław Oleksy, któremu z tego tytułu wypłacono w 2009 r. wynagrodzenie określone w tabeli poniżej.

Tabela. Wynagrodzenie brutto byłego członka Zarządu w 2009 r.

Lp.	Imię i nazwisko (Funkcja)	Wynagrodzenie brutto (zł)
1.	Bogusław Oleksy (Wiceprezes Zarządu)	116.415,52

Członkom Zarządu przysługują świadczenia dodatkowe w postaci ubezpieczenia zdrowotnego, majątkowego, osobowego oraz od odpowiedzialności cywilnej obejmujące uiszczanie składek w wysokości do 35 tys. zł rocznie dla poszczególnych osób. Świadczenia dodatkowe w 2009 r. nie przekroczyły maksymalnej wartości przewidzianej w Ustawie Kominowej (w skali roku i dla poszczególnych osób), to jest dwunastokrotności przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia przyjętego dla ustalenia wynagrodzenia miesięcznego członków Zarządu. W 2010 r. poszczególnym członkom Zarządu została przyznana nagroda roczna za 2009 r. (w przypadku Prezesa Zarządu nagroda została przyznana przez Walne Zgromadzenie, natomiast w przypadku pozostałych członków Zarządu nagroda roczna została przyznana przez Radę Nadzorczą). Nagrody roczne przyznane zostały poszczególnym członkom Zarządu w wysokości trzykrotności przeciętnego wynagrodzenia miesięcznego osiągniętego przez nich w 2009 r.

W 2009 r. członkowie Zarządu otrzymali następujące wynagrodzenie od podmiotów zależnych Spółki:

Tabela. Wynagrodzenie członków Zarządu od podmiotów zależnych (dane za 2009 r.)

Lp.	Imię i nazwisko (Funkcja)	Podmiot	Tytuł	Wynagrodzenie ⁽¹⁾ (zł)
1.	Dariusz Lubera (Prezes Zarządu)	Enion	przewodniczący rady nadzorczej	38.502,36
		Enion Energia	część nagrody rocznej za okres pracy w Enion	3.514,19
2.	Krzysztof Zamasz (Wiceprezes Zarządu)	PKE	członek rady nadzorczej	38.285,50
		EnergiaPro Gigawat	przewodniczący rady nadzorczej	38.285,50
3.	Dariusz Stolarczyk (Wiceprezes Zarządu)	EnergiaPro	przewodniczący rady nadzorczej	38.285,50
		Tauron Ekoenergia	przewodniczący rady nadzorczej	38.502,36
4.	Krzysztof Zawadzki (Wiceprezes Zarządu)	ESW	przewodniczący rady nadzorczej	7.965,71
		PKW	członek rady nadzorczej	38.502,36
5.	Stanisław Tokarski (Wiceprezes Zarządu)	PKE	przewodniczący rady nadzorczej	38.285,50
		PKW	część nagrody rocznej za okres pracy w PKE	5.296,69
		PKW	członek rady nadzorczej	38.502,36

⁽¹⁾ Dochód z Informacji o dochodach oraz o pobranych zaliczkach na podatek dochodowy za rok 2009 PIT-11.

15.5.2 Rada Nadzorcza

W 2009 r. członkowie Rady Nadzorczej otrzymali od Spółki wynagrodzenie z tytułu zasiadania w Radzie Nadzorczej (na podstawie uchwały nr 3 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia NWZ z dnia 16 maja 2007 r., w sprawie ustalenia zasad i wysokości wynagradzania członków Rady Nadzorczej), w wysokości określonej w tabeli poniżej.

Tabela. Wynagrodzenie członków Rady Nadzorczej (dane za 2009 r.)

Lp.	Imię i nazwisko (Funkcja)	Wysokość wynagrodzenia ⁽¹⁾ (zł)
1.	Antoni Tajduś (Przewodniczący Rady Nadzorczej)	38.285,50
2.	Agnieszka Trzaskalska (Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej)	38.285,50
3.	Witold Kurowski (Sekretarz Rady Nadzorczej)	38.285,50
4.	Włodzimierz Luły (Członek Rady Nadzorczej)	38.285,50
5.	Michał Michalewski (Członek Rady Nadzorczej)	38.285,50
6.	Tadeusz Skrzypek (Członek Rady Nadzorczej)	38.285,50
7.	Marek Ściążko (Członek Rady Nadzorczej)	38.285,50

⁽¹⁾ Dochód z Informacji o dochodach oraz o pobranych zaliczkach na podatek dochodowy za rok 2009 PIT-11.

W 2009 r. członkowie Rady Nadzorczej nie otrzymali wynagrodzenia od Spółek Grupy TAURON. Członkowie Rady Nadzorczej nie otrzymywali w ostatnim roku obrotowym świadczeń w naturze, świadczeń warunkowych ani odroczonej, świadczeń z podziału zysku, a także świadczeń na podstawie planu premii.

15.5.3 Ogólna kwota wydzielona lub zgromadzona przez Spółkę lub Spółki Grupy TAURON na świadczenia rentowe, emerytalne lub podobne świadczenia dla członków organów Spółki oraz osób zarządzających wyższego szczebla

Na dzień 31 grudnia 2009 r. Spółka utworzyła rezerwę na świadczenia pracownicze dla wszystkich pracowników w wysokości 1.486.756 zł. Rezerwa na świadczenia pracownicze określana jest na podstawie kalkulacji przeprowadzanej przez aktuarium. Raport z wyceny aktuarialnej prezentuje wyniki kalkulacji rezerw łącznie dla wszystkich pracowników, stąd Spółka nie posiada informacji o wysokości zgromadzonej kwoty na świadczenia rentowe, emerytalne lub inne podobne świadczenia dla członków Zarządu. Członkowie Rady Nadzorczej nie są zatrudnieni w Spółce, w związku z czym Spółka nie tworzy dla nich rezerw na świadczenia rentowe, emerytalne lub inne podobne świadczenia.

15.6 Akcje Spółki posiadane przez członków Zarządu i Rady Nadzorczej i umowy z członkami tych organów

15.6.1 Akcje Spółki posiadane przez członków Zarządu i Rady Nadzorczej

Następujący członkowie Zarządu posiadają akcje Spółki:

- (a) Dariusz Lubera – 36.681 akcji serii D o łącznej wartości nominalnej 36.681,00 zł,
- (b) Krzysztof Zawadzki – 111.454 akcji serii D o łącznej wartości nominalnej 111.454,00 zł,
- (c) Stanisław Tokarski – 139.942 akcji serii D o łącznej wartości nominalnej 139.942,00 zł.

Ponadto, na podstawie Oferty Akcji Połączeniowych Pan Dariusz Lubera z Dniem Połączenia otrzyma dodatkowe akcje Spółki, tj. akcje Spółki serii K w miejsce posiadanych 33 udziałów Enion Zarządzanie Aktywami, zgodnie z przyjętym w Uchwale Połączeniowej parytetem wymiany, tj. w liczbie 14.091 akcji Spółki serii K o wartości nominalnej 1 zł każda akcja, które następnie podlegać będą scaleniu na podstawie Uchwały w sprawie Scalenia Akcji.

Pozostali członkowie Zarządu oraz członkowie Rady Nadzorczej nie posiadają akcji Spółki.

15.6.2 Umowy zawarte w zakresie powołania członków organów

Spółka nie zawierała umów, na mocy których osoby zarządzające lub nadzorujące zostały wybrane na członków tych organów.

15.6.3 Uzgodnione ograniczenia w zbywaniu akcji Spółki przez członków organów i osoby zarządzające wyższego szczebla

Nie istnieją uzgodnione ograniczenia w zbywaniu akcji Spółki przez członków organów zarządzających oraz nadzorujących.

15.6.4 Informacje o umowach o świadczenie usług członków organów zarządzających i nadzorujących ze Spółką lub którymkolwiek z jego podmiotów zależnych, określających świadczenia wypłacane w chwili rozwiązania stosunku pracy

Członkowie Zarządu Spółki są zatrudnieni na podstawie umów o pracę. Umowy te przewidują zakaz zajmowania się interesami konkurencyjnymi przez członków Zarządu. Ponadto, członkowie Zarządu zawarli odrębne umowy o zakazie konkurencji po ustaniu zatrudnienia. Na ich podstawie zakaz konkurencji trwał będzie przez 6 miesięcy od zaprzestania świadczenia pracy. W tym okresie członkom Zarządu należeć się będzie odszkodowanie w wysokości 100% miesięcznego wynagrodzenia pobieranego przez okres ostatnich 6 miesięcy świadczenia pracy. Jednocześnie umowy o pracę członków Zarządu stanowią, że w razie ustania stosunku pracy w związku z przejściem na emeryturę lub rentę z tytułu niezdolności do pracy, zostanie im wypłacona odprawa pieniężna w wysokości o 25% wyższej niż ustalona w oparciu o regulamin wynagradzania obowiązujący w Spółce. Umowy o pracę członków Zarządu przewidują ponadto, że w razie odwołania członka Zarządu z zajmowanego stanowiska lub rozwiązania umów przez Spółkę z innych przyczyn niż naruszenie podstawowych obowiązków pracowniczych, członkom Zarządu przysługiwać będzie odprawa w wysokości trzykrotności wynagrodzenia miesięcznego.

Poza powyższym, umowy o pracę członków Zarządu nie przewidują świadczeń wypłacanych w chwili ich rozwiązania.

Członkowie Rady Nadzorczej nie są zatrudnieni w Spółce.

15.6.5 Uczestnictwo w Ofercie

Członkowie Zarządu i niektórzy członkowie Rady Nadzorczej Spółki zamierzają uczestniczyć w Ofercie lub nie wykluczają takiego udziału w zależności od warunków Oferty, przy czym żadna z tych osób nie zamierza nabyć ponad 5% akcji będących przedmiotem Oferty.

15.7 Ład korporacyjny i komitety wewnątrz organów Spółki

Na dzień Prospektu Spółka nie stosuje zasad ładu korporacyjnego dotyczącego spółek publicznych. Statut przewiduje jednak powołanie niezależnych członków Rady Nadzorczej. Od chwili uzyskania statusu spółki publicznej przez Spółkę, Zarząd zamierza stosować wszystkie zasady ładu korporacyjnego zgodnie z dokumentem Dobre Praktyki Spółek Notowanych na GPW. W przypadku gdy implementowanie zasad ładu korporacyjnego wymagać będzie dokonania zmian w dokumentacji korporacyjnej Spółki (Statut, regulamin Zarządu, regulamin Rady Nadzorczej), Zarząd zainicjuje niezbędne działania w tym kierunku. Należy podkreślić, iż decyzja co do przestrzegania części zasad określonych w Dobrych Praktykach Spółek Notowanych na GPW należeć będzie do akcjonariuszy Spółki oraz do Rady Nadzorczej.

Statut przewiduje powołanie niezależnych członków Rady Nadzorczej. Regulamin Rady Nadzorczej przewiduje powołanie komitetu audytu działającego jako stały organ doradczy i opiniotwórczy działający kolegiąlnie w ramach struktury Rady Nadzorczej. Komitet audytu został powołany w dniu 13 maja 2010 r. celem wdrożenia zapisów pkt III.7 Dobrych Praktyk Spółek Notowanych na GPW oraz zgodnie z przepisami ustawy z dnia 7 maja 2009 r. o biegłych rewidentach i ich samorządzie, podmiotach uprawnionych do badania sprawozdań finansowych oraz o nadzorze publicznym. Zgodnie z regulaminem Rady Nadzorczej do zadań komitetu audytu należy (a) monitorowanie: (i) procesu sprawozdawczości finansowej, (ii) rzetelności informacji finansowych przedstawianych przez Spółkę, (iii) skuteczności istniejących w Spółce systemów kontroli wewnętrznej, audytu wewnętrznego oraz zarządzania ryzykiem, (iv) wykonywania czynności rewizji finansowej, (v) niezależności i obiektywizmu biegłego rewidenta i podmiotu uprawnionego do badania sprawozdań finansowych oraz (b) rekomendowanie Radzie Nadzorczej podmiotu uprawnionego do badania sprawozdań finansowych do przeprowadzenia czynności rewizji finansowej. W skład komitetu audytu wchodzi od 3 do 5 członków, w tym przynajmniej jeden członek spełnia warunki niezależności i posiada kwalifikacje w dziedzinie rachunkowości lub rewizji finansowej. W chwili obecnej skład komitetu audytu jest 3-osobowy: Pan Michał Michalewski (przewodniczący komitetu audytu), Pan Witold Kurowski, Pan Marek Ściążko.

16. Znaczny Akcjonariusz i Akcjonariusz Sprzedający

Znacznym akcjonariuszem Spółki i jednocześnie Akcjonariuszem Sprzedającym Akcje Sprzedawane w Ofercie jest Skarb Państwa Rzeczypospolitej Polskiej (adres: ul. Krucza 36 / ul. Wspólna 6, 00-522 Warszawa). Skarb Państwa jest osobą prawną wykonującą funkcje właścicielskie w odniesieniu do majątku Rzeczypospolitej Polskiej, reprezentowanej przez Ministra Skarbu Państwa.

Na dzień 30 kwietnia 2010 r. Akcjonariusz Sprzedający posiada 12.242.058.023 Akcje w kapitale zakładowym Spółki spośród 13.986.283.558 akcji serii A – I, stanowiących 87,5% kapitału zakładowego Spółki, które uprawniają do wykonywania 87,5% głosów na Walnym Zgromadzeniu. Po przeprowadzeniu Oferty (przy założeniu, że Opcja Stabilizacyjna nie zostanie wykonana) Akcjonariusz Sprzedający będzie posiadał 4.852.757.225 Akcji (539.195.248 akcji po Scaleniu Akcji) uprawniających do 34% kapitału zakładowego i ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu. Natomiast po podwyższeniu kapitału zakładowego w drodze emisji Akcji Aportowych, której opis przedstawiony jest w pkt 18.1.4 (*Emisja Akcji Aportowych*) (przy założeniu objęcia wszystkich Akcji Aportowych w liczbie 170.372.391 akcji) Akcjonariusz Sprzedający będzie posiadał 6.386.108.746 Akcji (709.567.639 akcji po Scaleniu Akcji).

Akcje posiadane przez Skarb Państwa nie są uprzywilejowane, w tym w zakresie prawa do głosu, prawa do dywidendy czy podziału majątku w przypadku likwidacji Spółki. Akcje posiadane przez Skarb Państwa nie przyznają dodatkowych praw, nie wiążą się z nimi również dodatkowe obowiązki.

Skarb Państwa, będący obecnie akcjonariuszem większościowym, sprawuje kontrolę nad Spółką. Skarb Państwa wykonuje swoje uprawnienia właścicielskie względem Spółki za pośrednictwem Ministra Skarbu Państwa, na podstawie Kodeksu Spółek Handlowych, Statutu oraz innych przepisów prawa. Skarb Państwa, dysponując większością głosów na Walnym Zgromadzeniu, może wywierać decydujący wpływ na decyzje, w takich kwestiach jak zmiana Statutu, podwyższenie kapitału zakładowego w drodze emisji nowych akcji, emisja obligacji zamiennych na akcje czy wypłata dywidendy. Ponadto, zgodnie ze Statutem, w okresie, w którym Skarb Państwa, w tym wraz z podmiotami zależnymi od Skarbu Państwa, posiada liczbę akcji Spółki uprawniającą do wykonywania co najmniej 25% ogółu głosów na Walnym Zgromadzeniu, Skarb Państwa reprezentowany przez Ministra Skarbu Państwa, jest uprawniony do powoływania i odwoływania członków Rady Nadzorczej, w liczbie równej połowie maksymalnej liczby składu Rady Nadzorczej określonej w Statucie. Natomiast w okresie, w którym wskazany udział w liczbie głosów spadnie poniżej 25%, Skarb Państwa reprezentowany przez Ministra Skarbu Państwa jest uprawniony do powoływania i odwoływania jednego członka Rady Nadzorczej (§ 23 ust. 1 Statutu).

Statut przewiduje, że prawo głosu pojedynczych akcjonariuszy dysponujących powyżej 10% ogółu głosów na Walnym Zgromadzeniu oraz prawo głosu akcjonariuszy, między którymi występuje stosunek dominacji lub zależności, dysponujących łącznie powyżej 10% ogółu głosów na Walnym Zgromadzeniu (zgrupowanie akcjonariuszy), zostaje ograniczone w ten sposób, że żaden z pojedynczych akcjonariuszy oraz łącznie akcjonariusze wchodzący w skład zgrupowania akcjonariuszy nie mogą wykonywać na Walnym Zgromadzeniu więcej niż 10% głosów. Wskazane ograniczenie nie dotyczy Skarbu Państwa i podmiotów zależnych od Skarbu Państwa w okresie, w którym Skarb Państwa wraz z podmiotami zależnymi od Skarbu Państwa posiada więcej niż 25% ogółu głosów na Walnym Zgromadzeniu (§ 10 Statutu).

Wskazane powyżej postanowienia Statutu mogą spowodować opóźnienie, odroczenie lub uniemożliwienie zmiany kontroli nad Spółką. Spółce nie są znane ustalenia mogące powodować w przyszłości zmianę kontroli nad Spółką.

Statut nie zawiera postanowień, które w sposób szczególny zapobiegają ewentualnemu nadużywaniu kontroli przez akcjonariusza większościowego Spółki.

Zbycie Akcji posiadanych przez Skarb Państwa podlega przepisom Ustawy o Komerccjalizacji i Prywatyzacji.

17. Transakcje z Podmiotami Powiązanymi

Grupa TAURON zawierała w przeszłości i zamierza zawierać w przyszłości transakcje z podmiotami powiązanymi w rozumieniu MSR 24 (Międzynarodowy Standard Rachunkowości 24). Spółka zawiera następujące transakcje z podmiotami powiązanymi:

- transakcje z podmiotami należącymi do jej Grupy Kapitałowej;
- transakcje z członkami organów Spółki;
- transakcje z podmiotami zależnymi Skarbu Państwa.

Wszystkie transakcje z podmiotami powiązanymi zawierane są na warunkach rynkowych i po cenach rynkowych dostarczanych towarów, produktów lub usług, które to ceny są z kolei oparte o koszt wytworzenia towarów, produktów lub wykonania usług. Ceny, po jakich zawierane są transakcje z podmiotami powiązanymi, nie odbiegają od cen stosowanych w transakcjach z podmiotami niepowiązanymi.

Biorąc pod uwagę system sprawozdawczości przyjęty w Grupie TAURON oraz długotrwały proces gromadzenia i przetwarzania przez Spółkę szczegółowych informacji na temat transakcji z podmiotami powiązanymi opisanymi w niniejszym Rozdziale, zamieszczenie informacji na dzień Prospektu nie jest możliwe. Niemniej jednak, jeżeli w Prospekcie nie wskazano inaczej, po dniu 31 marca 2010 r. do dnia Prospektu nie były zawierane z podmiotami powiązanymi transakcje o innym charakterze niż te, które zostały przedstawione w niniejszym Rozdziale. W tym świetle, ze względu na powtarzalny charakter większości zawieranych transakcji z podmiotami powiązanymi, na podstawie informacji za okres do dnia 31 marca 2010 r., przedstawionych w niniejszym Rozdziale, w ocenie Spółki możliwe jest dokonanie oceny transakcji zawartych z podmiotami powiązanymi Spółki również do dnia Prospektu.

Transakcje z podmiotami powiązanymi należącymi do Grupy Kapitałowej

Transakcje z podmiotami powiązanymi należącymi do Grupy TAURON zawarte przez Spółkę w latach 2007–2009 oraz w pierwszym kwartale 2010 r. obejmują transakcje dotyczące zakupu i sprzedaży energii elektrycznej, ciepła, innych produktów rynku energetycznego.

Transakcje Spółki z pozostałymi jednostkami grupy kapitałowej wynikają głównie z wdrożonego od IV kwartału 2008 r. modelu obrotu hurtowego energii elektrycznej w Grupie TAURON. Transakcje zakupu wynikają z podpisanych ramowych umów na zakup energii elektrycznej od własnych wytwórców (tj. PKE, ESW, Elektrociepłownia Tychy). Natomiast transakcje sprzedaży wynikają z podpisanych ramowych umów na sprzedaż energii elektrycznej do własnych spółek sprzedażowych (Enion Energia, EnergiaPro Gigawat) oraz umów na sprzedaż energii elektrycznej na tzw. straty bilansowe do własnych spółek OSD (Enion i EnergiaPro). Dodatkowo, występują transakcje związane z rozliczeniem bilansowania energii elektrycznej w ramach wspólnej jednostki grafikowej na rynku bilansującym.

Poniższe tabele przedstawiają wartości dla tych transakcji w pierwszym kwartale 2010 r., w 2009 r., 2008 r. i 2007 r. Z uwagi na system sprawozdawczości przyjęty w Grupie TAURON nie jest możliwe podanie danych uwzględniających okres od dnia 1 kwietnia 2010 r. do dnia Prospektu. Transakcje zawarte w tym okresie dokonywane były na warunkach nieodbiegających od warunków rynkowych.

Tabela. Obroty Spółki z podmiotami należącymi do jej Grupy Kapitałowej w pierwszym kwartale 2010 r.

Lp.	Nazwa kontrahenta	Sprzedaż ⁽¹⁾ (w tys. zł)	Zakup ⁽²⁾ (w tys. zł)
1.	PKE	1.709	(925.544)
2.	Enion	84.812	(23)
3.	EnergiaPro	53.258	(950)
4.	ESW	177	(40.840)
5.	Elektrociepłownia Tychy	1.233	(9.721)
6.	PEC Katowice	9	0
7.	Elektrociepłownia EC Nowa	12	0
8.	PEC Dąbrowa Górnicza	15	0
9.	Kopalnia Wapienia Czatkowice	0	0
10.	PKW	14.951	0
11.	PEPKH	36	(3.397)
12.	EnergiaPro Gigawat	693.479	(25.416)
13.	Tauron Ekoenergia	14	(4.495)
14.	Enion Energia	838.255	(20.646)
	Razem	1.687.960	(1.031.032)

⁽¹⁾ Spółka występuje jako sprzedający.

⁽²⁾ Spółka występuje jako kupujący.

Tabela. Obroty Spółki z podmiotami należącymi do jej Grupy Kapitałowej w 2009 r.

Lp.	Nazwa kontrahenta	Sprzedaż ⁽¹⁾ (w tys. zł)	Zakup ⁽²⁾ (w tys. zł)
1.	PKE	90.474	(3.745.063)
2.	Enion	149.524	(487)
3.	EnergiaPro	64.531	(1)
4.	ESW	417	(10.236)
5.	Elektrociepłownia Tychy	8.595	(37.588)
6.	PEC Katowice	106	0
7.	Elektrociepłownia EC Nowa	23	0
8.	PEC Dąbrowa Górnicza	22	0
9.	Kopalnia Wapienia Czatkowice	30	0
10.	PKW	4.767	(464)
11.	PEPKH	1.190	(176.612)
12.	EnergiaPro Gigawat	2.780.139	(59.372)
13.	Tauron Ekoenergia	45	(4.253)
14.	Enion Energia	3.690.517	(138.187)
	Razem	6.790.380	(4.172.263)

(1) Spółka występuje jako sprzedający.

(2) Spółka występuje jako kupujący.

Tabela. Obroty Spółki z podmiotami należącymi do jej Grupy Kapitałowej w 2008 r.

Lp.	Nazwa kontrahenta	Sprzedaż ⁽¹⁾ (w tys. zł)	Zakup ⁽²⁾ (w tys. zł)
1.	PKE	651	(29.768)
2.	Enion	155	(1.874)
3.	EnergiaPro	41	(1.405)
4.	ESW	9	(45)
5.	Elektrociepłownia Tychy	664	(40)
6.	PEC Katowice	22	0
7.	Elektrociepłownia EC Nowa	30	0
8.	Kopalnia Wapienia Czatkowice	21	0
9.	PKW	302	(190)
10.	PEPKH	965	(75.539)
11.	EnergiaPro Gigawat	370.028	(10.096)
12.	Tauron Ekoenergia	12	0
13.	Enion Energia	406.848	(17.587)
	Razem	779.748	(136.544)

(1) Spółka występuje jako sprzedający.

(2) Spółka występuje jako kupujący.

Tabela. Obroty Spółki z podmiotami należącymi do jej Grupy Kapitałowej w 2007 r.

Lp.	Nazwa kontrahenta	Sprzedaż ⁽¹⁾ (w tys. zł)	Zakup ⁽²⁾ (w tys. zł)
1.	PKE	18	(937)
2.	Enion	12	(1.223)
3.	EnergiaPro	12	(945)
4.	PEPKH	1.673	0
5.	Enion Energia	12	0
	Razem	1.727	(3.105)

(1) Spółka występuje jako sprzedający.

(2) Spółka występuje jako kupujący.

Użytkowanie udziałów lub akcji

W latach 2007–2009 spółki Grupy TAURON były stronami umów użytkowania udziałów lub akcji niektórych innych spółek z Grupy TAURON. Umowy te zostały zawarte m.in. w celu wypełnienia zobowiązań związanych z koniecznością zapewnienia niezależności operatorów systemu dystrybucyjnego (OSD). Na podstawie umów użytkowania, podmiot na którego rzecz zostało ustanowione użytkowanie uzyskał prawo używania udziałów lub akcji i pobierania pożytków w postaci pobierania dywidendy. W szczególności spółki z Grupy TAURON były stronami następujących umów mających za przedmiot użytkowanie akcji lub udziałów innych spółek z Grupy TAURON: (i) w dniach 27 i 28 czerwca 2007 r. Enion i EnergiaPro ustanowiły na rzecz Spółki użytkowanie na posiadanych udziałach w spółkach Enion Energia, PEPKH, Elektrociepłownia EC Nowa, EnergiaPro Gigawat, Tauron Ekoenergia oraz Energetyka Ciepła w Kamiennej Górze Sp. z o.o.; użytkowanie zostało pierwotnie ustanowione do dnia 30 czerwca 2008 r.; (ii) w dniu 30 grudnia 2008 r. Enion i EnergiaPro ustanowiły na rzecz, odpowiednio, Enion Energia i EnergiaPro Gigawat użytkowanie na akcjach Spółki objętych przez Enion i EnergiaPro w procesie założenia Spółki; użytkowanie akcji Spółki na rzecz EnergiaPro Gigawat zostało ustanowione do dnia 15 stycznia 2009 r., a użytkowanie akcji Spółki na rzecz Enion Energia zostało ustanowione do dnia 29 maja 2009 r.; (iii) w dniu 11 marca 2009 r. Enion Zarządzanie Aktywami ustanowił na rzecz Spółki użytkowanie na udziałach w ZEW Rożnów; (iv) w dniu 30 marca 2009 r. Enion Zarządzanie Aktywami oraz Energomix Servis ustanowiły na rzecz Spółki użytkowanie na udziałach Enion Energia, PEPKH, EC Nowa, EnergiaPro Gigawat, Tauron Ekoenergia oraz Energetyka Ciepła w Kamiennej Górze. Użytkowanie zostało ustanowione do dnia Połączenia.

Umowy holdingowe

Strategia Grupy TAURON obejmuje przygotowanie i podpisanie z istotnymi i strategicznymi z punktu widzenia Grupy TAURON spółkami zależnymi umowy holdingowej, tj. umowy o zarządzanie spółką zależną przez spółkę dominującą, w rozumieniu art. 7 Kodeksu Spółek Handlowych.

Zawarcie umowy holdingowej wymaga zgody wyrażonej przez walne zgromadzenie/zgromadzenie wspólników spółek będących stronami tej umowy. Zgodnie z treścią umowy holdingowej, umowa wchodzi w życie z dniem wyrażenia zgody przez wskazane organy właścicielskie spółek.

Do dnia Prospektu, Spółka oraz wszystkie Istotne Spółki Zależne podpisały umowy holdingowe. Do dnia Prospektu, w ośmiu Istotnych Spółkach Zależnych umowy weszły w życie, natomiast jedynie w dwóch nie odbyły się stosowne walne zgromadzenia, tj. w PKE oraz w PKW. Spółka przewiduje, że do końca I półrocza 2010 r. przedmiotowe umowy wejdą w życie.

Strony umów holdingowych postanowiły podjąć każdą niesprzeczną z prawem współpracę i przedsięwziąć każde niesprzeczne z prawem działanie w toku realizacji strategii korporacyjnej, zapewniające osiągnięcie strategicznych, zarządczych i operacyjnych celów Grupy TAURON.

Umowy holdingowe określają zasady współpracy stron w zakresie tworzenia i realizacji strategii korporacyjnej, strategii obszarów biznesowych oraz zasad współpracy w obszarach zarządczych. Na podstawie tych umów Spółka ustala dla spółek zależnych będących stronami umów holdingowych strategię korporacyjną Grupy TAURON oraz założenia do strategii obszarów biznesowych (wydobycie, wytwarzanie, dystrybucja, sprzedaż, wsparcie, pozostałe). Ponadto, umowy holdingowe określają ogólne cele i zasady współpracy w poszczególnych obszarach zarządczych (projektowanie strategii i metod rozwoju Grupy, strategiczne projekty inwestycyjne, zarządzanie ryzykiem, zarządzanie realizacją projektów, zarządzanie finansami, marketing, zasoby ludzkie itp.). Ponadto, Spółka jest uprawniona do likwidacji i łączenia ustalonych obszarów zarządczych oraz biznesowych, a także do wyodrębniania nowych obszarów zarządczych bądź biznesowych. Spółka ustala szczegółowy projekt zasad współpracy w obszarach zarządczych, który komentują spółki zależne. Spółka przyjmuje lub odrzuca uwagi spółek zależnych zgłoszone do projektu zasad współpracy. Spółka i spółki zależne zobowiązały się realizować (uzgodnione według powyższych zasad) strategię i zasady współpracy.

Transakcje z członkami organów Spółki

Transakcje zawierane pomiędzy Spółką oraz członkami Zarządu i Rady Nadzorczej obejmują świadczenia pracownicze wypłacane na ich rzecz. Wszystkie transakcje opisane w niniejszym punkcie zostały zawarte w toku normalnej działalności oraz na warunkach rynkowych.

Wysokość świadczeń pracowniczych oraz łączna wartość tych świadczeń dla Zarządu i Rady Nadzorczej za pierwszy kwartał 2010 r. oraz w latach kończących się odpowiednio w dniu 31 grudnia 2009 r., w dniu 31 grudnia 2008 r. oraz w dniu 31 grudnia 2007 r. została przedstawiona w tabeli poniżej, zgodnie ze Zbadanym Skonsolidowanym Sprawozdaniem Finansowym oraz Śródrocznym Skróconym Skonsolidowanym Sprawozdaniem Finansowym, które zostały sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej. Z uwagi na system sprawozdawczości przyjęty w Grupie TAURON nie jest możliwe podanie danych uwzględniających okres od dnia 1 kwietnia 2010 r. do dnia Prospektu. Transakcje zawarte w tym okresie dokonywane były na warunkach nieodbiegających od warunków rynkowych.

Tabela. Wartość świadczeń pracowniczych dla członków organów Spółki za pierwszy kwartał 2010 r., zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (w tys. zł)

	Okres zakończony 31 marca 2010 r.
Zarząd	820
Krótkoterminowe świadczenia pracownicze (płace i narzuty)	337
Nagroda roczna za 2009 r. (z narzutami)	324
Nagrody jubileuszowe	0
Świadczenia po okresie zatrudnienia	0
Świadczenia z tytułu rozwiązania stosunku pracy	0
Świadczenia pracownicze w formie akcji własnych	0
Inne (mieszkania służbowe)	13
Inne (dodatkowe ubezpieczenie)	140
Inne (samochody służbowe z narzutami)	6
Rada Nadzorcza	73
Krótkoterminowe świadczenia pracownicze (płace i narzuty)	73
Nagrody jubileuszowe	0
Świadczenia po okresie zatrudnienia	0
Świadczenia z tytułu rozwiązania stosunku pracy	0
Świadczenia pracownicze w formie akcji własnych	0
Inne	0
Razem	893

Tabela. Wartość świadczeń pracowniczych dla członków organów Spółki za lata obrotowe zakończone w dniu 31 grudnia 2009 r., w dniu 31 grudnia 2008 r. i w dniu 31 grudnia 2007 r., zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (w tys. zł)

	Lata obrotowe		
	Rok zakończony 31 grudnia		
	2009	2008	2007
Zarząd	1.622	1.598	365
Krótkoterminowe świadczenia pracownicze (płace i narzuty)	1.261	1.242	365
Nagrody jubileuszowe	40	0	0
Świadczenia po okresie zatrudnienia	0	0	0
Świadczenia z tytułu rozwiązania stosunku pracy	0	356	0
Świadczenia pracownicze w formie akcji własnych	0	0	0
Inne	321	0	0
Rada Nadzorcza	279	235	100
Krótkoterminowe świadczenia pracownicze (płace i narzuty)	279	235	100
Nagrody jubileuszowe	0	0	0
Świadczenia po okresie zatrudnienia	0	0	0
Świadczenia z tytułu rozwiązania stosunku pracy	0	0	0
Świadczenia pracownicze w formie akcji własnych	0	0	0
Inne	0	0	0
Razem	1.901	1.833	465

W pierwszym kwartale 2010 r. poszczególnym członkom Zarządu wypłacono wynagrodzenie w wysokości określonej w tabeli poniżej.

Imię i nazwisko (Funkcja)	Wynagrodzenie brutto (zł)
Dariusz Lubera (Prezes Zarządu)	61.373,64
Dariusz Stolarczyk (Wiceprezes Zarządu)	61.373,64
Stanisław Tokarski (Wiceprezes Zarządu)	61.373,64
Krzysztof Zamasz (Wiceprezes Zarządu)	61.373,64
Krzysztof Zawadzki (Wiceprezes Zarządu)	61.373,64

W pierwszym kwartale 2010 r. członkowie Zarządu otrzymali następujące wynagrodzenie od podmiotów zależnych Spółki.

Imię i nazwisko (Funkcja)	Podmiot	Tytuł	Wynagrodzenie (zł)
Dariusz Lubera (Prezes Zarządu)	Enion	przewodniczący rady nadzorczej	10.029,99
	Enion Energia	przewodniczący rady nadzorczej	10.029,99
Krzysztof Zamasz (Wiceprezes Zarządu)	PKE	członek rady nadzorczej	9.895,19
	EnergiaPro Gigawat	przewodniczący rady nadzorczej	9.895,19
Dariusz Stolarczyk (Wiceprezes Zarządu)	EnergiaPro	przewodniczący rady nadzorczej	9.895,19
	Tauron Ekoenergia	przewodniczący rady nadzorczej	10.029,99
Krzysztof Zawadzki (Wiceprezes Zarządu)	ESW	przewodniczący rady nadzorczej	10.029,99
	PKW	członek rady nadzorczej	10.029,99
Stanisław Tokarski (Wiceprezes Zarządu)	PKE	przewodniczący rady nadzorczej	9.895,19
	PKW	członek rady nadzorczej	10.029,99

W 2009 r. poszczególnym członkom Zarządu wypłacono wynagrodzenie w wysokości określonej w tabeli poniżej.

Imię i nazwisko (Funkcja)	Wynagrodzenie brutto (zł)
Dariusz Lubera (Prezes Zarządu)	237.604,53
Dariusz Stolarczyk (Wiceprezes Zarządu)	236.457,87
Stanisław Tokarski (Wiceprezes Zarządu)	237.723,00
Krzysztof Zamasz (Wiceprezes Zarządu)	237.723,00
Bogusław Oleksy (Wiceprezes Zarządu do 30.06.2009 r.)	116.415,52 ⁽¹⁾
Krzysztof Zawadzki (Wiceprezes Zarządu od 21.08.2009 r.)	67.094,50 ⁽¹⁾

⁽¹⁾ Wynagrodzenie za okres pełnienia funkcji Wiceprezesa Zarządu.

W 2008 r. poszczególnym członkom Zarządu wypłacono wynagrodzenie w wysokości określonej w tabeli poniżej.

Imię i nazwisko (Funkcja)	Wynagrodzenie brutto (zł)
Filip Grzegorzczak (Wiceprezes Zarządu do 31.12.2007 r.)	16.928,16
Bartosz Krzemieniewski (Wiceprezes Zarządu do 31.12.2007 r.)	16.560,62
Joanna Strzelec-Łobodzińska (Prezes Zarządu do 07.03.2008 r.)	58.817,58
Janusz Grudziński (Wiceprezes Zarządu do 07.03.2008 r.)	58.817,58
Dariusz Lubera (Prezes Zarządu od 08.03.2008 r.)	162.903,30
Dariusz Stolarczyk (Wiceprezes Zarządu od 08.03.2008 r.)	162.562,90
Stanisław Tokarski (Wiceprezes Zarządu od 08.03.2008 r.)	162.903,30
Krzysztof Zamasz (Wiceprezes Zarządu od 08.03.2008 r.)	162.903,30
Bogusław Oleksy (Wiceprezes Zarządu od 08.03.2008 r.)	162.769,00

W 2007 r. poszczególnym członkom Zarządu wypłacono wynagrodzenie w wysokości określonej w tabeli poniżej.

Imię i nazwisko (Funkcja)	Wynagrodzenie brutto (zł)
Joanna Strzelec-Łobodzińska (Prezes Zarządu od 20.06.2007 r.)	91.412,16
Filip Grzegorzczak (Wiceprezes Zarządu od 14.03.2007 r.)	136.425,68
Janusz Grudziński (Wiceprezes Zarządu od 1.06.2007 r.)	99.260,57
Remigiusz Nowakowski (Wiceprezes Zarządu od 20.06.2007 r. do 7.10.2007 r.)	58.355,85
Bartosz Krzemieniewski (Wiceprezes Zarządu od 12.11.2007 r.)	12.091,54

W 2007 r. Wiceprezesem Zarządu był również Jerzy Hejnar. Nie pobierał jednak z tytułu pełnienia tej funkcji wynagrodzenia.

W pierwszym kwartale 2010 r. poszczególnym członkom Rady Nadzorczej wypłacono wynagrodzenie w wysokości określonej w tabeli poniżej.

Imię i nazwisko (Funkcja)	Wynagrodzenie (zł)
Antoni Tajduś (przewodniczący Rady Nadzorczej)	9.895
Agnieszka Trzaskalska (wiceprzewodnicząca Rady Nadzorczej)	9.895
Witold Kurowski (sekretarz Rady Nadzorczej)	9.895
Włodzimierz Luty (członek Rady Nadzorczej)	9.895
Michał Michalewski (członek Rady Nadzorczej)	9.895
Tadeusz Skrzypek (członek Rady Nadzorczej)	9.895
Marek Ściążko (członek Rady Nadzorczej)	9.895

W 2009 r. poszczególnym członkom Rady Nadzorczej wypłacono wynagrodzenie w wysokości określonej w tabeli poniżej.

Imię i nazwisko (Funkcja)	Wysokość wynagrodzenia⁽¹⁾ (zł)
Antoni Tajduś (Przewodniczący Rady Nadzorczej)	38.285,50
Agnieszka Trzaskalska (Wiceprzewodnicząca Rady Nadzorczej)	38.285,50
Witold Kurowski (Sekretarz Rady Nadzorczej)	38.285,50
Włodzimierz Luty (Członek Rady Nadzorczej)	38.285,50
Michał Michalewski (Członek Rady Nadzorczej)	38.285,50
Tadeusz Skrzypek (Członek Rady Nadzorczej)	38.285,50
Marek Ściążko (Członek Rady Nadzorczej)	38.285,50

⁽¹⁾ Dochód z Informacji o dochodach oraz o pobranych zaliczkach na podatek dochodowy za rok 2009 PIT-11.

W 2008 r. poszczególnym członkom Rady Nadzorczej wypłacono wynagrodzenie w wysokości określonej w tabeli poniżej.

Imię i nazwisko (Funkcja)	Wysokość wynagrodzenia (zł)
Krystyna Chojnicka (Przewodnicząca Rady Nadzorczej do 11.12.2007 r.)	1.001,11
Piotr Machnikowski (Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej do 11.12.2007 r.)	1.001,11
Krzysztof Kowolik (Sekretarz Rady Nadzorczej do 11.12.2007 r.)	1.001,11
Andrzej Chordecki (Przewodniczący Rady Nadzorczej od 11.12.2007 r. do 31.01.2008 r.)	5.014,13
Bożena Gołąbek (Sekretarz Rady Nadzorczej od 11.12.2007 r. do 31.01.2008 r.)	5.014,13
Agnieszka Trzaskalska (Wiceprzewodnicząca Rady Nadzorczej od 11.12.2007 r.)	36.043,33
Antoni Tajduś (Przewodniczący Rady Nadzorczej od 31.01.2008 r.)	31.129,29
Witold Kurowski (Sekretarz Rady Nadzorczej od 31.01.2008 r.)	31.129,29
Włodzimierz Luty (Członek Rady Nadzorczej od 31.01.2008 r.)	31.129,29
Michał Michalewski (Członek Rady Nadzorczej od 06.10.2008 r.)	5.705,26
Tadeusz Skrzypek (Członek Rady Nadzorczej od 31.01.2008 r.)	31.129,29
Marek Ściążko (Członek Rady Nadzorczej od 31.01.2008 r.)	31.129,29
Tomasz Błaszczuk (Członek Rady Nadzorczej od 31.01. do 20.05.2008 r.)	11.410,73

W 2007 r. poszczególnym członkom Rady Nadzorczej wypłacono wynagrodzenie w wysokości określonej w tabeli poniżej.

Imię i nazwisko (Funkcja)	Wysokość wynagrodzenia⁽¹⁾ (zł)
Krystyna Chojnicka (Przewodnicząca Rady Nadzorczej)	29.638,39
Piotr Machnikowski (Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej)	29.638,39
Krzysztof Kowolik (Sekretarz Rady Nadzorczej)	29.638,39

⁽¹⁾ Dochód z Informacji o dochodach oraz o pobranych zaliczkach na podatek dochodowy za rok 2007 PIT-11.

W pierwszym kwartale 2010 r. oraz w latach obrotowych 2007–2009 członkowie organów Spółki nie zawierali umów pożyczek z zakładowego funduszu świadczeń socjalnych.

Osoby bliskie członków Zarządu i Rady Nadzorczej nabywają od Spółek z Grupy TAURON energię elektryczną na zasadach rynkowych określonych dla klientów Grupy TAURON. Poza tymi transakcjami nie są zawierane inne transakcje z osobami bliskimi członków Zarządu i Rady Nadzorczej.

Transakcje z podmiotami zależnymi Skarbu Państwa

Spółki z Grupy TAURON zawierają transakcje z szeregiem podmiotów, z którymi są powiązane, z racji tego, że podmioty te znajdują się pod kontrolą Skarbu Państwa, w tym są podmiotami, w których Skarb Państwa jest jedynym współnikiem lub akcjonariuszem. Do transakcji tych należą umowy zakupu energii elektrycznej od podmiotów będących własnością Skarbu Państwa, umowy dotyczące świadczenia na rzecz spółek Grupy TAURON usług przesyłania energii elektrycznej oraz umowy sprzedaży energii elektrycznej na rzecz podmiotów kontrolowanych przez Skarb Państwa.

Z uwagi na liczbę transakcji zawieranych w toku normalnej działalności pomiędzy Spółką a podmiotami zależnymi Skarbu Państwa Spółka nie jest w stanie przedstawić wyczerpujących informacji o wszystkich tego typu transakcjach. W związku z powyższym, poniżej przedstawione zostały informacje o transakcjach z największymi dostawcami i odbiorcami Grupy TAURON, będącymi jednocześnie podmiotami kontrolowanymi przez Skarb Państwa, wraz z danymi na temat łącznych kosztów zakupu od tych dostawców oraz łącznej sprzedaży na rzecz tych odbiorców. Wszystkie transakcje opisane w niniejszym punkcie zostały zawarte w toku normalnej działalności oraz na warunkach rynkowych.

Łączna wartość transakcji z podmiotami zależnymi od Skarbu Państwa została przedstawiona w tabeli poniżej, zgodnie ze Zbadanym Skonsolidowanym Sprawozdaniem Finansowym sporządzonymi zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej. Z uwagi na system sprawozdawczości przyjęty w Grupie TAURON nie jest możliwe podanie danych uwzględniających okres od dnia 1 kwietnia 2010 r. do dnia Prospektu. Transakcje zawarte w tym okresie dokonywane były na warunkach nieodbiegających od warunków rynkowych.

Tabela. Transakcje z podmiotami zależnymi Skarbu Państwa (w tys. zł)

Lata	Sprzedaż na rzecz spółek Skarbu Państwa	Zakup od spółek Skarbu Państwa	Należności od spółek Skarbu Państwa	Zobowiązania wobec spółek Skarbu Państwa
I kwartał 2010	298.706	(526.407)	174.631	192.579
2009	1.128.825	(3.036.095)	114.883	297.668
2008	1.775.958	(4.829.761)	129.496	229.182
2007	3.186.412	(3.601.042)	242.022	336.581

Spółśród spółek Skarbu Państwa, następujące spółki były największymi klientami Grupy TAURON w latach 2007–2009: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., PSE-Operator, KGHM Polska Miedź S.A. oraz Kompania Węglowa. Łączna wartość sprzedaży na rzecz tych kontrahentów stanowiła około 90% wielkości przychodów z transakcji ze spółkami Skarbu Państwa. Największe transakcje zakupu zawarte zostały przez Grupę TAURON z PSE-Operator oraz z Kompanią Węglową. Łączna wartość zakupu od tych kontrahentów stanowiła 90% wartości zakupu od spółek Skarbu Państwa w latach 2007–2009. Transakcje ze spółkami Skarbu Państwa są głównie związane z działalnością operacyjną Grupy TAURON i dokonywane są na warunkach rynkowych.

W 2008 r. PKE zawarło umowę z PSE-Operator, której przedmiotem jest sprzedaż energii elektrycznej wytwarzanej w związku z próbnym rozruchem nowej jednostki w Elektrowni Łągisza. Przychód uzyskany z tej transakcji w wysokości 4.921 tys. zł obniżył koszty składników majątku PKE będących w budowie. W 2009 r. przychód ze sprzedaży energii elektrycznej dla PSE-Operator związany z próbnym rozruchem wyniósł 35.798 tys. zł.

Poniższe tabele przedstawiają wartości transakcji z podmiotami zależnymi od Skarbu Państwa w pierwszym kwartale 2010 r. oraz w latach 2007–2009.

Tabela. Obroty spółek z Grupy TAURON ze spółkami Skarbu Państwa w pierwszym kwartale 2010 r.

Lp.	Nazwa kontrahenta	Sprzedaż ⁽¹⁾ (w tys. zł)	Zakup ⁽²⁾ (w tys. zł)
1.	PSE-Operator	82.309	(213.577)
2.	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	3	(1)
3.	Polskie Sieci Elektroenergetyczne-Centrum S.A.	82	0
4.	PKP Energetyka Sp. z o.o.	25.618	(89)
5.	Katowicki Holding Węglowy S.A.	7.125	(61.579)
6.	Węglokoks S.A.	8	(15.373)
7.	Zakłady Górniczo-Hutnicze BOLESŁAW S.A.	3.029	0
8.	Huta Łabędy S.A.	-	(12.428)
9.	Elektrociepłownia ZABRZE S.A.	-	0
10.	PPUP Poczta Polska	3.855	(7.201)
11.	PKP Cargo S.A.	168	(11.281)
12.	ENEA S.A.	1.309	(2)
13.	Kompania Węglowa	88.947	(203.900)
14.	KGHM Polska Miedź S.A.	86.253	(976)
	Razem	298.706	(526.407)

Tabela. Obroty spółek z Grupy TAURON ze spółkami Skarbu Państwa w 2009 r.

Lp.	Nazwa kontrahenta	Sprzedaż ⁽¹⁾ (w tys. zł)	Zakup ⁽²⁾ (w tys. zł)
1.	PSE-Operator	287.475	(1.516.540)
2.	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	2.141	(3)
3.	Polskie Sieci Elektroenergetyczne-Centrum S.A.	1.230	(5)
4.	PKP Energetyka Sp. z o.o.	112.751	(269)
5.	Katowicki Holding Węglowy S.A.	7.695	(284.734)
6.	Węglokoks S.A.	20.931	(39.363)
7.	Zakłady Górniczo-Hutnicze BOLESŁAW S.A.	0	(3)
8.	Huta Łabędy S.A.	21	(31.415)
9.	PPUP Poczta Polska	11.028	(19.556)
10.	PKP Cargo S.A.	301	(35.637)
11.	ENEA S.A.	288	(591)
12.	Kompania Węglowa	134.701	(1.101.847)
13.	KGHM Polska Miedź S.A.	550.263	(6.132)
	Razem	1.128.825	(3.036.095)

⁽¹⁾ Spółka występuje jako sprzedający.

⁽²⁾ Spółka występuje jako kupujący.

Tabela. Obroty spółek z Grupy TAURON ze spółkami Skarbu Państwa w 2008 r.

Lp.	Nazwa kontrahenta	Sprzedaz ⁽¹⁾ (w tys. zł)	Zakup ⁽²⁾ (w tys. zł)
1.	PSE-Operator	268.116	(3.611.882)
2.	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	467.382	(37)
3.	Polskie Sieci Elektroenergetyczne-Centrum S.A.	1.267	0
4.	PKP Energetyka Sp. z o.o.	149.262	(26)
5.	Katowicki Holding Węglowy S.A.	7.801	(180.312)
6.	Węglokoks S.A.	2.028	(44.702)
7.	Zakłady Górniczo-Hutnicze BOLESŁAW S.A.	67.232	(294)
8.	Huta Łabędy S.A.	45	(23.863)
9.	Elektrociepłownia ZABRZE S.A.	0	(18.056)
10.	PPUP Poczta Polska	8.193	(7.344)
11.	PKP Cargo S.A.	107	(32.523)
12.	ENEA S.A.	867	(69)
13.	Kompania Węglowa	256.485	(910.653)
14.	KGHM Polska Miedź S.A.	547.173	0
	Razem	1.775.958	(4.829.761)

Tabela. Obroty spółek z Grupy TAURON ze spółkami Skarbu Państwa w 2007 r.

Lp.	Nazwa kontrahenta	Sprzedaz ⁽¹⁾ (w tys. zł)	Zakup ⁽²⁾ (w tys. zł)
1.	PSE-Operator	183.092	(1.588.145)
2.	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	2.100.840	(839.965)
3.	Polskie Sieci Elektroenergetyczne-Centrum S.A.	347	0
4.	PKP Energetyka Sp. z o.o.	95.392	(2.034)
5.	Katowicki Holding Węglowy S.A.	8.782	(183.281)
6.	Węglokoks S.A.	632	(33.853)
7.	Zakłady Górniczo-Hutnicze BOLESŁAW S.A.	29.195	(204)
8.	Huta Łabędy S.A.	0	(24.815)
9.	Elektrociepłownia ZABRZE S.A.	1.257	(13.379)
10.	PPUP Poczta Polska	4.370	(16.507)
11.	PKP Cargo S.A.	30	(21.844)
12.	ENEA S.A.	1	(8.241)
13.	Kompania Węglowa	255.764	(868.469)
14.	KGHM Polska Miedź S.A.	506.710	(305)
	Razem	3.186.412	(3.601.042)

(1) Spółka występuje jako sprzedający.

(2) Spółka występuje jako kupujący.

18. Akcje, Kapitał Zakładowy i Walne Zgromadzenie

18.1 Kapitał zakładowy

18.1.1 Uwagi ogólne

Spółka działa w formie prawnej spółki akcyjnej utworzonej i działającej zgodnie z przepisami prawa polskiego, której kapitał zakładowy według stanu na dzień Prospektu wynosi 13.986.283.558 zł i dzieli się na 13.986.283.558 akcji zwykłych na okaziciela serii A, B, C, D, E, F, G, H, I o wartości nominalnej 1 złoty każda. Wysokość opłaconego kapitału zakładowego wynosi 13.986.283.558 zł. Na dzień Prospektu wszystkie akcje reprezentujące kapitał zakładowy Spółki są zwykłymi akcjami na okaziciela. Zgodnie z brzmieniem Statutu, akcje nie mogą być zamieniane na akcje imienne. Zamiana akcji imiennych na akcje na okaziciela nastąpiła na podstawie uchwały zwyczajnego Walnego Zgromadzenia z dnia 4 marca 2010 r. w dniu rejestracji w Rejestrze Przedsiębiorców tej zamiany, tj. w dniu 15 marca 2010 r.

Walutą Akcji jest złoty. Wszystkie Akcje zostały wyemitowane na podstawie Kodeksu Spółek Handlowych.

Tabela. Struktura kapitału zakładowego Spółki według stanu na dzień Prospektu

Seria akcji	Liczba akcji	Oznaczenie akcji	Wartość nominalna akcji
Seria A	255 000	A 000 000 001 – A 000 255 000	1 zł
Seria B	6 697 999 312	B 00 000 000 001 – B 06 697 999 312	1 zł
Seria C	3 526 647 223	C 00 000 000 001 – C 03 526 647 223	1 zł
Seria D	2 792 245 893	D 00 000 000 001 – D 02 792 245 893	1 zł
Seria E	475 106 055	E 00 000 000 001 – E 00 475 106 055	1 zł
Seria F	10 862 150	F 00 000 000 001 – F 00 010 862 150	1 zł
Seria G	195 284 950	G 00 000 000 001 – G 00 195 284 950	1 zł
Seria H	125 326 000	H 00 000 000 001 – H 00 125 326 000	1 zł
Seria I	162 556 975	I 00 000 000 001 – I 00 162 556 975	1 zł

Źródło: Opracowanie Spółki

Akcje serii A zostały objęte w zamian za wkład pieniężny.

Akcje serii B – I zostały objęte w zamian za aport, tzn. za wkład niepieniężny.

18.1.2 Scalenie Akcji

Spółka zamierza przeprowadzić proces Scalenia Akcji w celu przeciwdziałania ryzykom charakterystycznym dla akcji spółek, których akcje są notowane jak „akcje groszowe”. Scalenie Akcji obejmie wszystkie Akcje. Scalenie Akcji zostanie dokonane na podstawie uchwały Walnego Zgromadzenia w sprawie scalenia akcji Spółki oraz zmiany Statutu Spółki z dnia 26 kwietnia 2010 r. i ma zostać przeprowadzone po zatwierdzeniu Prospektu przez KNF, w okresie pomiędzy zakończeniem przyjmowania zapisów na Akcje Sprzedawane od Inwestorów Indywidualnych oraz od Inwestorów Instytucjonalnych, lecz przed dniem przydziału Akcji Sprzedawanych na rzecz inwestorów.

W celu przeprowadzenia Scalenia Akcji w sposób wskazany powyżej wszystkie Akcje Spółki, w tym Akcje Połączeniowe, niezwłocznie po rejestracji w Rejestrze Przedsiębiorców Połączenia, a następnie zmiany Statutu Spółki w związku ze Scaleniem Akcji zostaną zarejestrowane w depozycie papierów wartościowych prowadzonym przez KDPW oraz dopuszczone do obrotu na Giełdzie.

Scalenie Akcji nastąpi poprzez zwiększenie wartości nominalnej jednej Akcji Spółki z dotychczasowej kwoty 1 zł do kwoty 9 zł i proporcjonalne zmniejszenie ogólnej liczby Akcji w ten sposób, że każde 9 Akcji o wartości nominalnej 1 zł każda zostanie wymienionych na 1 akcję Spółki o wartości nominalnej 9 zł każda. Scalenie Akcji nastąpi bez jednoczesnego podwyższenia kapitału zakładowego Spółki. W wyniku Scalenia Akcji wszystkie dotychczasowe akcje Spółki serii A, B, C, D, E, F, G, H, I, J i K zostaną oznaczone nową serią AA.

Dniem, według którego zostanie ustalona liczba Akcji Spółki o wartości nominalnej 1 zł każda, w celu wyliczenia liczby Akcji Spółki o wartości nominalnej 9 zł każda, które w związku ze scaleniem Akcji Spółki o wartości nominalnej 9 zł każda, powinny zostać w ich miejsce wydane poszczególnym akcjonariuszom Spółki, będzie dzień rejestracji Akcji Spółki w depozycie papierów wartościowych prowadzonym przez KDPW lub inny dzień ustalony w drodze uchwały Zarządu Spółki w porozumieniu z KDPW (**Dzień Referencyjny**). Zakończenie procesu Scalenia Akcji nastąpi w momencie zapisania Akcji o wartości nominalnej 9 zł w depozycie papierów wartościowych prowadzonym przez KDPW.

W wyniku Scalenia Akcji każdy z akcjonariuszy Spółki posiadających w Dniu Referencyjnym niedobory scaleniowe, tzn. akcje o wartości nominalnej 1 zł każda w liczbie od 1 do 8, otrzyma w przypadku dojścia Scalenia Akcji do skutku w zamian za akcje stanowiące te niedobory jedną akcję o wartości nominalnej 9 zł. W przypadku w którym likwidacja wszystkich niedoborów scaleniowych we wskazany sposób nie będzie możliwa do zrealizowania, proces Scalenia Akcji nie dojdzie do skutku.

Eventualne niedobory scaleniowe zostaną pokryte przez TRIGON Dom Maklerski, który przekaże nabyte przez siebie prawa z akcji Spółki nieodpłatnie na rzecz innych akcjonariuszy posiadających niedobory scaleniowe, w zakresie niezbędnym do likwidacji tych niedoborów i umożliwienia posiadaczom tych niedoborów scaleniowych otrzymania jednej nowej akcji Spółki serii AA o wartości nominalnej 9 zł.

Niedobory scaleniowe będą pokrywane przez TRIGON Dom Maklerski pod warunkiem: (i) podjęcia przez Walne Zgromadzenie uchwały w sprawie Scalenia Akcji oraz zmiany Statutu oraz (ii) rejestracji zmiany Statutu w zakresie dotyczącym Scalenia Akcji przez sąd rejestrowy.

Poniższa tabela przedstawia informacje dotyczące kapitału zakładowego Spółki po przeprowadzeniu Scalenia Akcji.

Tabela. Struktura kapitału zakładowego Spółki po przeprowadzeniu Scalenia Akcji.

Seria akcji	Liczba akcji	Wartość nominalna akcji
Seria AA	1.589.438.762 ⁽¹⁾	9 zł

⁽¹⁾ Łączna liczba akcji po przeprowadzeniu Scalenia Akcji, odpowiadająca przed Scaleniem Akcji 14.304.948.858 akcji serii A – K o wartości nominalnej 1 złoty.

18.1.3 Emisja akcji związana z Połączeniem Spółki z Enion Zarządzanie Aktywami i Energomix Servis

W dniu 8 kwietnia 2010 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki podjęło uchwałę w sprawie Połączenia Spółki (spółka przejmująca) z Enion Zarządzanie Aktywami i Energomix Servis (spółki przejmowane) w drodze przeniesienia całości majątku Enion Zarządzanie Aktywami i Energomix Servis na Spółkę w zamian za Akcje Połączeniowe serii J i K, które zostaną objęte przez wspólników Enion Zarządzanie Aktywami i Energomix Servis, tj. zgodnie z art. 492 § 1 pkt 1) KSH. Połączenie nastąpi na warunkach określonych w „*Planie Połączenia TAURON Polska Energia S.A. z siedzibą w Katowicach (Spółka Przejmująca) z Enion Zarządzanie Aktywami Sp. z o.o. z siedzibą w Katowicach (Spółka Przejmowana) oraz Energomix Servis Sp. z o.o. z siedzibą w Katowicach (Spółka Przejmowana)*”, uzgodnionego pomiędzy zarządami łączących się spółek w dniu 16 grudnia 2009 r. Z dniem rejestracji emisji Akcji Połączeniowych w Rejestrze Przedsiębiorców kapitał zakładowy Spółki zostanie podwyższony o kwotę 318.665.300 zł, tj. do kwoty 14.304.948.858 zł i będzie się dzielił na 14.304.948.858 akcji zwykłych na okaziciela o wartości nominalnej 1 złoty każda. Akcje Połączeniowe będą objęte Scaleniem Akcji, po uprzedniej rejestracji Połączenia przez sąd rejestrowy.

18.1.4 Emisja Akcji Aportowych

Na podstawie uchwały Walnego Zgromadzenia z dnia 26 kwietnia 2010 r., Spółka zamierza przeprowadzić emisję nowych akcji i jest upoważniona podwyższyć kapitał zakładowy Spółki o kwotę nie niższą niż 9 zł i nie wyższą niż 2.412.000.000 zł w drodze emisji nie mniej niż jednej i nie więcej niż 268.000.000 akcji zwykłych na okaziciela serii BB, tj. Akcji Aportowych, które zostaną objęte przez Skarb Państwa Rzeczypospolitej Polskiej w drodze subskrypcji prywatnej z wyłączeniem prawa poboru, o której mowa w art. 431 § 2 pkt 1) Kodeksu Spółek Handlowych w zamian za wkłady niepieniężne stanowiące należące do Skarbu Państwa akcje w następujących spółkach z Grupy TAURON: (i) nie więcej niż 23.338.478 akcji PKE, (ii) nie więcej niż 3.795.743.502 akcji Enion, (iii) nie więcej niż 1.234.246.814 akcji EnergiaPro oraz (iv) nie więcej niż 3.450.000 akcji ESW. Emisja Akcji Aportowych nastąpi po dniu 13 sierpnia 2010 r., gdy zgodnie z harmonogramem ustalonym przez Spółkę zakończy się proces konwersji Akcji Pracowniczych na podstawie Ustawy o Wymianie Akcji Pracowniczych oraz pod warunkiem zarejestrowania przez sąd rejestrowy zmiany Statutu w związku ze Scaleniem Akcji.

Cena emisyjna Akcji Aportowych będzie wynosiła 10,44 zł.

Spółka uzgodniła ze Skarbem Państwa, że liczba faktycznie wyemitowanych Akcji Aportowych nie przekroczy 170.372.391 Akcji Serii BB, a podwyższenie kapitału zakładowego zostanie dokonane o kwotę nie wyższą niż 1.533.351.521 zł.

Powyższe ustalenia uwzględniają: (i) przeprowadzoną przez niezależnego biegłego wycenę wkładów niepieniężnych, które będą wnoszone przez Skarb Państwa na pokrycie Akcji Aportowych, (ii) uchwaloną przez Walne Zgromadzenie cenę emisyjną Akcji Aportowych, (iii) uzgodniony pomiędzy Spółką a Akcjonariuszem Sprzedającym parytet wymiany wnoszonych przez Akcjonariusza Sprzedającego wkładów niepieniężnych na Akcje Aportowe oraz (iv) maksymalną liczbę akcji w Spółkach Zależnych, które mogłyby stanowić przedmiot wkładów niepieniężnych, przy założeniu osiągnięcia przez Skarb Państwa 15% udziału w kapitale zakładowym każdej z powyższych Spółek Zależnych.

Na dzień Prospektu Spółka nie będzie ubiegać się o dopuszczenie i wprowadzenie Akcji Aportowych do obrotu na Gieldzie na podstawie niniejszego Prospektu.

Poniższa tabela przedstawia informacje dotyczące kapitału zakładowego Spółki po przeprowadzeniu Scalenia Akcji oraz emisji Akcji Aportowych.

Tabela. Struktura kapitału zakładowego Spółki po przeprowadzeniu Scalenia Akcji oraz emisji Akcji Aportowych.

Seria akcji	Liczba akcji	Wartość nominalna akcji
Seria AA	1.589.438.762	9 zł
Seria BB	170.372.391 ⁽¹⁾	9 zł

⁽¹⁾ Na podstawie uchwały Walnego Zgromadzenia z dnia 26 kwietnia 2010 r. Spółka jest upoważniona do emisji nie więcej niż 268.000.000 Akcji Aportowych. Podana liczba 170.372.391 akcji jest maksymalną liczbą Akcji Aportowych, jaka faktycznie może zostać wyemitowana przez Spółkę, po uzgodnieniach Spółki ze Skarbem Państwa na podstawie założeń przedstawionych powyżej.

18.1.5 Informacje o kapitale zakładowym

Statut nie przewiduje upoważnienia Zarządu do dokonywania podwyższenia kapitału zakładowego w granicach kapitału docelowego.

Do podwyższenia kapitału zakładowego potrzebna jest każdorazowo uchwała Walnego Zgromadzenia o podwyższeniu kapitału zakładowego.

Tytułem uczestnictwa w zysku są akcje. Nie istnieją żadne inne tytuły dające prawo do uczestniczenia w zysku, w szczególności Spółka nie wydawała świadectw użytkowych ani świadectw założycielskich. Spółka nie posiada akcji własnych. Spółki wchodzące w skład Grupy TAURON, jak również podmioty działające w ich imieniu, nie posiadają akcji Spółki. Do dnia Prospektu Spółka nie emitowała papierów wartościowych, które uprawniałyby do ich zamiany na akcje Spółki lub do objęcia akcji Spółki, w szczególności obligacji zamiennych, obligacji z prawem pierwszeństwa lub warrantów subskrypcyjnych.

Do dnia Prospektu Spółka nie zaciągnęła zobowiązań do podwyższenia kapitału zakładowego, w tym zobowiązań, których wykonanie wiązałoby się z koniecznością podwyższenia kapitału zakładowego, z zastrzeżeniem informacji przedstawionych w niniejszym Rozdziale.

Spółki z Grupy TAURON, w tym Spółka, nie przyznawały w przeszłości osobom trzecim uprawnień, czy to o charakterze warunkowym, czy bezwarunkowym, do objęcia lub nabycia akcji/udziałów w ich kapitałach zakładowych.

Statut nie wprowadza uprzywilejowania Akcji co do głosu, a każda Akcja daje jej posiadaczowi prawo do jednego głosu na Walnym Zgromadzeniu. Przy czym Statut przewiduje, że akcjonariusz dysponujący więcej niż 10% głosów w ogólnej liczbie głosów nie może wykonywać nadwyżki głosów ponad 10%. Wskazane ograniczenie nie dotyczy Skarbu Państwa i podmiotów zależnych od Skarbu Państwa w okresie, w którym Skarb Państwa wraz z podmiotami zależnymi od Skarbu Państwa posiada więcej niż 25% ogółu głosów na Walnym Zgromadzeniu. Statut nie wprowadza również uprzywilejowania Akcji co do dywidendy, a wszystkie Akcje uczestniczą w zysku na równych prawach.

18.2 Dane historyczne na temat kapitału zakładowego w okresie objętym Zbadanym Skonsolidowanym Sprawozdaniem Finansowym

18.2.1 Kapitał zakładowy Spółki w 2006 r.

Kapitał zakładowy Spółki w organizacji na dzień 31 grudnia 2006 r. wynosił 500.000 zł i dzielił się na 500.000 akcji imiennych zwykłych serii A o wartości nominalnej 1 zł każda akcja. Akcje serii A zostały objęte w następujący sposób:

- (a) Skarb Państwa objął 255.000 akcji;
- (b) EnergiaPro objęła 100.000 akcji;
- (c) Enion objęła 100.000 akcji;
- (d) ESW objęła 45.000 akcji.

Akcje serii A w całości zostały pokryte wkładem pieniężnym.

Zmiany wysokości kapitału zakładowego Spółki, w poszczególnych okresach objętych Skonsolidowanym Sprawozdaniem Finansowym, kształtowały się w sposób opisany poniżej.

18.2.2 Zmiany wysokości kapitału zakładowego Spółki w 2007 r.

Pierwsze podwyższenie kapitału zakładowego Spółki zostało zarejestrowane dnia 10 sierpnia 2007 r., w rezultacie czego kapitał zakładowy Spółki został podwyższony o kwotę 13.491.998.483 zł i wyniósł 13.492.498.483 zł. Podwyższenie kapitału nastąpiło w drodze emisji 13.491.998.483 akcji imiennych zwykłych o wartości nominalnej 1 zł każda, w tym:

- (a) 6.697.999.312 akcji serii B;
- (b) 3.526.647.223 akcje serii C;
- (c) 2.792.245.893 akcje serii D;
- (d) 475.106.055 akcji serii E.

Akcje nowej emisji serii B – E zostały pokryte w całości wkładem niepieniężnym przez Skarb Państwa w postaci 85% akcji Skarbu Państwa w PKE, Enion, ESW i EnergiaPro.

Kolejne podwyższenie kapitału zakładowego Spółki zostało zarejestrowane dnia 9 listopada 2007 r. Kapitał zakładowy Spółki został podwyższony o kwotę 10.862.150 zł, do kwoty 13.503.360.633 zł. Podwyższenie nastąpiło w drodze emisji 10.862.150 akcji imiennych zwykłych serii F o wartości nominalnej 1 zł każda. Akcje zostały pokryte w całości wkładem niepieniężnym przez Skarb Państwa w postaci 85% akcji przysługujących Skarbowi Państwa w Elektrociepłownia Tychy w upadłości.

Dnia 31 grudnia 2007 r. zostało zarejestrowane kolejne podwyższenie kapitału zakładowego Spółki o kwotę 195.284.950 zł, w rezultacie którego kapitał zakładowy Spółki został podwyższony do kwoty 13.698.645.583 zł. Skarb Państwa objął 195.284.950 akcji imiennych zwykłych serii G. Akcje serii G zostały pokryte w całości wkładem niepieniężnym w postaci 85% akcji przysługujących Skarbowi Państwa w PEC Katowice w upadłości.

18.2.3 Zmiany wysokości kapitału zakładowego Spółki w 2009 r.

Kapitał zakładowy Spółki został obniżony w 2009 r. w drodze dobrowolnego umorzenia 245.000 akcji zwykłych imiennych serii A posiadanych przez EnergiaPro, Enion oraz ESW, do kwoty 13.698.400.583 zł. W rezultacie obniżenia kapitału zakładowego Spółki Skarb Państwa stał się jedynym akcjonariuszem Spółki.

Dnia 10 sierpnia 2009 r. zostało zarejestrowane podwyższenie kapitału zakładowego Spółki o kwotę 287.882.975 zł, tj. do kwoty 13.986.283.558 zł. Podwyższenie kapitału zakładowego nastąpiło w drodze emisji akcji imiennych zwykłych o wartości nominalnej 1 zł każda, w tym:

- (a) 125.326.000 akcji serii H; oraz
- (b) 162.556.975 akcji serii I.

Akcje serii H oraz akcje serii I zostały objęte w całości przez Skarb Państwa za wkład niepieniężny w postaci 42% udziałów w Elektrociepłowni EC Nowa oraz 85% akcji w PEC Dąbrowa Górnicza.

Poza powyższymi nie miały miejsca zmiany kapitału zakładowego Spółki w okresie objętym Zbadanym Skonsolidowanym Sprawozdaniem Finansowym.

Poniższa tabela zawiera zestawienie zmian liczby Akcji w okresie objętym Zbadanym Skonsolidowanym Sprawozdaniem Finansowym.

Data	Liczba akcji	Data	Liczba akcji
1 stycznia 2009 r.	13.698.645.583	31 grudnia 2009 r.	13.986.283.558
1 stycznia 2008 r.	13.698.645.583	31 grudnia 2008 r.	13.698.645.583
1 stycznia 2007 r.	500.000	31 grudnia 2007 r.	13.698.645.583

Źródło: Spółka

18.3 Prawa i obowiązki związane z Akcjami

Poniżej opisane zostały podstawowe prawa i obowiązki akcjonariuszy spółek publicznych, których akcje notowane są na Gieldzie. W niniejszym Rozdziale nie przedstawiono informacji na temat praw i obowiązków związanych z akcjami imiennymi oraz akcjami na okaziciela znajdującymi się poza obrotem giełdowym, których treść oraz sposób wykonania mogą różnić się od przedstawionego poniżej. Poniższego opisu nie należy traktować jako wyczerpującego przedstawienia wszystkich praw i obowiązków akcjonariuszy. Szczegółowa regulacja praw i obowiązków akcjonariuszy spółek publicznych jest zawarta w szczególności w Kodeksie Spółek Handlowych, Ustawie o Ofercie, Ustawie o Obrocie, aktach wykonawczych do powyższych ustaw oraz Statucie. W związku z powyższym inwestorzy powinni dokonać wnikliwej analizy Statutu, a także zasięgnąć opinii swoich doradców prawnych w celu uzyskania szczegółowych informacji na temat praw i obowiązków związanych z Akcjami oraz Walnym Zgromadzeniem.

18.3.1 Prawo rozporządzania akcjami

Akcje są zbywalne. Statut Spółki nie przewiduje żadnych ograniczeń w tym zakresie. Prawa z akcji zdematerializowanych powstają z chwilą zapisania ich po raz pierwszy na rachunku papierów wartościowych i przysługują jego posiadaczowi (szczegółowe informacje na temat dematerializacji Akcji Sprzedawanych zostały przedstawione w punkcie 20.6.1 (*Dematerializacja*)). Umowa sprzedaży akcji zdematerializowanych przenosi prawa ze sprzedawanych akcji z chwilą dokonania odpowiedniego zapisu na rachunku papierów wartościowych nabywcy. Nie można ograniczyć w statucie prawa zbywania akcji na okaziciela.

Prawo rozporządzania akcjami obejmuje także uprawnienie do ustanawiania na nich obciążeń, w szczególności do ustanawiania zastawu czy użytkowania na akcjach. Prawo głosu z akcji spółki publicznej zapisanych na rachunku papierów wartościowych, które są przedmiotem zastawu lub użytkowania na rzecz osób trzecich, przysługuje nadal akcjonariuszowi.

18.3.2 Prawa związane z udziałem w Walnym Zgromadzeniu

Prawo udziału w walnym zgromadzeniu przysługuje osobom, na których rachunkach papierów wartościowych były zapisane akcje na szesnaście dni przed datą walnego zgromadzenia (dzień rejestracji uczestnictwa w walnym zgromadzeniu). Lista akcjonariuszy uprawnionych do uczestnictwa w walnym zgromadzeniu jest ustalana na podstawie wykazu sporządzonego przez KDPW w oparciu o wykazy przekazane przez firmy inwestycyjne i banki powiernicze prowadzące rachunki papierów wartościowych akcjonariuszy sporządzone na podstawie wystawionych przez nie zaświadczeń o prawie uczestnictwa w walnym zgromadzeniu spółki publicznej. Powyższa lista jest wyłożona w siedzibie spółki publicznej przez trzy dni powszednie poprzedzające dzień odbycia walnego zgromadzenia. Akcjonariusz może żądać przesłania mu listy akcjonariuszy uprawnionych do udziału w walnym zgromadzeniu nieodpłatnie pocztą elektroniczną, podając adres, na który lista powinna być wysłana. Na akcjonariuszu ciąży obowiązek uzyskania od podmiotu, prowadzącego jego rachunek papierów wartościowych zaświadczenia o prawie uczestnictwa w walnym zgromadzeniu. Zasady wydawania ww. zaświadczeń określa Kodeks Spółek Handlowych oraz regulacje wewnętrzne podmiotów prowadzących rachunek papierów wartościowych akcjonariusza. Na żądanie akcjonariusza będącego posiadaczem zdematerializowanych akcji na okaziciela zgłoszone nie wcześniej niż po ogłoszeniu o zwołaniu

walnego zgromadzenia i nie później niż w pierwszym dniu powszednim po dniu rejestracji uczestnictwa w walnym zgromadzeniu, podmiot prowadzący rachunek papierów wartościowych wystawia imienne zaświadczenie o prawie uczestnictwa w walnym zgromadzeniu. Na żądanie akcjonariusza w treści zaświadczenia powinna zostać wskazana część lub wszystkie akcje zarejestrowane na jego rachunku papierów wartościowych. W okresie pomiędzy dniem rejestracji uczestnictwa w walnym zgromadzeniu a zakończeniem walnego zgromadzenia akcjonariusz może zbyć akcje, przy czym pozostanie to bez wpływu na jego uprawnienie do uczestnictwa w walnym zgromadzeniu i wykonywanie prawa głosu.

Akcjonariusz uczestniczący w walnym zgromadzeniu ma prawo głosu, przy czym jedna akcja reprezentuje jeden głos. Statut Spółki zawiera w powyższym względzie pewne ograniczenie polegające na tym, że akcjonariusz dysponujący więcej niż 10% głosów w ogólnej liczbie głosów nie może wykonywać głosów z nadwyżki głosów ponad 10%. Wskazane ograniczenie nie dotyczy Skarbu Państwa i podmiotów zależnych od Skarbu Państwa w okresie, w którym Skarb Państwa wraz z podmiotami zależnymi od Skarbu Państwa posiada więcej niż 25% ogółu głosów na Walnym Zgromadzeniu. Szczegółowe zasady dotyczące ww. ograniczenia zawiera Statut będący Załącznikiem nr 1 do Prospektu.

Statut nie przewiduje uprzywilejowania akcji co do głosu, jak również nie przyznaje uprawnień osobistych w zakresie wykonywania prawa głosu z akcji.

Akcjonariusz może uczestniczyć w walnym zgromadzeniu oraz wykonywać prawo głosu osobiście lub przez pełnomocnika. Jeżeli nic innego nie wynika z treści pełnomocnictwa, pełnomocnik wykonuje wszystkie uprawnienia akcjonariusza na walnym zgromadzeniu. Pełnomocnik może udzielić dalszego pełnomocnictwa, jeżeli wynika to z treści pełnomocnictwa. Pełnomocnik może reprezentować więcej niż jednego akcjonariusza i głosować odmiennie z akcji każdego akcjonariusza. Akcjonariusz spółki publicznej posiadający akcje zapisane na więcej niż jednym rachunku papierów wartościowych może ustanowić oddzielnych pełnomocników do wykonywania praw z akcji zapisanych na każdym z rachunków. Pełnomocnictwo do uczestnictwa w walnym zgromadzeniu spółki publicznej i wykonywania prawa wymaga udzielenia w formie pisemnej lub elektronicznej (bez konieczności opatrzenia bezpiecznym podpisem elektronicznym). Pełnomocnikiem akcjonariusza na walnym zgromadzeniu spółki publicznej może być również członek zarządu, członek rady nadzorczej, likwidator, pracownik spółki publicznej lub członek organów albo pracownik spółki zależnej od spółki publicznej, przy czym pełnomocnictwo dla tych osób może upoważniać do reprezentacji tylko na jednym walnym zgromadzeniu, a udzielenie dalszego pełnomocnictwa jest wyłączone.

18.3.3 Prawa związane ze zwoływaniem walnego zgromadzenia

Akcjonariusz lub akcjonariusze, którzy posiadają akcje reprezentujące co najmniej połowę kapitału zakładowego lub co najmniej połowę głosów w spółce, mogą zwołać nadzwyczajne walne zgromadzenie.

Akcjonariusz lub akcjonariusze posiadający akcje, które reprezentują co najmniej 5% kapitału zakładowego, mają prawo żądania zwołania nadzwyczajnego walnego zgromadzenia przez zarząd i umieszczenia określonych spraw w porządku obrad. Jeśli zarząd w terminie dwóch tygodni od złożenia ww. żądania nie zwoła nadzwyczajnego walnego zgromadzenia, właściwy sąd może upoważnić do jego zwołania akcjonariuszy występujących z żądaniem.

W okresie poprzedzającym walne zgromadzenie akcjonariusz lub akcjonariusze, którzy posiadają akcje reprezentujące co najmniej 5% kapitału zakładowego, są uprawnieni do żądania umieszczenia określonych spraw w porządku obrad najbliższego walnego zgromadzenia. Takie żądanie powinno zostać złożone zarządowi nie później niż na 21 dni przed datą walnego zgromadzenia, przy czym może zostać złożone drogą elektroniczną. Akcjonariusze składający ww. żądanie powinni je uzasadnić lub załączyć projekt uchwały dotyczącej sprawy, która ma zostać umieszczona w porządku obrad. Dodatkowo, akcjonariusz lub akcjonariusze, których akcje reprezentują co najmniej 5% kapitału zakładowego, są uprawnieni do zgłaszania spółce projektów uchwał dotyczących spraw objętych porządkiem obrad lub spraw, które mają zostać objęte porządkiem obrad. Projekty uchwał mogą być zgłaszane spółce drogą elektroniczną, która jest zobowiązana zamieszczać je niezwłocznie na stronie internetowej. W czasie obrad walnego zgromadzenia uprawnienie do zgłaszania projektów uchwał dotyczących spraw umieszczonych w porządku obrad przysługuje każdemu akcjonariuszowi.

18.3.4 Prawa związane z wyborem członków rady nadzorczej

Kodeks Spółek Handlowych przewiduje możliwość wyboru członków rady nadzorczej w drodze głosowania grupami. W przypadku uruchomienia powyższego trybu powoływania członków rady nadzorczej wyłączone będą w tym zakresie wszelkie uprawnienia osobiste przyznane akcjonariuszom w statucie. Wybór rady nadzorczej będzie dokonywany przez walne zgromadzenie w drodze głosowania oddzielnymi grupami, jeśli takie żądanie zgłosi akcjonariusz lub akcjonariusze reprezentujący co najmniej 20% kapitału zakładowego spółki. Grupę tworzą akcjonariusze reprezentujący akcje, których liczba jest co najmniej równa liczbie powstałej z podzielenia liczby akcji reprezentowanych na walnym zgromadzeniu przez liczbę członków rady nadzorczej. Tak utworzona grupa akcjonariuszy może dokonać wyboru jednego członka rady nadzorczej, przy czym tacy akcjonariusze nie biorą już udziału w wyborze pozostałych członków rady nadzorczej.

Zasady i tryb powoływania członków Zarządu oraz Rady Nadzorczej zostały opisane w Rozdziale 15 (*Zarząd i Rada Nadzorcza*).

18.3.5 Prawo żądania informacji o spółce

Akcjonariusz obecny na walnym zgromadzeniu może żądać, aby zarząd udzielił mu informacji dotyczącej spółki, niezbędnej do oceny sprawy objętej porządkiem obrad. Zasadniczo informacja powinna zostać udzielona w czasie trwania walnego zgromadzenia, przy czym z ważnych powodów zarząd może wstrzymać się z odpowiedzią przez okres nie dłuższy niż dwa tygodnie, licząc od dnia zgłoszenia żądania o udzielenie informacji.

Akcjonariuszowi przysługuje także uprawnienie do zgłoszenia żądania informacji o spółce poza obradami walnego zgromadzenia i bez związku ze sprawami objętymi porządkiem obrad walnego zgromadzenia. Należy przy tym pamiętać, że przekazywanie informacji poszczególnym akcjonariuszom podlega ograniczeniom wynikającym z przepisów dotyczących postępowania z informacjami poufnymi, które realizują zasadę równego dostępu akcjonariuszy do informacji o spółce. Odpowiedź na żądanie akcjonariusza uznaje się za udzieloną, jeżeli odpowiednie informacje zostaną zamieszczone na jej stronie internetowej.

Spółka będzie przekazywała informacje także w formie raportów bieżących i okresowych, w celu wykonania obowiązków nałożonych na spółkę publiczną w Rozporządzeniu o Informacjach Bieżących i Okresowych.

18.3.6 Prawo do udziału w zysku

Akcjonariusze są uprawnieni do udziału w zysku wykazanym w sprawozdaniu finansowym zbadanym przez biegłego rewidenta, który na podstawie uchwały zwyczajnego walnego zgromadzenia został przeznaczony do podziału między akcjonariuszy. Walne zgromadzenie może podjąć uchwałę o przeznaczeniu całego zysku lub jego części na dywidendę, jak również uchwałę o zatrzymaniu całego zysku w spółce, przy czym kwota przeznaczona na wypłatę dywidendy nie może przekraczać zysku za ostatni rok obrotowy spółki, powiększonego o niepodzielone zyski z lat ubiegłych oraz o kwoty przeniesione z utworzonych z zysku kapitałów zapasowego i rezerwowych, które mogą być przeznaczone na wypłatę dywidendy. Kwotą tę należy pomniejszyć o niepokryte straty, akcje własne oraz o kwoty, które zgodnie z ustawą lub statutem powinny być przeznaczone z zysku za ostatni rok obrotowy na kapitały zapasowy lub rezerwowe. Szczegółowe zasady przeznaczania środków na kapitały zapasowy i rezerwowe określa Kodeks Spółek Handlowych. Statut nie przewiduje mechanizmu odraczania wypłaty dywidendy.

Uchwała w sprawie podziału zysku jest podejmowana na walnym zgromadzeniu, które musi odbyć się w terminie sześciu miesięcy od zakończenia roku obrotowego spółki (którym jest rok kalendarzowy). Zysk przeznaczony na wypłatę dywidendy podlega rozdzieleniu między akcjonariuszy w stosunku do posiadanych akcji. Dywidenda przypadająca na jedną akcję wyliczana jest przez podzielenie kwoty przeznaczonej uchwałą walnego zgromadzenia do podziału między akcjonariuszy przez liczbę akcji. W przypadku, gdy akcje nie zostały opłacone w całości, podział zysku odbywa się w stosunku do wniesionych wpłat na akcje.

Prawo do otrzymania dywidendy za dany rok obrotowy przysługuje osobom, na których rachunkach papierów wartościowych były zapisane akcje w dniu dywidendy, tzn. dniu, według którego ustala się listę akcjonariuszy uprawnionych do dywidendy za dany rok obrotowy. Dzień dywidendy ustala zwyczajne walne zgromadzenie, przy czym nie może on przypadać później niż w terminie trzech miesięcy, licząc od dnia powzięcia uchwały o podziale zysku. Walne zgromadzenie ustala także termin wypłaty dywidendy, tzn. dzień, w którym rachunki środków pieniężnych uprawnionych akcjonariuszy zostaną uznane środkami z tytułu dywidendy. W przypadku gdy walne zgromadzenie nie określi w uchwale terminu wypłaty dywidendy, wypłata następuje w dniu wskazanym przez radę nadzorczą. Wypłata dywidendy na rzecz akcjonariuszy następuje za pośrednictwem systemu depozytowego KDPW. W przypadku niewypłacenia przez spółkę dywidendy w ustalonym terminie, akcjonariuszom uprawnionym do dywidendy będzie przysługiwać roszczenie o jej wypłatę, które przedawnia się z upływem 10 lat od dnia, w którym wypłata dywidendy miała nastąpić.

Zasady opodatkowania dochodów z tytułu dywidendy, w tym zasady opodatkowania dla podmiotów zagranicznych, zostały opisane w Rozdziale 21 (*Opodatkowanie*).

Akcje Sprzedawane będą uczestniczyć w dywidendzie, począwszy od wypłaty z zysku, jaki będzie przeznaczony do podziału za rok obrotowy rozpoczynający się dnia 1 stycznia 2010 r., a kończący się dnia 31 grudnia 2010 r. Akcje Sprzedawane nie są uprzywilejowane w zakresie dywidendy.

Statut upoważnia Zarząd do wypłaty zaliczki na poczet dywidendy. Zasady wypłaty zaliczki na poczet dywidendy określa szczegółowo art. 349 Kodeksu Spółek Handlowych, zgodnie z którym Spółka może wypłacić zaliczkę na poczet przewidywanej dywidendy, jeżeli jej zatwierdzone sprawozdanie finansowe za poprzedni rok obrotowy wykazuje zysk. Zaliczka może stanowić najwyżej połowę zysku osiągniętego od końca poprzedniego roku obrotowego, wykazanego w sprawozdaniu finansowym, zbadanym przez biegłego rewidenta, powiększonego o kapitały rezerwowe utworzone z zysku, którymi w celu wypłaty zaliczek może dysponować Zarząd, oraz pomniejszonego o niepokryte straty i akcje własne.

Warunki odbioru dywidendy przez akcjonariuszy Spółki odpowiadają zasadom przyjętym dla spółek publicznych. Uchwała o wypłacie dywidendy powinna wskazywać datę ustalenia prawa do dywidendy (dzień dywidendy) oraz termin wypłaty dywidendy. Z zastrzeżeniem postanowień Regulaminu KDPW, dzień dywidendy może być wyznaczony na dzień powzięcia uchwały albo w okresie kolejnych trzech miesięcy, licząc od tego dnia. Dywidendę wypłaca się w dniu określonym w uchwale Walnego Zgromadzenia, a jeżeli uchwała Walnego Zgromadzenia takiego dnia nie określa, dywidenda jest wypłacana w dniu określonym przez Radę Nadzorczą.

O planowanej wypłacie zaliczki na poczet przewidywanej dywidendy na koniec roku obrotowego Zarząd ogłasza w Monitorze Sądowym i Gospodarczym co najmniej na cztery tygodnie przed rozpoczęciem wypłat, podając dzień, na który zostało sporządzone sprawozdanie

finansowe, wysokość kwoty przeznaczonej do wypłaty, a także dzień, według którego ustala się uprawnionych do zaliczek. Dzień ten powinien przypadać w okresie siedmiu dni przed dniem rozpoczęcia wypłat.

Zgodnie z § 9 Rozdziału XIII Oddział 3 Szczegółowych Zasad Działania KDPW, Spółka jest obowiązana bezzwłocznie zawiadomić GPW o podjęciu uchwały o przeznaczeniu zysku na wypłatę dywidendy dla akcjonariuszy Spółki, wysokość dywidendy, wartości dywidendy przypadającej na jedną Akcję, dniu ustalenia prawa do dywidendy oraz dniu wypłaty dywidendy. Ponadto, § 124 Szczegółowych Zasad Działania KDPW nakłada na Spółkę obowiązek poinformowania KDPW najpóźniej na dziesięć dni roboczych przed dniem ustalenia prawa do dywidendy o wysokości dywidendy, dniu ustalenia prawa do dywidendy oraz terminie wypłaty dywidendy. Zgodnie z § 124 ust. 2 Szczegółowych Zasad Działania KDPW dzień wypłaty dywidendy może przypadać najwcześniej dziesiątego dnia roboczego po dniu ustalenia prawa do dywidendy. Powyższe regulacje znajdują odpowiednie zastosowanie do wypłaty zaliczki na poczet przewidywanej dywidendy, z zastrzeżeniami przewidzianymi w § 133 Szczegółowych Zasad Działania KDPW, w tym m.in. z zastrzeżeniem, że dzień wypłaty zaliczki na poczet przewidywanej dywidendy może przypadać najwcześniej piątego dnia roboczego po dniu ustalenia prawa do zaliczki na poczet przewidywanej dywidendy.

Wypłata dywidendy oraz zaliczki na poczet przewidywanej dywidendy posiadaczom zdematerializowanych akcji Spółki następuje za pośrednictwem systemu depozytowego KDPW. KDPW przekazuje środki z tytułu dywidendy i zaliczki na poczet przewidywanej dywidendy na rachunki uczestników KDPW, którzy następnie przekazują otrzymane środki pieniężne na rachunki pieniężne akcjonariuszy Spółki prowadzone przez poszczególne domy maklerskie.

18.3.7 Prawo zaskarżania uchwał walnego zgromadzenia

Akcjonariuszom przysługuje uprawnienie do wytoczenia powództwa przeciwko spółce o uchylenie uchwały walnego zgromadzenia. Powództwo takie przysługuje w przypadku, gdy uchwała jest sprzeczna ze statutem lub dobrymi obyczajami oraz godzi w interes spółki lub ma na celu pokrzywdzenia akcjonariusza. Uprawnienie do wytoczenia ww. powództwa przysługuje akcjonariuszom, którzy (i) głosowali przeciwko uchwale i po jej podjęciu zażądali zaprotokołowania sprzeciwu, (ii) bezzasadnie nie zostali dopuszczeni do udziału w walnym zgromadzeniu lub (iii) nie brali udziału w walnym zgromadzeniu, pod warunkiem, że walne zgromadzenie zostało wadliwie zwołane lub uchwała nie była objęta porządkiem obrad. Termin na wytoczenie powództwa wynosi jeden miesiąc od dnia otrzymania wiadomości o uchwale, nie później jednak niż trzy miesiące od dnia powzięcia uchwały.

Akcjonariuszom wymienionym w pkt (i) – (iii) poprzedniego akapitu przysługuje również uprawnienie do wytoczenia powództwa o stwierdzenie nieważności uchwały walnego zgromadzenia w przypadku jej sprzeczności z przepisami prawa. Termin na wytoczenie powództwa o stwierdzenie nieważności uchwały wynosi 30 dni od dnia jej ogłoszenia, nie później jednak niż rok od dnia powzięcia uchwały.

18.3.8 Prawo do wytoczenia powództwa o naprawienie szkody wyrządzonej spółce

Zasadą jest, że podmiotem uprawnionym do wytoczenia powództwa o naprawienia szkody wyrządzonej spółce jest sama spółka. W przypadku jednak, gdyby spółka nie wytoczyła ww. powództwa w terminie roku od dnia ujawnienia czynu wyrządzającego szkodę spółce, każdy akcjonariusz będzie uprawniony do wytoczenia powództwa o naprawienie szkody na zasadach określonych w art. 486 Kodeksu Spółek Handlowych.

18.3.9 Prawo do udziału w majątku spółki likwidowanej

Akcjonariuszowi przysługuje prawo do udziału w majątku spółki pozostałego po przeprowadzeniu postępowania likwidacyjnego, w szczególności po zaspokojeniu lub zabezpieczeniu roszczeń wierzycieli wobec spółki. Postępowanie likwidacyjne prowadzi do zakończenia bytu prawnego spółki. Podstawowymi celami postępowania likwidacyjnego jest zakończenie bieżących interesów spółki, ściągnięcie wierzytelności, wypełnienie zobowiązań spółki i upłynnienie jej majątku. Podział majątku pomiędzy akcjonariuszy (czy to w postaci świadczeń pieniężnych czy niepieniężnych) jest dokonywany proporcjonalnie do wpłat wniesionych na pokrycie kapitału zakładowego. Przekazanie akcjonariuszom składników majątku spółki likwidowanej następuje na warunkach i w terminach określonych szczegółowo w Kodeksie Spółek Handlowych.

18.3.10 Prawa związane z podwyższeniem kapitału zakładowego

Kodeks Spółek Handlowych przewiduje cztery tryby podwyższenia kapitału zakładowego w spółce akcyjnej: (i) zwykłe podwyższenie kapitału zakładowego w drodze emisji nowych akcji lub podwyższenia wartości nominalnej dotychczasowych akcji, (ii) podwyższenie kapitału zakładowego ze środków własnych, (iii) podwyższenie kapitału w ramach kapitału docelowego oraz (iv) warunkowe podwyższenie kapitału zakładowego.

W przypadku zwykłego podwyższenia kapitału zakładowego, akcjonariuszom spółki będzie przysługiwało pierwszeństwo do objęcia nowych akcji w stosunku do liczby posiadanych akcji (prawo poboru). Prawo poboru umożliwia akcjonariuszom zachowanie stałego udziału procentowego w kapitale zakładowym spółki pomimo jego podwyższenia, przy założeniu, że wszystkie akcje nowej emisji zostaną objęte przez dotychczasowych akcjonariuszy. Walne zgromadzenie może jednakże podjąć uchwałę o wyłączeniu, w całości lub w części, prawa poboru w odniesieniu do określonej emisji akcji z zastrzeżeniem, że pozbawianie akcjonariuszy prawa poboru musi być zawsze uzasadnione interesem spółki, a uchwała w tej sprawie wymaga większości co najmniej czterech piątych głosów. Prawo poboru przysługuje

akcjonariuszom, którzy w dniu określonym w uchwale walnego zgromadzenia o podwyższeniu kapitału zakładowego (dzień prawa poboru) są akcjonariuszami spółki (tj. są podmiotami, na których rachunkach papierów wartościowych w tym dniu zapisane są akcje spółki). Dzień prawa poboru nie może przypadać później niż w terminie sześciu miesięcy od dnia podjęcia uchwały o podwyższeniu kapitału zakładowego.

Jeżeli podwyższenie kapitału zakładowego odbywa się w trybie podwyższenia ze środków własnych (tzw. kapitalizacja rezerw), akcjonariusze obejmują akcje w stosunku do ich udziału w dotychczasowym kapitale zakładowym spółki, przy czym nie ma możliwości zmodyfikowania powyższej zasady w statucie bądź uchwale.

W przypadku podwyższenia kapitału w zakładowego w ramach kapitału docelowego, prawa akcjonariuszy do objęcia akcji nowej emisji są takie same jak w przypadku zwykłego podwyższenia kapitału, z zastrzeżeniem, że statut może upoważniać zarząd za zgodą rady nadzorczej do podjęcia uchwały o wyłączeniu prawa poboru w całości lub w części. Wówczas uchwała zarządu zastępuje uchwałę walnego zgromadzenia o wyłączeniu prawa poboru.

Warunkowe podwyższenie kapitału zakładowego towarzyszy emitowaniu przez spółkę obligacji zamiennych, obligacji z prawem pierwszeństwa, warrantów subskrypcyjnych oraz konwersji wierzytelności pracowników i członków organów spółki na akcje spółki. W ramach warunkowego podwyższenia kapitału zakładowego walne zgromadzenie pozbawia dotychczasowych akcjonariuszy prawa poboru w całości.

Statut ani inne dokumenty korporacyjne Spółki nie modyfikują przepisów dotyczących podwyższenia kapitału zakładowego zawartych w Kodeksie Sądów Handlowych.

Obecnie, Statut Spółki nie przewiduje upoważnienia dla Zarządu do podwyższenia kapitału zakładowego w granicach kapitału docelowego. Walne Zgromadzenie nie uchwaliło również warunkowego podwyższenia kapitału zakładowego.

18.3.11 Prawa związane z odkupem akcji (*sell-out*)

Ustawa o Ofercie wprowadza instrument ochrony akcjonariuszy mniejszościowych umożliwiając takim akcjonariuszom sprzedaż akcji w przypadku powstania skoncentrowanej struktury akcjonariatu. Akcjonariusz może żądać, aby akcjonariusz posiadający akcje, które reprezentują co najmniej 90% ogólnej liczby głosów w spółce, odkupił posiadane przez niego akcje. Powyższe kryterium 90% zostanie również spełnione, gdy akcjonariusz osiągnie ten próg wspólnie z podmiotami, które są od niego zależne lub w stosunku do niego są dominujące, a także z podmiotami, z którymi działa w porozumieniu spełniającym warunki określone w Ustawie o Ofercie. Żądanie składa się na piśmie w terminie trzech miesięcy od dnia osiągnięcia lub przekroczenia przez innego akcjonariusza 90% ogólnej liczby głosów w spółce.

Gdy informacja o osiągnięciu lub przekroczeniu 90% ogólnej liczby głosów nie zostanie przekazana do publicznej wiadomości, termin na złożenie żądania biegnie od dnia, w którym akcjonariusz spółki publicznej, który może żądać wykupienia posiadanych przez niego akcji, dowiedział się lub przy zachowaniu należytej staranności mógł się dowiedzieć o osiągnięciu lub przekroczeniu tego progu przez innego akcjonariusza.

Akcjonariusz żądający wykupienia akcji jest uprawniony do otrzymania ceny nie niższej niż średnia cena rynkowa akcji z okresu sześciu miesięcy poprzedzających ogłoszenie wezwania, w czasie których dokonywany był obrót tymi akcjami na rynku głównym lub z krótszego okresu, jeżeli obrót akcjami spółki był dokonywany na rynku głównym przez okres krótszy niż 6 miesięcy.

18.3.12 Prawo żądania powołania rewidenta do spraw szczególnych

Ustawa o Ofercie przyznaje akcjonariuszom mniejszościowym uprawnienie o charakterze kontrolnym. Walne zgromadzenie może podjąć uchwałę w sprawie zbadania przez biegłego określonego zagadnienia związanego z prowadzeniem przez spółkę działalności, przy czym uprawnienie do złożenia wniosku o powołanie rewidenta do spraw szczególnych przysługuje akcjonariuszowi lub akcjonariuszom, którzy posiadają akcje reprezentujące co najmniej 5% głosów w spółce. W przypadku, gdy mimo złożenia wniosku przez akcjonariusza walne zgromadzenie nie podejmie uchwały o powołaniu rewidenta do spraw szczególnych, akcjonariusz będzie uprawniony do wystąpienia do właściwego sądu o powołanie rewidenta.

18.3.13 Obowiązki informacyjne związane z nabywaniem akcji

Ujawnianie stanu posiadania

Nabywanie akcji, które powoduje przekroczenie określonych w Ustawie o Ofercie progów udziału w ogólnej liczbie głosów w spółce publicznej prowadzi do powstania obowiązku ujawnienia informacji o stanie posiadania. Ujawnieniu podlega osiągnięcie lub przekroczenie 5%, 10%, 15%, 20%, 33%, 33¹/₃%, 50%, 75% oraz 90% ogólnej liczby głosów w spółce publicznej. Obowiązek ujawnienia stanu posiadania ciąży również na akcjonariuszach, którzy posiadali co najmniej 5%, 10%, 15%, 20%, 25%, 33%, 33¹/₃%, 50%, 75% albo 90% ogólnej liczby głosów w spółce publicznej, a w wyniku zmniejszenia tego udziału osiągnęli odpowiednio 5%, 10%, 15%, 20%, 25%, 33%, 33¹/₃%, 50%, 75% albo 90% lub mniej ogólnej liczby głosów. Informacja o zajściu któregośkolwiek z powyższych zdarzeń powinna zostać niezwłocznie przekazana przez akcjonariusza do KNF oraz do spółki publicznej.

Obowiązek ujawnienia stanu posiadania spoczywa również na podmiocie, który osiągnął lub przekroczył określony próg liczby głosów w związku z (i) zajściem innego niż czynność prawna zdarzenia prawnego, (ii) nabywaniem lub zbywaniem instrumentów finansowych,

z których wynika bezwarunkowe prawo lub obowiązek nabycia już wyemitowanych akcji spółki publicznej, (iii) pośrednim nabyciem akcji spółki publicznej.

Obowiązek ujawnienia stanu posiadania akcji powstanie także w przypadku zmiany dotychczas posiadanego udziału wynoszącego ponad 10% ogólnej liczby głosów o co najmniej 2% ogólnej liczby głosów.

Obowiązek dokonania zawiadomienia powstaje również w przypadku:

- (i) zmiany dotychczas posiadanego udziału ponad 10% ogólnej liczby głosów o co najmniej:
 - (A) 2% ogólnej liczby głosów – w spółce publicznej, której akcje są dopuszczone do obrotu na rynku oficjalnych notowań giełdowych;
 - (B) 5% ogólnej liczby głosów – w spółce publicznej, której akcje są dopuszczone do obrotu na innych regulowanych rynkach niż rynek oficjalnych notowań giełdowych.
- (ii) zmiany dotychczas posiadanego udziału ponad 33% ogólnej liczby głosów o co najmniej 1% ogólnej liczby głosów.

Szczegółowe zasady dotyczące obowiązku ujawniania stanu posiadania, w szczególności dotyczące terminów realizacji powyższego obowiązku oraz treści zawiadomienia, są określone w Ustawie o Ofercie.

Ujawnianie pozycji dominującej

Kodeks Spółek Handlowych nakłada dodatkowo na spółkę dominującą obowiązek zawiadomienia w terminie dwóch tygodni spółki zależnej o powstaniu stosunku dominacji. Sankcją za naruszenie powyższego obowiązku jest utrata możliwości wykonywania prawa głosu z akcji reprezentujących więcej niż 33% kapitału zakładowego spółki zależnej. Przesłanki powstania stosunku dominacji określa Kodeks Spółek Handlowych.

Zgłaszanie zamiaru koncentracji

Ustawa o Ochronie Konkurencji i Konsumentów wprowadza obowiązek zgłoszenia Prezesowi UOKiK zamiaru objęcia lub nabycia akcji, jeśli spełnione są łącznie następujące warunki:

- podmiot nabywający akcje jest przedsiębiorcą w rozumieniu Ustawy o Ochronie Konkurencji i Konsumentów,
- podmiot nabywający akcje posiada już kontrolę w rozumieniu Ustawy o Ochronie Konkurencji i Konsumentów nad co najmniej jednym przedsiębiorcą,
- objęcie lub nabycie akcji będzie skutkowało przejęciem pośredniej lub bezpośredniej kontroli przez jednego lub więcej przedsiębiorców nad jednym lub więcej przedsiębiorcami, przy czym przejęcie kontroli zostało zdefiniowane w Ustawie o Ochronie Konkurencji i Konsumentów (koncentracja),
- łączny światowy obrót przedsiębiorców uczestniczących w koncentracji w roku obrotowym poprzedzającym rok zgłoszenia przekracza równowartość 1.000.000.000 EUR lub łączny obrót na terytorium Polski przedsiębiorców uczestniczących w koncentracji w roku obrotowym poprzedzającym rok zgłoszenia przekracza równowartość 50.000.000 EUR.

Ustawa o Ochronie Konkurencji i Konsumentów wprowadza szereg wyjątków od obowiązku zgłaszania zamiaru koncentracji. Przykładowo wyjątkiem są objęte podmioty obejmujące lub nabywające akcje jako subemitenci.

Co do zasady, koncentracja może zostać dokonana pod warunkiem wydania przez Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów decyzji o zgodzie na koncentrację.

Pewne obowiązki mogące powstać w związku z nabywaniem akcji spółki przez podmioty, które kontrolują już co najmniej jedno przedsiębiorstwo, wprowadza także Rozporządzenie o Koncentracji. Zasadniczo zamiar koncentracji o wymiarze wspólnotowym podlega zgłoszeniu Komisji Europejskiej. Szczegółowe zasady dotyczące realizacji obowiązków związanych z zamiarem koncentracji określa Rozporządzenie o Koncentracji.

Statut oraz inne dokumenty korporacyjne nie zawierają postanowień wprowadzających obowiązki ujawniania Spółce stanu posiadania jej akcji.

18.3.14 Obowiązek ogłoszenia wezwania do zapisywania się na sprzedaż lub zamianę akcji

Nabywanie akcji, które będzie powodować przekroczenie przez akcjonariusza określonych w Ustawie o Ofercie progów udziału w ogólnej liczbie głosów w spółce, prowadzi do powstania obowiązku dokonania takiego nabycia w trybie ogłoszenia wezwania do zapisywania się przez pozostałych akcjonariuszy na sprzedaż lub zamianę akcji.

Akcjonariusz ma obowiązek nabycia akcji w trybie ogłoszenia wezwania w przypadku, gdy takie nabycie spowoduje zwiększenie udziału w ogólnej liczbie głosów o więcej niż (i) 10% ogólnej liczby głosów w okresie krótszym niż 60 dni, jeśli udział takiego akcjonariusza w ogólnej liczbie głosów wynosi mniej niż 33%, lub (ii) 5% ogólnej liczby głosów w okresie krótszym niż 12 miesięcy, jeśli udział takiego akcjonariusza w ogólnej liczbie głosów wynosi co najmniej 33%. W ww. sytuacjach nabycie akcji może nastąpić w wyniku ogłoszenia wezwania do zapisywania się na sprzedaż lub zamianę akcji w liczbie nie mniejszej niż odpowiednio 10% lub 5% ogólnej liczby głosów.

Powstanie obowiązku nabywania akcji w trybie wezwania będzie miało miejsce także w sytuacji, gdy w wyniku nabycia akcji udział akcjonariusza przekroczyłby 33% w ogólnej liczbie głosów spółki. W takim przypadku akcjonariusz zobowiązany jest ogłosić wezwanie na akcje w liczbie zapewniającej osiągnięcie 66% ogólnej liczby głosów w spółce.

Z kolei nabycie akcji, w wyniku którego udział akcjonariusza w ogólnej liczbie głosów przekroczyłby 66% ogólnej liczby głosów, musi zostać zrealizowane poprzez ogłoszenie wezwania na wszystkie pozostałe akcje spółki.

Szczegółowe zasady dotyczące ogłaszania wezwań reguluje Ustawa o Ofercie oraz odpowiedni akt wykonawczy do tej Ustawy.

Zgodnie z art. 75 ust. 4 Ustawy o Ofercie, akcje obciążone zastawem, do chwili jego wygaśnięcia, nie mogą być przedmiotem obrotu, z wyjątkiem przypadku, gdy nabycie tych akcji następuje w wykonaniu umowy o ustanowienie zabezpieczenia finansowego w rozumieniu Ustawy o Niektórych Zabezpieczeniach Finansowych.

Zgodnie z art. 77 Ustawy o Ofercie, ogłoszenie wezwania może nastąpić dopiero po ustanowieniu zabezpieczenia w wysokości nie mniejszej niż 100% wartości akcji, które mają być przedmiotem wezwania. Ustanowienie zabezpieczenia powinno być udokumentowane zaświadczeniem banku lub innej instytucji finansowej udzielającej zabezpieczenia lub pośredniczącej w jego udzieleniu. Wezwanie jest ogłaszane i przeprowadzane za pośrednictwem podmiotu prowadzącego działalność maklerską na terytorium Polski, który jest obowiązany – nie później niż na 7 dni roboczych przed dniem rozpoczęcia przyjmowania zapisów – do równoczesnego zawiadomienia o zamiarze jego ogłoszenia KNF oraz spółki prowadzącej rynek regulowany, na którym notowane są dane akcje. Odstąpienie od ogłoszonego wezwania jest niedopuszczalne, chyba że po jego ogłoszeniu inny podmiot ogłosił wezwanie dotyczące tych samych akcji. Odstąpienie od wezwania ogłoszonego na wszystkie pozostałe akcje tej spółki jest dopuszczalne jedynie wtedy, gdy inny podmiot ogłosił wezwanie na wszystkie pozostałe akcje tej spółki po cenie nie niższej niż w tym wezwaniu.

18.4 Zmiana praw akcjonariuszy

18.4.1 Zmiana praw posiadaczy akcji

Nie można pozbawić akcjonariusza następujących praw:

- prawa do uczestniczenia w walnym zgromadzeniu,
- prawa do dywidendy,
- prawa do udziału w majątku spółki likwidowanej,
- prawa do zaskarżania uchwał walnego zgromadzenia,
- prawa do zbycia akcji,
- prawa do informacji o spółce,
- prawa do wytoczenia powództwa o naprawienie szkody wyrządzonej spółce,
- prawo żądania powołania rewidenta do spraw szczególnych,
- prawa do żądania odkupu akcji.

Akcjonariusz nie może również zostać pozbawiony prawa do wykonywania głosu z posiadanych akcji, z takim jednak zastrzeżeniem, że wobec akcji uprzywilejowanych co do dywidendy może zostać wyłączone prawo głosu (tzw. akcje nieme). Na dzień Prospektu Statut nie przewiduje uprzywilejowania Akcji co do dywidendy.

Kodeks Spółek Handlowych przewiduje możliwość statutowego ograniczenia prawa głosu przysługującego akcjonariuszom, którzy dysponują więcej niż 10% głosów w spółce. Statut przewiduje takie ograniczenie (szczegółowe informacje zostały zamieszczone w punkcie 18.1.1 (*Uwagi ogólne*)).

Na dzień Prospektu Statut nie przyznaje indywidualnie oznaczonym akcjonariuszom uprawnień osobistych, tj. takich, które przysługują akcjonariuszowi tak długo, jak posiada on Akcje, i które wygasają wraz z utratą przez niego statusu akcjonariusza, nie przechodząc na nabywcę akcji, z wyjątkiem uprawnienia Akcjonariusza Sprzedającego do powoływania członków Rady Nadzorczej (§ 23 Statutu).

Również zwiększenie świadczeń akcjonariuszy na rzecz spółki wymaga zgody akcjonariuszy, których świadczenia miałyby ulec zwiększeniu.

18.4.2 Umorzenie akcji

Zgodnie z Kodeksem Spółek Handlowych umorzenie akcji może zostać dokonane bądź za zgodą akcjonariusza (umorzenie dobrowolne), bądź bez jego zgody (umorzenie przymusowe), przy czym możliwość przeprowadzenia umorzenia akcji musi być przewidziana w statucie. Na dzień Prospektu Statut przewiduje wyłącznie umorzenie dobrowolne, a więc za zgodą akcjonariusza w drodze nabycia akcji przez Spółkę.

18.4.3 Przymusowy wykup akcji (*squeeze-out*)

Ustawa o Ofercie przyznaje akcjonariuszowi, który osiągnął lub przekroczył 90% ogólnej liczby głosów w spółce, uprawnienie do żądania od pozostałych akcjonariuszy sprzedaży wszystkich posiadanych przez nich akcji. Powyższe kryterium zostanie również spełnione,

gdy akcjonariusz osiągnie ten próg wspólnie z podmiotami, które są od niego zależne lub są w stosunku do niego dominujące, a także z podmiotami, z którymi działa w porozumieniu spełniającym warunki określone w Ustawie o Ofercie. Uprawnienie do żądania sprzedaży akcji przez akcjonariuszy mniejszościowych wygasa po upływie trzech miesięcy od osiągnięcia lub przekroczenia wskazanej powyżej ogólnej liczby głosów. Nabycie akcji w wyniku przymusowego wykupu następuje bez zgody akcjonariusza, do którego skierowane jest żądanie wykupu.

Akcjonariusz żądający wykupienia akcji jest uprawniony do otrzymania ceny nie niższej niż średnia cena rynkowa akcji z okresu sześciu miesięcy poprzedzających ogłoszenie wezwania, w czasie których dokonywany był obrót tymi akcjami na rynku głównym lub z krótszego okresu, jeżeli obrót akcjami spółki był dokonywany na rynku głównym przez okres krótszy niż 6 miesięcy.

18.4.4 Zniesienie dematerializacji akcji (*delisting*)

Walne zgromadzenie może podjąć uchwałę w sprawie zniesienia dematerializacji akcji (tj. przywrócenia akcjom formy dokumentu), przy czym podjęcie takiej uchwały wymaga obecności na walnym zgromadzeniu akcjonariuszy reprezentujących przynajmniej połowę kapitału zakładowego i co najmniej 4/5 głosów oddanych za zniesieniem dematerializacji. Akcjonariusz lub akcjonariusze żądający umieszczenia w porządku obrad sprawy podjęcia uchwały w sprawie zniesienia dematerializacji akcji są zobowiązani do uprzedniego ogłoszenia wezwania do zapisywania się na sprzedaż akcji tej spółki przez wszystkich pozostałych akcjonariuszy. W ten sposób akcjonariusze, którzy nie akceptują zamiaru przywrócenia akcjom formy dokumentu mogą dokonać sprzedaży posiadanych akcji.

Zniesienie dematerializacji akcji wymaga zezwolenia KNF i następuje w nie dłuższym niż miesiąc terminie wskazanym przez KNF.

18.5 Walne Zgromadzenie

18.5.1 Uwagi ogólne

W spółce akcyjnej walne zgromadzenia mogą się odbywać jako zwyczajne lub nadzwyczajne walne zgromadzenia akcjonariuszy. Zwyczajne walne zgromadzenie odbywa się raz w roku, przy czym powinno ono odbyć się nie później niż w terminie sześciu miesięcy po upływie roku obrotowego. Przedmiotem obrad zwyczajnego walnego zgromadzenia jest:

- (a) rozpatrzenie i zatwierdzenie sprawozdania zarządu z działalności spółki oraz sprawozdania finansowego za ubiegły rok obrotowy;
- (b) powzięcie uchwały o podziale zysku albo o pokryciu straty; oraz
- (c) udzielenie członkom organów spółki absolutorium z wykonania przez nich obowiązków.

Z kolei nadzwyczajne walne zgromadzenie zwołuje się w przypadkach określonych w Kodeksie Spółek Handlowych oraz w Statucie, a także zawsze wtedy, gdy organy lub osoby uprawnione do zwoływania walnych zgromadzeń uznają to za wskazane.

Kompetencje nadzwyczajnego walnego zgromadzenia obejmują w szczególności:

- (a) zmianę statutu, w tym podwyższenie i obniżenie kapitału zakładowego, z wyjątkiem przypadków określonych w Kodeksie Spółek Handlowych;
- (b) emisję obligacji zamiennych, obligacji z prawem pierwszeństwa oraz warrantów subskrypcyjnych, o których mowa w art. 453 § 2 Kodeksu Spółek Handlowych;
- (c) tworzenie i znoszenie kapitałów i funduszy oraz podejmowanie uchwał o ich użyciu;
- (d) powołanie i odwołanie członków rady nadzorczej oraz ustalenie ich wynagrodzenia;
- (e) wybór likwidatorów;
- (f) umorzenie akcji oraz określenie szczegółowych warunków ich umorzenia.

18.5.2 Zwyczajne walne zgromadzenie

Do zwołania zwyczajnego walnego zgromadzenia zobowiązany jest zarząd. Jeśli nie uczyni tego w terminie umożliwiającym jego odbycie w terminie ustawowym określonym powyżej, rada nadzorcza nabywa uprawnienie do zwołania zwyczajnego walnego zgromadzenia.

18.5.3 Nadzwyczajne walne zgromadzenie

Podmiotami uprawnionymi do zwołania nadzwyczajnego walnego zgromadzenia są:

- (a) zarząd;
- (b) rada nadzorcza, jeżeli zwołanie nadzwyczajnego walnego zgromadzenia uzna za wskazane;
- (c) akcjonariusze reprezentujący co najmniej połowę kapitału zakładowego; oraz
- (d) inne podmioty, jeżeli statut spółki przyznaje im takie uprawnienie.

Dodatkowo zarząd zwołuje nadzwyczajne walne zgromadzenie na pisemne lub elektroniczne żądanie akcjonariusza lub akcjonariuszy reprezentujących co najmniej jedną dwudziestą kapitału zakładowego spółki, złożone co najmniej na dwa tygodnie przed proponowanym terminem nadzwyczajnego walnego zgromadzenia wraz z żądaniem umieszczenia określonych spraw w porządku obrad tego zgromadzenia. Jeżeli zarząd w terminie dwóch tygodni od dnia przedstawienia mu żądania nie zwoła nadzwyczajnego walnego zgromadzenia, wówczas sąd rejestrowy może upoważnić do zwołania nadzwyczajnego walnego zgromadzenia akcjonariuszy, którzy wystąpili z takim żądaniem.

18.5.4 Zasady zwoływania walnego zgromadzenia

Zgodnie z przepisami Kodeksu Spółek Handlowych walne zgromadzenie spółki publicznej zwołuje się przez ogłoszenie dokonywane na stronie internetowej spółki oraz w sposób określony dla przekazywania informacji bieżących zgodnie z przepisami Ustawy o Ofercie. Ogłoszenie powinno być dokonane co najmniej na dwadzieścia sześć dni przed terminem walnego zgromadzenia.

Ogłoszenie o zwołaniu walnego zgromadzenia powinno zawierać co najmniej:

- (a) datę, godzinę i miejsce walnego zgromadzenia oraz szczegółowy porządek obrad,
- (b) precyzyjny opis procedur dotyczących uczestniczenia w walnym zgromadzeniu i wykonywania prawa głosu, w szczególności informacje o:
 - (i) prawie akcjonariusza do żądania umieszczenia określonych spraw w porządku obrad walnego zgromadzenia,
 - (ii) prawie akcjonariusza do zgłaszania projektów uchwał dotyczących spraw wprowadzonych do porządku obrad walnego zgromadzenia lub spraw, które mają zostać wprowadzone do porządku obrad przed terminem walnego zgromadzenia,
 - (iii) prawie akcjonariusza do zgłaszania projektów uchwał dotyczących spraw wprowadzonych do porządku obrad podczas walnego zgromadzenia,
 - (iv) sposobie wykonywania prawa głosu przez pełnomocnika, w tym w szczególności o formularzach stosowanych podczas głosowania przez pełnomocnika, oraz sposobie zawiadamiania spółki przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej o ustanowieniu pełnomocnika,
 - (v) możliwości i sposobie uczestniczenia w walnym zgromadzeniu przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej,
 - (vi) sposobie wypowiedzania się w trakcie walnego zgromadzenia przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej,
 - (vii) sposobie wykonywania prawa głosu drogą korespondencyjną lub przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej,
- (c) dzień rejestracji uczestnictwa w walnym zgromadzeniu (informacje na temat dnia rejestracji uczestnictwa zostały zamieszczone w Rozdziale 20 (*Rynek Kapitałowy w Polsce*)),
- (d) informację, że prawo uczestniczenia w walnym zgromadzeniu mają tylko osoby będące akcjonariuszami spółki w dniu rejestracji uczestnictwa w walnym zgromadzeniu,
- (e) wskazanie, gdzie i w jaki sposób osoba uprawniona do uczestnictwa w walnym zgromadzeniu może uzyskać pełny tekst dokumentacji, która ma być przedstawiona walnemu zgromadzeniu, oraz projekty uchwał lub, jeżeli nie przewiduje się podejmowania uchwał, uwagi zarządu lub rady nadzorczej spółki, dotyczące spraw wprowadzonych do porządku obrad walnego zgromadzenia lub spraw, które mają zostać wprowadzone do porządku obrad przed terminem walnego zgromadzenia,
- (f) wskazanie adresu strony internetowej, na której będą udostępnione informacje dotyczące walnego zgromadzenia.

Spółka publiczna od dnia zwołania walnego zgromadzenia zamieszcza na stronie internetowej:

- (a) ogłoszenie o zwołaniu walnego zgromadzenia,
- (b) informację o ogólnej liczbie akcji w spółce i liczbie głosów z tych akcji w dniu ogłoszenia, a jeżeli akcje są różnych rodzajów – także o podziale akcji na poszczególne rodzaje i liczbie głosów z akcji poszczególnych rodzajów,
- (c) dokumentację, która ma być przedstawiona walnemu zgromadzeniu,
- (d) projekty uchwał lub, jeżeli nie przewiduje się podejmowania uchwał, uwagi zarządu lub rady nadzorczej spółki, dotyczące spraw wprowadzonych do porządku obrad walnego zgromadzenia lub spraw, które mają zostać wprowadzone do porządku obrad przed terminem walnego zgromadzenia,
- (e) formularze pozwalające na wykonywanie prawa głosu przez pełnomocnika lub drogą korespondencyjną, jeżeli nie są one wysyłane bezpośrednio do wszystkich akcjonariuszy.

18.5.5 Zasady przebiegu walnego zgromadzenia

Zgodnie ze Statutem, Walne Zgromadzenie może odbywać się w siedzibie Spółki w Katowicach albo w Warszawie.

Akcjonariusz spółki publicznej może oddać głos na walnym zgromadzeniu drogą korespondencyjną, jeżeli przewiduje to regulamin walnego zgromadzenia. Spółka nie posiada regulaminu Walnego Zgromadzenia.

Akcjonariusz może uczestniczyć w walnym zgromadzeniu osobiście lub przez pełnomocnika. Zgodnie z przepisami Kodeksu Spółek Handlowych nie można ograniczyć ani prawa ustanowienia pełnomocnika na walnym zgromadzeniu ani liczby pełnomocników. Pełnomocnik

może reprezentować na walnym zgromadzeniu więcej niż jednego akcjonariusza i głosować odmiennie z akcji każdego akcjonariusza. Dodatkowo, akcjonariusz spółki publicznej posiadający akcje zapisane na więcej niż jednym rachunku papierów wartościowych może ustanowić oddzielnych pełnomocników do wykonywania praw z akcji zapisanych na każdym z rachunków.

Walne zgromadzenie Spółki podejmuje uchwały bez względu na liczbę reprezentowanych na nim akcji, chyba że Kodeks Spółek Handlowych lub postanowienia statutu spółki stanowią inaczej. Uchwały zapadają bezwzględną większością głosów, z zastrzeżeniem wyjątków przewidzianych w Kodeksie Spółek Handlowych lub Statucie.

18.6 Publiczne oferty przejęcia

W ciągu ostatniego roku obrotowego oraz w 2010 r. do dnia Prospektu osoby trzecie nie złożyły publicznych ofert przejęcia w stosunku do kapitału Spółki.

18.7 Podstawa prawna ubiegania się o dopuszczenie i wprowadzenie Akcji do obrotu na Giełdzie

Podstawę prawną ubiegania się o dopuszczenie i wprowadzenie Akcji do obrotu na Giełdzie stanowi Uchwała w sprawie Dopuszczenia do Obrotu, która stanowi Załącznik nr 4 do Prospektu.

18.8 Miejsce rejestracji Akcji

W związku z Ofertą Akcje zostaną zarejestrowane w depozycie papierów wartościowych prowadzonym przez Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. z siedzibą w Warszawie, ul. Książęca 4, 00-498 Warszawa.

19. Ogólne Informacje o Spółce

19.1 Podstawowe informacje o Spółce

Firma:	TAURON Polska Energia Spółka Akcyjna
Siedziba i adres siedziby:	ul. Lwowska 23, 40-389 Katowice
Kraj siedziby:	Polska
Numer telefonu:	+48 32 774 27 00
Numer faksu:	+48 32 774 27 99
Numer identyfikacji podatkowej (NIP):	9542583988
Numer statystyczny REGON:	240524697
Strona internetowa:	www.tauron-pe.pl

Spółka działa w formie prawnej spółki akcyjnej, na podstawie przepisów Kodeksu Spółek Handlowych i innych przepisów powszechnie obowiązującego prawa polskiego.

Spółka została utworzona jako spółka akcyjna pod firmą Energetyka Południe Spółka Akcyjna aktem założycielskim z dnia 6 grudnia 2006 r. w związku z realizacją dokumentu „Program dla elektroenergetyki” przyjętego przez Radę Ministrów w dniu 27 marca 2006 r. W dniu 8 stycznia 2007 r. Spółka została wpisana do Rejestru Przedsiębiorców prowadzonego przez Sąd Rejonowy Katowice w Katowicach, Wydział VIII Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem KRS 0000271562. Spółka została utworzona na czas nieoznaczony. W dniu 16 listopada 2007 r. została zarejestrowana w Rejestrze Przedsiębiorców zmiana firmy Spółki na TAURON Polska Energia Spółka Akcyjna.

Dodatkowe informacje na temat historii Spółki i Grupy TAURON zostały przedstawione w punkcie 13.5 (*Historia Spółki*).

19.2 Przedmiot działalności Spółki

Zgodnie z § 5 Statutu, przedmiot działalności Spółki obejmuje przede wszystkim działalność holdingów finansowych, działalność firm centralnych (*head offices*) i holdingów oraz handel energią elektryczną. Spółka może prowadzić działalność na terytorium Polski i poza jej granicami.

19.3 Opis Grupy TAURON

Według stanu na dzień Prospektu, Spółka bezpośrednio lub pośrednio posiada udział w czterdziestu jeden spółkach zależnych, tj. PKE, ESW, PKW, Enion, EnergiaPro, Enion Energia, EnergiaPro Gigawat, Tauron Ekoenergia, PEPKH, Elektrociepłownia Tychy, Kopalnia Wapienia Czatkowice, PEC Katowice, Elektrociepłownia EC Nowa, PEC Dąbrowa Górnicza, Energomix Servis, Enion Zarządzanie Aktywami, Tauron Czech Energy, a także Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowe „ECEBUD” Sp. z o.o. z siedzibą w Tychach, Jeleniogórska Energetyka Wysokich i Najwyższych Napięć Sp. z o.o. z siedzibą w Lubaniu, Zespół Elektrowni Wodnych Rożnów Sp. z o.o. z siedzibą w Rożnowie, Zakład Energetyki Zaplecza Transportu Energetyki „EL-AUTO” Sp. z o.o. z siedzibą w Częstochowie, Ośrodek Szkoleniowo-Wypoczynkowy „JAGA” Sp. z o.o. z siedzibą w Muszynie, PKE Broker Sp. z o.o. z siedzibą w Katowicach, Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A. z siedzibą w Stalowej Woli, Ośrodek Szkoleniowo-Wypoczynkowy Rożnów Sp. z o.o. z siedzibą w Rożnowie, BUDO-TRANS Sp. z o.o. z siedzibą w Stalowej Woli, REM-WAR Sp. z o.o. z siedzibą w Stalowej Woli, Przedsiębiorstwo Usług Elektroenergetycznych Wrocław S.A. z siedzibą we Wrocławiu, Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowe Elektro Sp. z o.o. z siedzibą w Łaziskach Górnych, Przedsiębiorstwo Świadczeń Zdrowotnych i Promocji Zdrowia Elvita-Jaworzno III Sp. z o.o. z siedzibą w Jaworznie, Zakład Usługowo-Produkcyjny EnergiaPro-Pomiary Sp. z o.o. z siedzibą w Świdnicy, Spółka Ciepłowniczo-Energetyczna Jaworzno III Sp. z o.o. z siedzibą w Jaworznie, Przedsiębiorstwo Usług Remontowych Energetyki – Jaworzno III Sp. z o.o. z siedzibą w Jaworznie, Centrum Szkoleniowo-Konferencyjne „NOT” Sp. z o.o. z siedzibą w Jaworznie, Ekopec Sp. z o.o. z siedzibą w Będzinie, Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „En-Tech” Sp. z o.o. z siedzibą w Krakowie, Proelmed Sp. z o.o. z siedzibą w Łaziskach Górnych, KOMFORT-ZET Sp. z o.o. z siedzibą w Tarnowie, CECHTAR Sp. z o.o. z siedzibą w Tarnowie.

Grupa TAURON obejmuje Spółkę oraz siedemnaście Spółek Zależnych, których sprawozdania finansowe są objęte konsolidacją ze sprawozdaniem finansowym Spółki poprzez zastosowanie metody konsolidacji pełnej, tj. PKE, ESW, PKW, Enion, EnergiaPro, Enion Energia, EnergiaPro Gigawat, Tauron Ekoenergia, PEPKH, Elektrociepłownia Tychy, Kopalnia Wapienia Czatkowice, PEC Katowice, Elektrociepłownia EC Nowa, PEC Dąbrowa Górnicza, Energomix Servis, Enion Zarządzanie Aktywami, Tauron Czech Energy. Spółka jest dla Spółek Zależnych spółką holdingową.

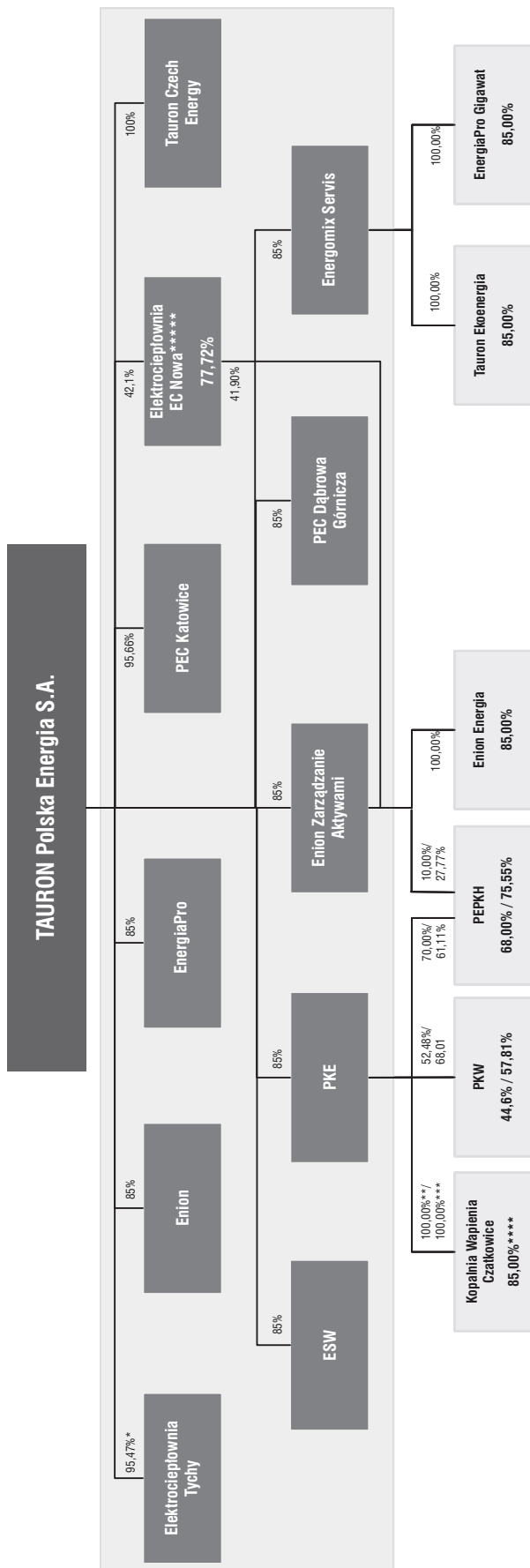
Wszystkie spółki zależne, z wyjątkiem Tauron Czech Energy z siedzibą w Ostrawie, Czechy, mają siedzibę w Polsce.

Udział posiadany przez Spółkę w Istotnych Spółkach Zależnych może mieć znaczący wpływ na ocenę własnych aktywów i pasywów Spółki, jego sytuacji finansowej oraz zysków i strat.

Obecna i planowana struktura Grupy TAURON w ramach głównych obszarów działalności została przedstawione w punkcie 13.6 (*Struktura Grupy TAURON*).

Poniższy schemat przedstawia strukturę korporacyjną Grupy TAURON na dzień Prospektu i obejmuje Spółkę oraz Spółki Zależne.

Schemat. Struktura korporacyjna Grupy TAURON na dzień Prospektu



* Udział procentowy Spółki w kapitale zakładowym spółki oraz procent głosów na zgromadzeniu wspólników / walnym zgromadzeniu akcjonariuszy.

** Udział procentowy w kapitale zakładowym spółki.

*** Procent głosów na zgromadzeniu wspólników / walnym zgromadzeniu akcjonariuszy.

**** Udział procentowy Spółki w kapitale zakładowym spółki / procent głosów na zgromadzeniu wspólników / walnym zgromadzeniu akcjonariuszy.

***** Spółka posiada 42,1% w kapitale zakładowym i w liczbie głosów na zgromadzeniu wspólników Elektrociepłowni EC Nowa; Enion Zarządzanie aktywami posiada 41,9% w kapitale zakładowym i w liczbie głosów tej spółki.

19.4 Spółki Zależne

Poniżej przedstawiono podstawowe informacje na temat Spółek Zależnych.

1) PKE

Spółka posiada bezpośrednio 85% akcji w kapitale zakładowym PKE, co uprawnia do wykonywania 85% głosów na walnym zgromadzeniu.

Informacje podstawowe:

Nazwa i forma prawna:	Południowy Koncern Energetyczny Spółka Akcyjna
Siedziba i adres:	ul. Lwowska 23, 40-389 Katowice
Kapitał zakładowy:	1.559.231.860 zł
Podstawowy przedmiot działalności:	wytwarzanie, przysyłanie i dystrybucja energii elektrycznej i ciepła

2) PKW

Spółka posiada pośrednio 44,61% akcji w kapitale zakładowym PKW, co uprawnia do wykonywania 57,81% głosów na walnym zgromadzeniu.

Informacje podstawowe:

Nazwa i forma prawna:	Południowy Koncern Węglowy Spółka Akcyjna
Siedziba i adres:	ul. Grunwaldzka 37, 43-600 Jaworzno
Kapitał zakładowy:	352.040.780 zł
Podstawowy przedmiot działalności:	wydobywanie węgla kamiennego

3) ESW

Spółka posiada bezpośrednio 85% akcji w kapitale zakładowym ESW, co uprawnia do wykonywania 85% głosów na walnym zgromadzeniu.

Informacje podstawowe:

Nazwa i forma prawna:	Elektrownia Stalowa Wola Spółka Akcyjna
Siedziba i adres:	ul. Energetyków 13, 37-450 Stalowa Wola
Kapitał zakładowy:	230.000.000 zł
Podstawowy przedmiot działalności:	wytwarzanie i dystrybucja energii elektrycznej i ciepła

4) Enion

Spółka posiada bezpośrednio 85% akcji w kapitale zakładowym Enion, co uprawnia do wykonywania 85% głosów na walnym zgromadzeniu.

Informacje podstawowe:

Nazwa i forma prawna:	Enion Spółka Akcyjna
Siedziba i adres:	ul. Zawila 65L, 30-390 Kraków
Kapitał zakładowy:	253.048.507,74 zł
Podstawowy przedmiot działalności:	przesyłanie, dystrybucja energii elektrycznej

5) EnergiaPro

Spółka posiada bezpośrednio 85% akcji w kapitale zakładowym EnergiaPro, co uprawnia do wykonywania 85% głosów na walnym zgromadzeniu.

Informacje podstawowe:

Nazwa i forma prawna:	EnergiaPro Spółka Akcyjna
Siedziba i adres:	pl. Powstańców Śląskich 20, 53-314 Wrocław
Kapitał zakładowy:	82.282.436,18 zł
Podstawowy przedmiot działalności:	przesyłanie, dystrybucja energii elektrycznej

6) Enion Energia

Spółka posiada pośrednio 85% udziałów w kapitale zakładowym Enion Energia, co uprawnia do wykonywania 85% głosów na walnym zgromadzeniu.

Informacje podstawowe:

Nazwa i forma prawna:	Enion Energia Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością
Siedziba i adres:	ul. Łagiewnicka 60, 30-417 Kraków
Kapitał zakładowy:	663.887.000 zł
Podstawowy przedmiot działalności:	sprzedaż energii elektrycznej

7) EnergiaPro Gigawat

Spółka posiada pośrednio 85% udziałów w kapitale zakładowym EnergiaPro Gigawat, co uprawnia do wykonywania 85% głosów na walnym zgromadzeniu.

Informacje podstawowe:

Nazwa i forma prawna:	EnergiaPro Gigawat Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością
Siedziba i adres:	pl. Powstańców Śląskich 16, 53-314 Wrocław
Kapitał zakładowy:	35.650.000 zł
Podstawowy przedmiot działalności:	sprzedaż energii elektrycznej

8) Tauron Ekoenergia

Spółka posiada pośrednio 85% udziałów w kapitale zakładowym Tauron Ekoenergia, co uprawnia do wykonywania 85% głosów na walnym zgromadzeniu.

Informacje podstawowe:

Nazwa i forma prawna:	Tauron Ekoenergia Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością
Siedziba i adres:	ul. Obrońców Pokoju 2B, 58-500 Jelenia Góra
Kapitał zakładowy:	200.264.000 zł
Podstawowy przedmiot działalności:	wytwarzanie energii elektrycznej

9) PEPKH

Spółka posiada pośrednio 68% udziałów w kapitale zakładowym PEPKH, co uprawnia do wykonywania 75,55% głosów na walnym zgromadzeniu.

Informacje podstawowe:

Nazwa i forma prawna:	Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością
Siedziba i adres:	ul. Lwowska 23, 40-389 Katowice
Kapitał zakładowy:	6.000.000 zł
Podstawowy przedmiot działalności:	obrót energią elektryczną

10) Elektrociepłownia Tychy

Spółka posiada bezpośrednio 95,47% akcji w kapitale zakładowym Elektrociepłowni Tychy, co uprawnia do wykonywania 95,47% głosów na walnym zgromadzeniu.

Informacje podstawowe:

Nazwa i forma prawna:	Elektrociepłownia Tychy Spółka Akcyjna
Siedziba i adres:	ul. Przemysłowa 47, 43-100 Tychy
Kapitał zakładowy:	43.000.000 zł
Podstawowy przedmiot działalności:	wytwarzanie energii elektrycznej, produkcja i dystrybucja ciepła

11) Kopalnia Wapienia Czatkowice

Spółka posiada pośrednio 85% udziałów w kapitale zakładowym Kopalni Wapienia Czatkowice, co uprawnia do wykonywania 85% głosów na zgromadzeniu wspólników.

Informacje podstawowe:

Nazwa i forma prawna:	Kopalnia Wapienia Czatkowice Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością
Siedziba i adres:	os. Czatkowice 248, 32-063 Krzeszowice 3
Kapitał zakładowy:	40.405.300 zł
Podstawowy przedmiot działalności:	wydobywanie, kruszenie i rozdrabnianie skał wapiennych oraz wydobywanie kamienia dla potrzeb budownictwa

12) PEC Katowice

Spółka posiada bezpośrednio 95,66% akcji w kapitale zakładowym PEC Katowice, co uprawnia do wykonywania 95,66% głosów na walnym zgromadzeniu.

Informacje podstawowe:

Nazwa i forma prawna:	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Katowice Spółka Akcyjna
Siedziba i adres:	ul. Grażyńskiego 49, 40-126 Katowice
Kapitał zakładowy:	211.000.000 zł
Podstawowy przedmiot działalności:	produkcja i dystrybucja ciepła

13) Elektrociepłownia EC Nowa

Spółka posiada bezpośrednio oraz pośrednio 77,72% udziałów w kapitale zakładowym Elektrociepłowni EC Nowa, co uprawnia do wykonywania 77,72% głosów na zgromadzeniu wspólników.

Informacje podstawowe:

Nazwa i forma prawna:	Elektrociepłownia EC Nowa Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością
Siedziba i adres:	al. J. Piłsudskiego 92, 41-308 Dąbrowa Górnicza
Kapitał zakładowy:	298.000.000 zł
Podstawowy przedmiot działalności:	wytwarzanie energii elektrycznej, produkcja i dystrybucja ciepła, produkcja gazów technicznych

14) PEC Dąbrowa Górnicza

Spółka posiada bezpośrednio 85% akcji w kapitale zakładowym PEC Dąbrowa Górnicza, co uprawnia do wykonywania 85% głosów na walnym zgromadzeniu.

Informacje podstawowe:

Nazwa i forma prawna:	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Dąbrowie Górniczej Spółka Akcyjna
Siedziba i adres:	al. J. Piłsudskiego 2, 41-300 Dąbrowa Górnicza
Kapitał zakładowy:	176.750.000 zł
Podstawowy przedmiot działalności:	produkcja i dystrybucja ciepła

15) Energomix Servis

Spółka posiada bezpośrednio 85% udziałów w kapitale zakładowym Energomix Servis, co uprawnia do wykonywania 85% głosów na zgromadzeniu wspólników.

Informacje podstawowe:

Nazwa i forma prawna:	Energomix Servis Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością
Siedziba i adres:	ul. Lwowska 23, 40-389 Katowice
Kapitał zakładowy:	52.070.900 zł
Podstawowy przedmiot działalności:	działalność holdingów finansowych

16) Enion Zarządzanie Aktywami

Spółka posiada bezpośrednio 85% udziałów w kapitale zakładowym Enion Zarządzanie Aktywami, co uprawnia do wykonywania 85% głosów na zgromadzeniu wspólników.

Informacje podstawowe:

Nazwa i forma prawna:	Enion Zarządzanie Aktywami Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością
Siedziba i adres:	ul. Lwowska 23, 40-389 Katowice
Kapitał zakładowy:	151.326.700 zł
Podstawowy przedmiot działalności:	działalność holdingów finansowych

17) Tauron Czech Energy

Spółka posiada bezpośrednio 100% udziałów w kapitale zakładowym Tauron Czech Energy, co uprawnia do wykonywania 100% głosów na zgromadzeniu wspólników.

Informacje podstawowe:

Nazwa i forma prawna:	Tauron Czech Energy s.r.o
Siedziba i adres:	Na Rovince 879, 720 00 Ostrava – Hrabová, Republika Czeska
Kapitał zakładowy:	12.500.000 czeskich korun
Podstawowy przedmiot działalności:	obróć energią elektryczną

20. Rynek Kapitałowy w Polsce

20.1 Giełda Papierów Wartościowych w Warszawie S.A.

Według stanu na dzień Prospektu utworzona w dniu 12 kwietnia 1991 r. Giełda Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. jest jedynym podmiotem prowadzącym w Polsce giełdowy rynek regulowany w zakresie obrotu instrumentami finansowymi dopuszczonymi do obrotu na tym rynku. W Polsce funkcjonuje również rynek regulowany pozagiełdowy, który jest prowadzony przez BondSpot S.A.

GPW prowadzi działalność w szczególności na podstawie następujących ustaw: (i) Ustawy o Ofercie, (ii) Ustawy o Obrocie oraz (iii) Ustawy o Nadzorze nad Rynkiem Kapitałowym oraz własnych regulaminów.

Zgodnie z informacjami dostępnymi na stronie internetowej GPW, w grudniu 1991 r. GPW została przyjęta w poczet członków korespondentów Światowej Federacji Giełd (*World Federation of Exchanges*), a w październiku 1994 r. została pełnym członkiem tej organizacji. Ponadto, od 1992 r., GPW została członkiem korespondentem Federacji Europejskich Giełd Papierów Wartościowych (*Federation of European Securities Exchanges*), a od 1 czerwca 2004 r. jest pełnoprawnym członkiem tej Federacji.

Według stanu na dzień 25 maja 2010 r., na rynku regulowanym prowadzonym przez GPW notowanych jest łącznie 381 spółek publicznych o łącznej kapitalizacji wynoszącej ponad 700 mld zł.

20.2 Regulacje rynku kapitałowego

W świetle informacji przedstawionych w Rozdziale 22 (*Warunki Oferty*), Akcje, w tym Akcje Sprzedawane, będą przedmiotem wniosku o dopuszczenie i wprowadzenie do obrotu na rynku regulowanym, rynku oficjalnych notowań giełdowych, prowadzonym przez GPW.

Obrót instrumentami finansowymi, w tym akcjami na rynku regulowanym, na terytorium Polski podlega przepisom prawa polskiego, w tym Ustawie o Ofercie, Ustawie o Obrocie, Regulaminowi Giełdy, Regulaminowi KDPW i Szczegółowym Zasadom Obrotu Giełdowego. Postanowienia dotyczące nadzoru KNF nad rynkiem kapitałowym w Polsce zawarte są w Ustawie o Nadzorze nad Rynkiem Kapitałowym i Ustawie o Nadzorze nad Rynkiem Finansowym.

20.3 Obowiązki informacyjne spółek publicznych

Emitenci papierów wartościowych z siedzibą w Polsce lub dla których Polska jest państwem macierzystym w rozumieniu Ustawy o Ofercie, podlegają obowiązkowi informacyjnym określonym w Ustawie o Ofercie, Ustawie o Obrocie oraz w Rozporządzeniu o Informacjach Bieżących i Okresowych, a także w Regulaminie Giełdy. W świetle powyższych regulacji, emitent papierów wartościowych dopuszczonych do obrotu na rynku regulowanym jest m.in. zobowiązany do równoczesnego przekazywania KNF, GPW oraz do publicznej wiadomości za pośrednictwem agencji informacyjnej, informacji poufnej (tj. określonej w sposób precyzyjny informacji dotyczącej, bezpośrednio lub pośrednio, jednego lub kilku emitentów instrumentów finansowych, jednego lub kilku instrumentów finansowych albo nabywania lub zbywania takich instrumentów, która nie została przekazana do publicznej wiadomości, a która po takim przekazaniu mogłaby w istotny sposób wpłynąć na cenę tych instrumentów finansowych lub na cenę powiązanych z nimi pochodnych instrumentów finansowych) oraz określonych w Rozporządzeniu o Informacjach Bieżących i Okresowych informacji bieżących i okresowych, w formie raportów bieżących przygotowanych zgodnie z Rozporządzeniem o Informacjach Bieżących i Okresowych.

Spółka będzie podlegała wskazanym obowiązkowi informacyjnym od momentu dopuszczenia Akcji do obrotu na Giełdzie.

20.4 Ograniczenia nabywania lub zbywania akcji w trakcie tzw. okresów zamkniętych przez osoby mające dostęp do informacji poufnych

Ustawa o Obrocie wprowadza ograniczenia w dokonywaniu transakcji instrumentami finansowymi przez osoby mające dostęp do informacji poufnych. Wskazane osoby, co do zasady, nie mogą w tzw. okresach zamkniętych dokonywać transakcji nabycia lub zbycia instrumentów finansowych na własny rachunek lub na rachunek osoby trzeciej, a także dokonywać innych czynności prawnych powodujących lub mogących powodować rozporządzenie takimi instrumentami finansowymi.

Okresy zamknięte obejmują: (i) okres od wejścia w posiadanie przez członków zarządu, rady nadzorczej, prokurentów lub pełnomocników emitenta, jego pracowników, biegłych rewidentów albo inne osoby pozostające z tym emitentem w stosunku zlecenia lub innym stosunku prawnym o podobnym charakterze (tzw. insiderzy pierwotni) informacji poufnej dotyczącej emitenta lub instrumentów finansowych do przekazania tej informacji do publicznej wiadomości; (ii) w przypadku raportu rocznego – dwa miesiące przed przekazaniem raportu do publicznej wiadomości lub okres pomiędzy końcem roku obrotowego a przekazaniem tego raportu do publicznej wiadomości, gdyby okres ten był krótszy od pierwszego ze wskazanych – chyba że insider pierwotny nie posiadał dostępu do danych finansowych, na podstawie których sporządzany jest dany raport; (iii) w przypadku raportu półrocznego – miesiąc przed przekazaniem raportu do publicznej wiadomości lub okres pomiędzy dniem zakończenia danego półrocza a przekazaniem tego raportu do publicznej wiadomości, gdyby okres ten był krótszy od pierwszego ze wskazanych – chyba że insider pierwotny nie posiadał dostępu do danych finansowych, na podstawie których sporządzany jest dany raport; (iv) w przypadku raportu kwartalnego – dwa tygodnie przed przekazaniem raportu do publicznej wiadomości lub okres pomiędzy dniem zakończenia danego kwartału a przekazaniem tego raportu do publicznej wiadomości, gdyby okres ten był krótszy

od pierwszego ze wskazanych – chyba że insider pierwotny nie posiadał dostępu do danych finansowych, na podstawie których sporządzany jest dany raport.

Naruszenie zakazu dokonywania transakcji giełdowych przez osobę mającą dostęp do informacji poufnych zagrożone jest sankcją kary pieniężnej do wysokości 200 tys. zł, którą może nałożyć KNF.

Jednocześnie: (i) osoby wchodzące w skład organów zarządzających lub nadzorczych emitenta albo będące jego prokurentami oraz (ii) inne, pełniące w strukturze organizacyjnej emitenta funkcje kierownicze, które posiadają stały dostęp do informacji poufnych dotyczących bezpośrednio lub pośrednio tego emitenta oraz kompetencje w zakresie podejmowania decyzji wywierających wpływ na jego rozwój i perspektywy prowadzenia działalności gospodarczej, są obowiązane do przekazywania KNF oraz temu emitentowi informacji o zawartych przez te osoby oraz osoby blisko z nimi związane, na własny rachunek, transakcjach nabycia lub zbycia akcji emitenta, praw pochodnych dotyczących akcji emitenta oraz innych instrumentów finansowych powiązanych z tymi papierami wartościowymi, dopuszczonych do obrotu na rynku regulowanym lub będących przedmiotem ubiegania się o dopuszczenie do obrotu na takim rynku. Sankcją za naruszenie wskazanego obowiązku jest kara pieniężna do wysokości 100 tys. zł, którą może nałożyć KNF.

20.5 Zakaz manipulacji instrumentem finansowym

Zgodnie z art. 39 Ustawy o Obrocie, zakazana jest manipulacja instrumentem finansowym, polegająca w szczególności na (i) wpływniu na instrument finansowy poprzez wprowadzanie w błąd co do rzeczywistego popytu, podaży lub ceny instrumentu finansowego lub sztuczne podwyższanie lub zaniżanie jego ceny, (ii) rozpowszechnianiu i wykorzystywaniu fałszywych lub nierzetelnych informacji wprowadzających lub mogących wprowadzić w błąd w zakresie instrumentów finansowych, (iii) uzyskiwaniu korzyści majątkowej z wpływu opinii dotyczących instrumentów finansowych lub ich emitentów wyrażanych w środkach masowego przekazu w sposób okazjonalny lub regularny, na cenę posiadanych instrumentów finansowych, jeśli nie został publicznie ujawniony w sposób pełny i rzetelny występujący konflikt interesu.

Nie stanowi manipulacji instrumentami finansowymi: (i) nabywanie akcji własnych przez spółkę publiczną lub podmiot działający na jej rachunek lub w jej imieniu, pod warunkiem, że nabywanie to odbywać się będzie w trybie, terminie i na warunkach określonych w Rozporządzeniu w sprawie Stabilizacji, oraz (ii) nabywanie instrumentów finansowych w celu stabilizacji ich ceny w obrocie na rynku regulowanym, pod warunkiem że nabywanie to odbywać się będzie w trybie, terminie i na warunkach określonych w Rozporządzeniu w sprawie Stabilizacji.

Podmioty sektora usług finansowych, w tym firmy inwestycyjne, banki krajowe, oddziały instytucji kredytowych są zobowiązane do niezwłocznego przekazania KNF informacji o każdym uzasadnionym podejrzeniu manipulacji.

Na każdego, kto dokonuje manipulacji, o której mowa w pkt (ii) lub (iii) powyżej, KNF może, w drodze decyzji, nałożyć karę pieniężną do wysokości 200 tys. zł lub karę pieniężną do wysokości dziesięciokrotności uzyskanej korzyści majątkowej albo obie te kary łącznie. Tej samej karze podlega, kto wchodzi w porozumienie mające na celu dokonanie manipulacji (art. 172 Ustawy o Obrocie).

20.6 Obrót instrumentami finansowymi oraz rozliczanie transakcji

20.6.1 Dematerializacja

Zgodnie z art. 5 Ustawy o Obrocie, Akcje Sprzedawane będące przedmiotem Oferty oraz Akcje będące przedmiotem ubiegania się o dopuszczenie do obrotu na Giełdzie, będą zdematerializowane (nie będą miały formy dokumentu) od chwili ich zarejestrowania w depozycie papierów wartościowych prowadzonych przez KDPW na podstawie umowy o rejestrację papierów wartościowych zawartej z KDPW przez Spółkę.

Prawa ze zdematerializowanych Akcji powstaną z chwilą ich zapisania po raz pierwszy na rachunku papierów wartościowych i będą przysługiwały osobie będącej posiadaczem tego rachunku. Przeniesienie Akcji po ich dopuszczeniu do obrotu na Giełdzie nastąpi w momencie dokonania zapisu na rachunku papierów wartościowych należącym do ich nabywcy. Rachunki papierów wartościowych, na których zapisywane są zdematerializowane papiery wartościowe, prowadzone są m.in. przez domy maklerskie i banki prowadzące działalność maklerską, będące uczestnikami depozytu papierów wartościowych.

20.6.2 Mechanizm zawierania transakcji giełdowych

Obrót akcjami na Giełdzie dokonywany jest za pośrednictwem firm inwestycyjnych (tj. w szczególności domów maklerskich, banków prowadzących działalność maklerską i zagranicznych firm inwestycyjnych), przy wykorzystaniu systemu transakcyjnego WARSET.

Na potrzeby określenia ceny instrumentu finansowego będącego przedmiotem transakcji giełdowej sporządzane jest zestawienie zleceń zawierających dyspozycje kupna i sprzedaży. Z wyjątkiem transakcji pakietowych, o których mowa w punkcie 20.6.6 (*Transakcje pakietowe*) poniżej, transakcje giełdowe są zawierane w trakcie sesji giełdowych w drodze kojarzenia zleceń sprzedaży i kupna.

20.6.3 Rozliczanie transakcji giełdowych

Transakcje giełdowe mające za przedmiot akcje podlegają rozliczeniu zgodnie z zasadą płatności przy odbiorze (*delivery versus payment*), a przeniesienie akcji, występujących jedynie w formie zdematerializowanej, następuje w terminie trzech dni od dnia zawarcia transakcji

poprzez dokonanie odpowiedniego zapisu na rachunku papierów wartościowych nabywcy (uznania rachunku papierów wartościowych) i rachunku pieniężnego zbywcy (obciążenia rachunku pieniężnego). Na potrzeby przeprowadzania transakcji giełdowych inwestorzy powinni posiadać rachunek inwestycyjny (obejmujący rachunek papierów wartościowych oraz rachunek pieniężny) w firmie inwestycyjnej lub banku powierniczym.

20.6.4 Harmonogram sesji giełdowych

Transakcje giełdowe (z wyjątkiem transakcji pakietowych opisanych w punkcie 20.6.6 (*Transakcje pakietowe*) poniżej) mogą być dokonywane w godzinach 8.30 – 16.35 czasu warszawskiego od poniedziałku do piątku, w ramach notowań w systemie notowań ciągłych i w systemie kursu jednolitego z jednokrotnym lub dwukrotnym określeniem kursu. W szczególnie uzasadnionych przypadkach Zarząd GPW może zmienić godziny odbywania sesji giełdowych.

W systemie notowań ciągłych, dla wyznaczania kursów otwarcia i zamknięcia stosuje się następujące zasady w podanej kolejności:

- maksymalizacja wolumenu obrotu;
- minimalizacja różnicy między liczbą papierów wartościowych w zleceniach sprzedaży i kupna możliwych do zrealizowania po określonym kursie;
- minimalizacja różnicy między kursem określanym a kursem odniesienia.

Przedstawione powyżej zasady znajdują również zastosowanie do określenia kursu jednolitego, ustalanego na podstawie zleceń maklerskich zawierających limit ceny oraz zleceń maklerskich nie zawierających limitu ceny.

Zamiarem Spółki jest notowanie Akcji w systemie notowań ciągłych.

20.6.5 Ograniczenia wahań kursów

Na Giełdzie obowiązują statyczne i dynamiczne ograniczenia wahań kursów (tzw. widełki statyczne i dynamiczne), zarówno dla systemu notowań ciągłych i systemu notowań jednolitych. Wskazane widełki stanowią zabezpieczenie dla inwestorów przed nadmiernymi wahaniami kursów na Giełdzie i nie pozwalają na zbyt gwałtowne zmiany cen danego instrumentu finansowego (np. akcji), po której zawierane są transakcje giełdowe, ponad określony korytarz dopuszczalnych wahań kursów w czasie trwania danej sesji giełdowej.

20.6.6 Transakcje pakietowe

Transakcje pakietowe są transakcjami zawieranymi poza systemem notowań ciągłych oraz poza systemem kursu jednolitego. Mogą być zawierane wyłącznie w dniach, w których odbywają się sesje giełdowe pod warunkiem, że obrót danymi instrumentami finansowymi nie jest zawieszony.

Transakcja pakietowa może być zawarta, gdy inwestor sprzedający i inwestor kupujący uzgodnili między sobą jej parametry obejmujące w szczególności: cenę instrumentu finansowego, liczbę instrumentów będących przedmiotem transakcji, termin rozliczenia, dodatkowo, co najmniej jeden członek GPW przekaże zlecenie kupna oraz zlecenie sprzedaży tej samej liczby instrumentów finansowych (z wyjątkiem instrumentów pochodnych), po tej samej cenie i z tą samą datą rozliczenia, a ponadto, przedmiotem transakcji jest pakiet instrumentów finansowych o wartości co najmniej:

- 250 tys. zł w przypadku akcji wchodzących w skład indeksu WIG20 (indeks 20 największych spółek giełdowych);
- 100 tys. zł w przypadku pozostałych instrumentów finansowych.

Dodatkowo, maksymalna różnica między kursem, po których zawierana jest transakcja pakietowa, a ostatnim kursem danego instrumentu na sesji giełdowej nie może być wyższa niż 10%.

W przypadku transakcji pakietowych zawieranych poza godzinami sesji giełdowych, mogą one podlegać realizacji również, jeżeli różnica kursu transakcji wynosi do 40% średniej ważonej wolumenem obrotu (VWAP) kursów wszystkich transakcji zawartych na danej sesji giełdowej.

W szczególnie uzasadnionych przypadkach Zarząd GPW może wyrazić zgodę na realizację transakcji niespełniającej wskazanych powyżej warunków minimalnej wartości i odchylenia od kursu, gdy transakcja będzie dotyczyła nie mniej niż 5% papierów wartościowych danej spółki publicznej wprowadzonych do obrotu giełdowego.

20.7 Dobre Praktyki Spółek Notowanych na GPW

Przyjęte przez Radę Giełdy w dniu 4 lipca 2007 r. i obowiązujące od dnia 1 stycznia 2008 r. Dobre Praktyki Spółek Notowanych na GPW stanowią zbiór zasad ładu korporacyjnego (*corporate governance*) dla spółek publicznych, których papiery wartościowe są notowane na Giełdzie. Zgodnie z preambułą Dobrych Praktyk Spółek Notowanych na GPW, praktyki mają za zadanie zwiększenie przejrzystości spółek publicznych, zwiększenie jakości komunikacji spółek z inwestorami, a także zwiększenie poziomu ochrony praw akcjonariuszy. Określają zasady kształtowania relacji inwestorskich oraz kształtują rozwiązania korporacyjne spółek publicznych.

Dobre Praktyki Spółek Notowanych na GPW obejmują niewiążące rekomendacje dotyczące dobrych praktyk spółek giełdowych oraz oparte na zasadzie „przestrzegaj” będącej kontynuacją zasady „przestrzegaj albo wyjaśnij, dlaczego nie przestrzegasz” („*comply or explain*”): (i) dobre praktyki realizowane przez zarządy spółek giełdowych, (ii) dobre praktyki stosowane przez członków rad nadzorczych oraz (iii) dobre praktyki stosowane przez akcjonariuszy. Wskazane ogólne zalecenia dotyczące dobrych praktyk spółek giełdowych oraz dobre praktyki właściwe dla zarządu, rady nadzorczej i akcjonariuszy są objęte corocznymi sprawozdaniem spółek publicznych w zakresie przestrzegania zasad *corporate governance*.

Zgodnie z § 29 ust. 3 Regulaminu Giełdy, jeżeli określona zasada ładu korporacyjnego nie jest stosowana przez spółkę publiczną w sposób trwały lub została naruszona incydentalnie, spółka publiczna ma obowiązek przekazania informacji o tym fakcie w formie raportu bieżącego, przedstawiając w tym raporcie w szczególności okoliczności i przyczyny niezastosowania zasady oraz sposób, w jaki spółka publiczna zamierza usunąć ewentualne skutki niezastosowania danej zasady lub jakie kroki zamierza podjąć, by zmniejszyć ryzyko niezastosowania zasady ładu korporacyjnego w przyszłości. Raport bieżący powinien zostać opublikowany na oficjalnej stronie internetowej spółki publicznej oraz w trybie analogicznym do stosowanego do przekazywania raportów bieżących, zgodnie z Rozporządzeniem o Informacjach Bieżących i Okresowych. Obowiązek opublikowania raportu bieżącego powinien być wykonany niezwłocznie po powstaniu uzasadnionego przeświadczenia po stronie spółki publicznej, że dana zasada nie będzie stosowana lub że nie została zastosowana, w każdym zaś przypadku niezwłocznie po zaistnieniu zdarzenia stanowiącego naruszenie zasady ładu korporacyjnego.

Kwestie dotyczące ujawniania stanu posiadania znacznych pakietów akcji spółki publicznej, wezwań do zapisywania się na sprzedaż lub zamianę akcji, przymusowego wykupu i odkupu akcji oraz polskich i europejskich zasad zgłaszania zamiaru koncentracji przedstawione zostały w Rozdziale 18 (*Akcje, Kapitał Zakładowy i Walne Zgromadzenie*).

21. Opodatkowanie

21.1 Informacje na temat potrącanych u źródła podatków od dochodu uzyskiwanego z Akcji oraz na temat opodatkowania w Polsce dochodów z posiadania i obrotu Akcjami

Niniejszy Rozdział zawiera podstawowe informacje w zakresie potrącalnych u źródła podatków od dochodu uzyskiwanego z Akcji oraz informacje na temat zasad opodatkowania w Polsce dochodów z posiadania i obrotu Akcjami. Poniższe informacje nie mają charakteru porady podatkowej i prawnej i w żadnym przypadku nie powinny być interpretowane jako wyczerpująca analiza skutków podatkowych związanych z nabyciem, posiadaniem i obrotem Akcjami. Inwestorom zaleca się uzyskanie porady podatkowej i prawnej w zakresie skutków podatkowych w indywidualnych przypadkach. Niniejsze opracowanie zawiera podstawowe informacje w oparciu o przepisy prawa podatkowego obowiązujące na dzień Prospektu.

21.2 Opodatkowanie dochodów z posiadania Akcji – osoby fizyczne

21.2.1 Osoby fizyczne mające miejsce zamieszkania na terytorium Polski (tj. podlegające w Polsce nieograniczonemu obowiązkowi podatkowemu)

Zgodnie z art. 30a Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Fizycznych, dywidendy oraz inne dochody (przychody) uzyskane z posiadania Akcji podlegają opodatkowaniu 19-procentowym zryczałtowanym podatkiem dochodowym. Zryczałtowany podatek pobiera się bez pomniejszania przychodu o koszty uzyskania tego przychodu. Dochodów z dywidend oraz innych dochodów uzyskanych z posiadania Akcji nie łączy się z innymi dochodami uzyskanymi w trakcie roku podatkowego, opodatkowanymi na zasadach ogólnych, tj. według progresywnej skali podatkowej. Konsekwentnie, wyżej wymienionych dochodów oraz 19-procentowego zryczałtowanego podatku podatnik nie wykazuje w składanym rocznym zeznaniu podatkowym (z wyjątkiem przypadku, gdy podatek nie został pobrany przez płatnika).

Zgodnie z art. 41 ust. 4 Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Fizycznych, osoba prawna dokonująca wypłaty lub stawiająca do dyspozycji podatnika pieniądze lub wartości pieniężne z tytułu dywidend oraz innych dochodów (przychodów) uzyskanych z posiadania Akcji jest zobowiązana pobrać 19-procentowy zryczałtowany podatek dochodowy. Podmiot wypłacający (stawiający do dyspozycji wartości pieniężne z ww. tytułów) działa w charakterze płatnika 19-procentowego zryczałtowanego podatku. Do końca stycznia roku następującego po roku podatkowym, w którym dokonano wypłaty lub postawiono do dyspozycji podatnika środki pieniężne z ww. tytułów, płatnik zobowiązany jest przesłać do właściwego urzędu skarbowego roczną deklarację.

21.2.2 Osoby fizyczne nie mające miejsca zamieszkania na terytorium Polski (tj. podlegające w Polsce ograniczonemu obowiązkowi podatkowemu)

Zasady opodatkowania dywidend oraz innych dochodów faktycznie uzyskanych z Akcji przez osoby fizyczne niemające miejsca zamieszkania w Polsce, opodatkowane są według takich samych zasad jak przedstawione wyżej w punkcie 21.2 (*Opodatkowanie dochodów z posiadania Akcji – osoby fizyczne*).

Należy jednak zwrócić uwagę, że przy ustalaniu zasad opodatkowania dla osób fizycznych niemających miejsca zamieszkania w Polsce mają również zastosowanie postanowienia właściwych umów o unikaniu podwójnego opodatkowania, których Polska jest stroną. Zastosowanie odpowiednich postanowień umowy o unikaniu podwójnego opodatkowania (tj. np. zwolnienie z podatku lub zastosowanie niższej stawki podatku) jest uwarunkowane uzyskaniem od danej osoby fizycznej certyfikatu rezydencji, wydanego przez właściwy organ administracji danego kraju.

Płatnik zryczałtowanego podatku jest zobowiązany przesłać zagranicznym osobom fizycznym oraz właściwym urządowi skarbowym, imienną informację o wysokości przychodu (dochodu), w terminie do końca lutego roku następującego po roku podatkowym. Należy zauważyć, że powyższa informacja powinna być również wysłana, gdy na podstawie postanowień umowy o unikaniu podwójnego opodatkowania nie pobrano podatku.

21.3 Opodatkowanie dochodów z posiadania Akcji – osoby prawne

21.3.1 Osoby prawne posiadające siedzibę lub zarząd na terytorium Polski (tj. podlegające w Polsce nieograniczonemu obowiązkowi podatkowemu)

Podatek dochodowy od dochodów (przychodów) z dywidend oraz innych przychodów z tytułu udziału w zyskach osoby prawnej, tj. m.in. Akcji, wynosi 19% uzyskanego przychodu. Opodatkowana jest cała kwota otrzymanej dywidendy – w przypadku tego dochodu nie ustala się kosztów uzyskania przychodu.

Osoba prawna wypłacająca dywidendę jest zobowiązana – jako płatnik – pobrać w dniu dokonania wypłaty 19-procentowy zryczałtowany podatek. W terminie do siódmego dnia miesiąca następującego po miesiącu, w którym podatek został pobrany, płatnik obowiązany jest przekazać kwotę pobranego podatku na rachunek urzędu skarbowego oraz przesłać podatnikom informacje o wysokości pobranego podatku. W terminie do końca pierwszego miesiąca następującego po roku podatkowym płatnik zobowiązany jest przesłać do właściwego urzędu skarbowego roczną deklarację.

21.3.2 Osoby prawne nieposiadające siedziby lub zarządu na terytorium Polski (tj. podlegające w Polsce ograniczonemu obowiązkowi podatkowemu)

Zasady opodatkowania dywidend oraz innych dochodów faktycznie uzyskanych z Akcji przez osoby prawne niemające siedziby lub zarządu w Polsce, opodatkowane będą według takich samych zasad jak dochody krajowych osób prawnych, przedstawione wyżej w punkcie 21.3.1 (*Osoby prawne posiadające siedzibę lub zarząd na terytorium Polski (tj. podlegające w Polsce nieograniczonemu obowiązkowi podatkowemu)*).

Należy jednak zwrócić uwagę, że przy ustalaniu zasad opodatkowania, dla osób prawnych niemających siedziby lub zarządu w Polsce, mają również zastosowanie postanowienia właściwych umów o unikaniu podwójnego opodatkowania, których stroną jest Polska. Zastosowanie odpowiednich postanowień umowy o unikaniu podwójnego opodatkowania (tj. np. zwolnienie z podatku lub zastosowanie niższej stawki podatku) jest uwarunkowane uzyskaniem od danej osoby prawnej certyfikatu rezydencji, wydanego przez właściwy organ administracji danego kraju.

W terminie do siódmego dnia miesiąca następującego po miesiącu, w którym podatek został pobrany, płatnik obowiązany jest przekazać kwotę pobranego podatku na rachunek urzędu skarbowego. Płatnik zryczałtowanego podatku jest zobowiązany przesłać zagranicznym osobom prawnym oraz właściwemu urzędowi skarbowemu informację o dokonanej wypłacie oraz o pobranym podatku w terminie do końca trzeciego miesiąca roku następującego po roku podatkowym, w którym dokonano wypłat. Należy zauważyć, że powyższa informacja powinna być również wysłana, gdy na podstawie postanowień umowy o unikaniu podwójnego opodatkowania nie pobrano podatku. W terminie do końca pierwszego miesiąca następującego po roku podatkowym płatnik zobowiązany jest przesłać do właściwego urzędu skarbowego roczną deklarację.

21.3.3 Zwolnienie z podatku dochodowego dochodów z posiadanych Akcji uzyskanych przez osoby prawne posiadające nieograniczony oraz ograniczony obowiązek podatkowy

Na podstawie art. 22 Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Prawnych zwalnia się od podatku dochodowego dochody (przychody) z dywidend oraz inne przychody z tytułu udziału w zyskach osób prawnych, jeżeli spełnione są łącznie następujące warunki:

- (a) wypłacającym dywidendę oraz inne przychody z tytułu udziału w zyskach osób prawnych jest spółka będąca podatnikiem podatku dochodowego, mająca siedzibę lub zarząd na terytorium Polski,
- (b) uzyskującym dochody (przychody) z dywidend oraz inne przychody z tytułu udziału w zyskach osób prawnych, o których mowa w punkcie 21.3.3(a), jest spółka podlegająca w Polsce lub w innym niż Polska państwie członkowskim Unii Europejskiej lub w innym państwie należącym do Europejskiego Obszaru Gospodarczego, opodatkowaniu podatkiem dochodowym od całości swoich dochodów, bez względu na miejsce ich osiągnięcia,
- (c) spółka, o której mowa w punkcie 21.3.3(b), posiada bezpośrednio nie mniej niż 10% udziałów (akcji) w kapitale spółki, o której mowa w punkcie 21.3.3(a),
- (d) odbiorcą dochodów (przychodów) z dywidend oraz innych przychodów z tytułu udziału w zyskach osób prawnych jest:
 - (i) spółka, o której mowa w punkcie 21.3.3(b), albo
 - (ii) zagraniczny zakład spółki, o której mowa w punkcie 21.3.3(b),
- (e) miejsce siedziby spółki uzyskującej dochody musi być udokumentowane certyfikatem rezydencji wydanym przez właściwy organ zagranicznej administracji podatkowej,
- (f) istnienie zagranicznego zakładu, o którym mowa wyżej, musi być udokumentowane zaświadczeniem wydanym przez właściwy organ administracji podatkowej.

Zwolnienie z podatku ma zastosowanie w przypadku, kiedy spółka uzyskująca dochody (przychody) z dywidend oraz inne przychody z tytułu udziału w zyskach osób prawnych mających siedzibę lub zarząd na terytorium Polski posiada udziały (akcje) w spółce wypłacającej te należności w wymaganej wysokości, nieprzerwanie przez okres dwóch lat. Zwolnienie z podatku ma również zastosowanie w przypadku, gdy okres dwóch lat nieprzerwanego posiadania udziałów (akcji), w wymaganej wysokości, przez spółkę uzyskującą dochody (przychody) z tytułu udziału w zysku osoby prawnej mającej siedzibę lub zarząd na terytorium Polski, upływa po dniu uzyskania tych dochodów (przychodów). W przypadku niedotrzymania warunku posiadania udziałów (akcji), w wymaganej wysokości, nieprzerwanie przez okres dwóch lat, spółka jest obowiązana do zapłaty podatku, wraz z odsetkami za zwłokę, od dochodów (przychodów) z dywidend oraz inne przychody z tytułu udziału w zyskach osób prawnych mających siedzibę lub zarząd na terytorium Polski, w wysokości 19% dochodów (przychodów) do 20 dnia miesiąca następującego po miesiącu, w którym utraciła prawo do zwolnienia. Odsetki nalicza się od następnego dnia po dniu, w którym po raz pierwszy skorzystała ze zwolnienia.

Zwolnienie z podatku ma również zastosowanie, w odniesieniu do dochodów (przychodów) wypłacanych na rzecz spółki podlegającej w Konfederacji Szwajcarskiej opodatkowaniu podatkiem dochodowym od całości dochodów, bez względu na miejsce ich osiągnięcia, przy czym określony bezpośredni udział procentowy w kapitale spółki wypłacającej dywidendę został ustalony w wysokości nie mniejszej niż 25%.

21.4 Dochody z obrotu Akcjami – osoby fizyczne

21.4.1 Osoby fizyczne mające miejsce zamieszkania na terytorium Polski (tj. podlegające w Polsce nieograniczonemu obowiązkowi podatkowemu)

Podatek dochodowy z tytułu odpłatnego zbycia Akcji wynosi 19% uzyskanego dochodu (ta zasada nie ma jednak zastosowania, gdy odpłatne zbycie Akcji następuje w ramach prowadzonej przez osobę fizyczną działalności gospodarczej). Dochodem podlegającym opodatkowaniu jest nadwyżka pomiędzy ceną uzyskaną z odpłatnego zbycia Akcji a wydatkami poniesionymi na ich nabycie lub objęcie, osiągniętą w danym roku podatkowym. Należy podkreślić, że zgodnie z przepisami Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Fizycznych, w przypadku, gdy cena papierów wartościowych (w tym Akcji) wyrażona w danej umowie, bez uzasadnionej przyczyny, znacznie odbiega od wartości rynkowej, organ podatkowy określa przychód w wysokości wartości rynkowej.

Podatnicy są zobowiązani wykazać uzyskane dochody z odpłatnego zbycia Akcji, w rocznym zeznaniu podatkowym, w którym należy też obliczyć należny podatek. Terminem złożenia zeznania oraz zapłaty należnego podatku z tytułu odpłatnego zbycia Akcji jest 30 kwietnia roku następującego po danym roku podatkowym.

21.4.2 Osoby fizyczne niemające miejsca zamieszkania na terytorium Polski (tj. podlegające w Polsce ograniczonemu obowiązkowi podatkowemu)

Generalnie, zasady opodatkowania dochodów z tytułu odpłatnego zbycia Akcji są analogiczne do przedstawionych w punkcie 21.4.1 (*Osoby fizyczne mające miejsce zamieszkania na terytorium Polski (tj. podlegające w Polsce nieograniczonemu obowiązkowi podatkowemu)*). W praktyce do ustalenia zasad opodatkowania danej osoby fizycznej niemającej miejsca zamieszkania na terytorium Polski, należy wziąć też pod uwagę postanowienia odpowiedniej umowy o unikaniu podwójnego opodatkowania zawartej pomiędzy Polską a krajem, w którym dana osoba ma miejsce zamieszkania (tzw. jurysdykcję podatkową). Zgodnie z postanowieniami większości umów, których Polska jest stroną, dochody z tytułu odpłatnego zbycia Akcji podlegają opodatkowaniu w kraju miejsca zamieszkania danej osoby fizycznej.

21.5 Dochody z obrotu Akcjami – osoby prawne

21.5.1 Osoby prawne posiadające siedzibę lub zarząd na terytorium Polski (tj. podlegające w Polsce nieograniczonemu obowiązkowi podatkowemu)

Dochody z odpłatnego zbycia Akcji uzyskiwane przez osoby prawne – w rozumieniu przepisów Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Prawnych – opodatkowane są na podstawie ogólnych zasad. Dochodem, podlegającym opodatkowaniu według 19-procentowej stawki podatku jest nadwyżka osiągniętych przychodów nad kosztami uzyskania, tj. wydatkami poniesionymi na nabycie Akcji.

Należy podkreślić, że zgodnie z przepisami Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Prawnych, w przypadku, gdy cena papierów wartościowych (w tym Akcji) wyrażona w danej umowie, bez uzasadnionej przyczyny znacznie odbiega od wartości rynkowej, organ podatkowy określa przychód w wysokości wartości rynkowej.

21.5.2 Osoby prawne nieposiadające siedziby lub zarządu na terytorium Polski (tj. podlegające w Polsce ograniczonemu obowiązkowi podatkowemu)

Zagraniczne osoby prawne, tj. podmioty, które nie mają siedziby lub zarządu na terytorium Polski, podlegają opodatkowaniu od dochodów osiągniętych z tytułu odpłatnego zbycia Akcji na analogicznych zasadach jak przedstawione w punkcie 21.5.1 (*Osoby prawne posiadające siedzibę lub zarząd na terytorium Polski (tj. podlegające w Polsce nieograniczonemu obowiązkowi podatkowemu)*). W praktyce, do ustalenia zasad opodatkowania danej osoby prawnej należy wziąć też pod uwagę postanowienia odpowiedniej umowy o unikaniu podwójnego opodatkowania zawartej pomiędzy Polską a krajem, w którym dana osoba prawna posiada tzw. jurysdykcję podatkową. Zgodnie z postanowieniami większości umów, których Polska jest stroną, dochody z tytułu odpłatnego zbycia Akcji, podlegają opodatkowaniu w kraju miejsca siedziby lub zarządu danej osoby prawnej (z wyjątkiem przypadków, gdy dana osoba prawna ma na terytorium Polski tzw. zakład – w rozumieniu umowy o unikaniu podwójnego opodatkowania i gdy zyski z odpłatnego zbycia Akcji można przypisać temu „zakładowi”).

21.6 Podatek od czynności cywilnoprawnych

Zgodnie z Ustawą o Podatku od Czynności Cywilnoprawnych, umowy sprzedaży lub zamiany Akcji podlegają opodatkowaniu 1-procentowym podatkiem od czynności cywilnoprawnych, liczonemu od podstawy opodatkowania, za którą uważa się wartość rynkową Akcji. Podatek powinien zostać zapłacony w terminie 14 dni od dnia dokonania danej czynności. Nabywca Akcji z tytułu umowy sprzedaży jest zobowiązany do zapłaty podatku. W przypadku umowy zamiany Akcji obydwie strony transakcji są solidarnie zobowiązane do zapłaty podatku.

Zwolniona z podatku jest sprzedaż praw majątkowych, będących instrumentami finansowymi: (i) firmom inwestycyjnym oraz zagranicznym firmom inwestycyjnym; (ii) dokonywana za pośrednictwem firm inwestycyjnych lub zagranicznych firm inwestycyjnych; (iii) dokonywana w ramach obrotu zorganizowanego; (iv) dokonywana poza obrotem zorganizowanym przez firmy inwestycyjne oraz zagraniczne firmy inwestycyjne, jeżeli prawa te zostały nabyte przez te firmy w ramach obrotu zorganizowanego – w rozumieniu przepisów Ustawy o Obrocie.

21.7 Podatek od spadków i darowizn (tylko osoby fizyczne)

Zgodnie z Ustawą o Podatku od Spadków i Darowizn, opodatkowaniu podatkiem od spadków i darowizn podlega nabycie Akcji w drodze spadku lub darowizny. Podstawą opodatkowania jest wartość nabytych praw po potrąceniu długów i ciężarów ustalona według cen rynkowych w dacie powstania obowiązku podatkowego. Obowiązek podatkowy ciąży na nabywcy Akcji. Wysokość opodatkowania (kwota podatku oraz stawki) ustala się, biorąc pod uwagę grupę podatkową, do jakiej został zaliczony nabywca. Należy podatek płatny jest w terminie 14 dni od dnia otrzymania decyzji organu podatkowego ustalającego wysokość podatku. Nabywcy są zobowiązani złożyć deklaracje podatkowe (z wyjątkiem przypadków, gdy podatek pobiera płatnik), w terminie miesiąca od dnia powstania obowiązku podatkowego.

Zwolnieniu z podatku podlega nabycie Akcji przez małżonka, zstępnych, wstępnych, pasierba, rodzeństwo, ojczyma i macochę, pod warunkiem zgłoszenia nabycia w terminie 6 miesięcy od dnia powstania obowiązku podatkowego (w przypadku nabycia w drodze dziedziczenia w terminie 6 miesięcy od dnia uprawomocnienia się orzeczenia sądu stwierdzającego nabycie spadku) do właściwego organu podatkowego. Niedopełnienie warunków zwolnienia oznacza opodatkowanie na ogólnych zasadach obowiązujących dla tzw. pierwszej grupy podatkowej. Zgodnie z przepisami Ustawy o Podatku od Spadków i Darowizn zwolnienie z podatku stosuje się, gdy nabywca posiadał w chwili nabycia obywatelstwo polskie lub obywatelstwo jednego z państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym lub miał miejsce zamieszkania na terytorium Polski lub na terytorium takiego państwa.

22. Warunki Oferty

22.1 Oferta

Na podstawie Prospektu w ramach Oferty Akcjonariusz Sprzedający oferuje do 7.389.300.798 akcji Spółki o wartości nominalnej 1 zł każda, które będą stanowiły do 821.033.422 akcji zwykłych na okaziciela serii AA o wartości nominalnej 9 zł każda, przy założeniu, że trwający proces Scalenia Akcji, który szerzej został opisany w Rozdziale 18 (*Akcje, Kapitał Zakładowy i Walne Zgromadzenie – Kapitał Zakładowy*), zakończy się przed przydziałem Akcji Sprzedawanych w Ofercie (**Akcje Sprzedawane**).

W dniu 11 maja 2010 r. Rada Ministrów wyraziła zgodę na sprzedaż Akcji Sprzedawanych w Ofercie.

Akcje Sprzedawane są oferowane na terytorium Polski w drodze oferty publicznej. W ramach Oferty mogą zostać podjęte działania mające na celu przekazanie informacji o Ofercie Kwalifikowanym Nabywcom Instytucjonalnym w Stanach Zjednoczonych Ameryki zgodnie z Przepisem 144A wydanym na podstawie Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych oraz innym Inwestorom Instytucjonalnym poza Stanami Zjednoczonymi Ameryki (z wyłączeniem Polski) zgodnie z Regulacją S wydaną na podstawie Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych. W celu prowadzenia powyższych ograniczonych działań promocyjnych, w każdym przypadku zgodnie z właściwymi przepisami prawa jurysdykcji, w których takie działania będą podejmowane, został sporządzony międzynarodowy dokument marketingowy w języku angielskim (*International Offering Circular*), który nie będzie podlegał zatwierdzeniu przez KNF ani inny organ nadzoru w żadnej jurysdykcji. Prospekt nie będzie podlegał zatwierdzeniu przez organ nadzoru inny niż KNF ani nie będzie przedmiotem rejestracji ani zgłoszenia do organu nadzoru w żadnym innym państwie niż Polska.

Prospekt jest jedynym prawnie wiążącym dokumentem w rozumieniu Ustawy o Ofercie sporządzonym na potrzeby Oferty przeprowadzanej na terytorium Polski, zawierającym informacje na temat Spółki i Oferty.

Uprawnionymi do wzięcia udziału w Ofercie są: (i) Inwestorzy Indywidualni oraz (ii) Inwestorzy Instytucjonalni.

22.2 Przewidywany harmonogram Oferty

Poniżej przedstawiono informacje na temat przewidywanego harmonogramu Oferty.

<u>1 czerwca 2010 r.</u>	Zawarcie Umowy o Gwarantowanie Oferty. Złożenie wniosku o zatwierdzenie aneksu do Prospektu zawierającego informację na temat Ceny Maksymalnej.
<u>2 czerwca 2010 r.</u>	Publikacja Ceny Maksymalnej.
<u>4 czerwca 2010 r.</u>	Rozpoczęcie budowania księgi popytu wśród Inwestorów Instytucjonalnych.
<u>9 czerwca 2010 r.</u>	Rozpoczęcie przyjmowania zapisów od Inwestorów Indywidualnych.
<u>18 czerwca 2010 r.</u>	Zakończenie przyjmowania zapisów od Inwestorów Indywidualnych (do godziny 24:00).
<u>21 czerwca 2010 r.</u>	Zakończenie budowania księgi popytu wśród Inwestorów Instytucjonalnych (do godziny 17:00). Ustalenie ostatecznej liczby Akcji Sprzedawanych oferowanych w ramach Oferty oraz ostatecznej liczby Akcji Sprzedawanych oferowanych poszczególnym kategoriom inwestorów. Ustalenie Ceny Sprzedaży dla Inwestorów Indywidualnych i Ceny Sprzedaży dla Inwestorów Instytucjonalnych. Podpisanie aneksu do Umowy o Gwarantowanie Oferty określającego Cenę Sprzedaży oraz ostateczną liczbę Akcji Sprzedawanych oferowanych w ramach Oferty.
<u>22 czerwca 2010 r.</u>	Opublikowanie Ceny Sprzedaży, ostatecznej liczby Akcji Sprzedawanych oferowanych w ramach Oferty oraz ostatecznej liczby Akcji Sprzedawanych oferowanych Inwestorom Indywidualnym oraz Inwestorom Instytucjonalnym.
22–24 czerwca 2010 r.	Przyjmowanie zapisów od Inwestorów Instytucjonalnych (do godziny 17:00).
do 25 czerwca 2010 r.	Zakończenie procesu Scalenia Akcji (tj. zapisanie Akcji o wartości nominalnej 9 zł w depozycie papierów wartościowych prowadzonym przez KDPW).
<u>25 czerwca 2010 r.</u>	Ewentualne zapisy składane przez Gwarantów Oferty w wykonaniu zobowiązań wynikających z Umowy o Gwarantowanie Oferty. Przydział Akcji Sprzedawanych w Ofercie.

- do 28 czerwca 2010 r.** Złożenie zlecenia sprzedaży Akcji Sprzedawanych na rzecz Inwestorów Indywidualnych za pośrednictwem systemu GPW.
- do 29 czerwca 2010 r.** Zapisanie Akcji Sprzedawanych na rachunkach papierów wartościowych Inwestorów Indywidualnych oraz Inwestorów Instytucjonalnych (pod warunkiem, że dane przekazane przez inwestorów na potrzeby zapisania Akcji Sprzedawanych na ich rachunkach papierów wartościowych będą kompletne i prawidłowe).
- około 30 czerwca 2010 r.** Pierwszy dzień notowania Akcji Sprzedawanych na Giełdzie.

Informacje na temat najważniejszych etapów procesu Scalenia Akcji, w szczególności zakończenia Scalenia Akcji, będą przekazywane do publicznej wiadomości w trybie przewidzianym w art. 52 Ustawy o Ofercie, tj. w formie komunikatu aktualizującego w sposób, w jaki zostanie opublikowany Prospekt. Jeżeli proces Scalenia Akcji nie zakończy się do dnia przydziału Akcji Sprzedawanych, informacja o tym zostanie przekazana do publicznej wiadomości w formie aneksu do Prospektu, po jego zatwierdzeniu przez KNF, w sposób, w jaki został opublikowany Prospekt. W takim przypadku inwestorom, którzy złożą zapisy na Akcje Sprzedawane przed przekazaniem do publicznej wiadomości aneksu do Prospektu zawierającego informacje na temat niezakończenia procesu Scalenia Akcji, przysługiwać będzie uprawnienie do uchylenia się od skutków prawnych złożonego zapisu, w terminie dwóch dni roboczych od dnia przekazania do publicznej wiadomości takiej informacji, stosownie do art. 51a Ustawy o Ofercie, natomiast Akcjonariusz Sprzedający dokona przydziału Akcji Sprzedawanych nie wcześniej niż po upływie terminu do uchylenia się przez inwestorów od skutków prawnych złożonych zapisów.

Ponadto, inwestorom, którzy złożą zapisy na Akcje Sprzedawane przed przekazaniem do publicznej wiadomości informacji o Cenie Sprzedaży dla Inwestorów Indywidualnych oraz Inwestorów Instytucjonalnych oraz informacji o ostatecznej liczbie Akcji Sprzedawanych oferowanych w ramach Oferty i o ostatecznej liczbie Akcji Sprzedawanych oferowanych poszczególnym kategoriom inwestorów, przysługiwać będzie uprawnienie do uchylenia się od skutków prawnych złożonego zapisu, w terminie dwóch dni roboczych od dnia przekazania do publicznej wiadomości takiej informacji, stosownie do art. 54 ust. 1 pkt 3 Ustawy o Ofercie.

Powyższy harmonogram może ulec zmianie. Niektóre zdarzenia, które zostały w nim przewidziane, są niezależne od Spółki lub Akcjonariusza Sprzedającego, w szczególności dokonanie Scalenia Akcji. Akcjonariusz Sprzedający, w porozumieniu z Globalnymi Współprowadzącymi Księgę Popytu, zastrzega sobie prawo do zmiany powyższego harmonogramu Oferty, w tym terminów przyjmowania zapisów na Akcje Sprzedawane (co nie uwzględnia jednakże możliwości zamiany kolejności przyjmowania zapisów przez Inwestorów Indywidualnych oraz Inwestorów Instytucjonalnych). Informacja o zmianie poszczególnych terminów Oferty zostanie przekazana w trybie przewidzianym w art. 52 Ustawy o Ofercie, tj. w formie komunikatu aktualizującego w sposób, w jaki zostanie opublikowany Prospekt.

Zmiana terminów rozpoczęcia lub zakończenia przyjmowania zapisów i podanie do publicznej wiadomości stosownej informacji o tym nastąpi najpóźniej w ostatnim dniu przed pierwotnym terminem rozpoczęcia lub zakończenia przyjmowania zapisów na Akcje Sprzedawane. Nowe terminy dla innych zdarzeń przewidzianych w harmonogramie zostaną podane do publicznej wiadomości najpóźniej w dniu poprzedzającym dzień upływu danego terminu.

22.3 Warunki odstąpienia od przeprowadzenia Oferty lub jej zawieszenia

Do dnia rozpoczęcia przyjmowania zapisów na Akcje Sprzedawane od Inwestorów Indywidualnych Akcjonariusz Sprzedający w uzgodnieniu z Globalnymi Współprowadzącymi Księgę Popytu może odstąpić od przeprowadzenia Oferty bez podawania przyczyn swojej decyzji, co będzie równoznaczne z odwołaniem Oferty.

Od dnia rozpoczęcia przyjmowania zapisów na Akcje Sprzedawane od Inwestorów Indywidualnych do dnia przydziału Akcji Sprzedawanych Akcjonariusz Sprzedający, w uzgodnieniu z Globalnymi Współprowadzącymi Księgę Popytu lub na ich żądanie, może odstąpić od przeprowadzenia Oferty wyłącznie z ważnych powodów. W ocenie Akcjonariusza Sprzedającego do ważnych powodów można zaliczyć w szczególności: (i) nagłe lub nieprzewidywalne zmiany w sytuacji ekonomiczno-politycznej w Polsce lub w innym kraju, które mogłyby mieć istotny negatywny wpływ na rynki finansowe, gospodarkę Polski, Ofertę lub na działalność Grupy TAURON (np. zamachy terrorystyczne, wojny, katastrofy ekologiczne, powodzie); (ii) nagłe i nieprzewidywalne zmiany o innym charakterze niż wskazane w pkt (i) powyżej mogące mieć istotny negatywny wpływ na działalność Grupy TAURON lub mogące skutkować poniesieniem przez Grupę TAURON istotnej szkody lub istotnym zakłóceniem jej działalności; (iii) istotna negatywna zmiana dotycząca działalności, zarządzania, sytuacji finansowej, kapitału własnego lub wyników operacyjnych Grupy TAURON lub Istotnych Spółek Zależnych; (iv) zawieszenie lub istotne ograniczenie obrotu papierami wartościowymi na GPW lub na innych rynkach giełdowych w przypadku, gdy mogłoby to mieć istotny negatywny wpływ na Ofertę; (v) uzyskanie niesatysfakcjonującego popytu na Akcje Sprzedawane w ramach budowania księgi popytu, np. jeżeli nie będzie on gwarantował pozyskania wysokiej jakości Inwestorów; (vi) niewystarczająca, zdaniem Globalnych Współprowadzących Księgę Popytu, spodziewana liczba Akcji w obrocie na GPW; (vii) nagłe i nieprzewidywalne zmiany mające bezpośredni wpływ na funkcjonowanie Akcjonariusza Sprzedającego; lub (viii) rozwiązanie Umowy o Gwarantowanie Oferty.

Informacja o odstąpieniu od przeprowadzenia Oferty zostanie podana do publicznej wiadomości w formie aneksu do Prospektu, po jego zatwierdzeniu przez KNF, w sposób, w jaki został opublikowany Prospekt. W przypadku odstąpienia od przeprowadzenia Oferty

złożone zapisy na Akcje Sprzedawane zostaną uznane za nieważne, a dokonane wpłaty na Akcje Sprzedawane zostaną zwrócone inwestorom bez odsetek i odszkodowań nie później niż 14 dni po dacie ogłoszenia o odstąpieniu od przeprowadzenia Oferty.

W każdym czasie przed rozpoczęciem przyjmowania zapisów na Akcje Sprzedawane od Inwestorów Indywidualnych Akcjonariusz Sprzedający w uzgodnieniu z Globalnymi Współprowadzającymi Księgę Popytu może podjąć decyzję o zawieszeniu Oferty, bez wskazywania przyczyn takiego zawieszenia.

Od dnia rozpoczęcia przyjmowania zapisów na Akcje Sprzedawane od Inwestorów Indywidualnych do dnia przydziału Akcji Sprzedawanych Akcjonariusz Sprzedający, w uzgodnieniu z Globalnymi Współprowadzającymi Księgę Popytu lub na ich żądanie, może podjąć decyzję o zawieszeniu przeprowadzenia Oferty tylko z ważnych powodów. W ocenie Akcjonariusza Sprzedającego do ważnych powodów można zaliczyć w szczególności zdarzenia, które mogłyby w negatywny sposób wpłynąć na powodzenie Oferty lub powodować zwiększone ryzyko inwestycyjne dla nabywców Akcji Sprzedawanych.

Decyzja o zawieszeniu Oferty może zostać podjęta bez jednoczesnego wskazania nowych terminów przeprowadzenia Oferty, które mogą zostać ustalone w terminie późniejszym.

Informacja o zawieszeniu Oferty zostanie podana do publicznej wiadomości w formie aneksu do Prospektu, po jego zatwierdzeniu przez KNF, w sposób, w jaki został opublikowany Prospekt.

Jeżeli decyzja o zawieszeniu Oferty zostanie podjęta w trakcie przyjmowania zapisów na Akcje Sprzedawane, złożone zapisy będą w dalszym ciągu uważane za ważne, jednakże inwestorzy będą uprawnieni do uchylenia się od skutków prawnych złożonych zapisów poprzez złożenie stosownego oświadczenia, w terminie dwóch dni roboczych od dnia udostępnienia do publicznej wiadomości aneksu do Prospektu dotyczącego zawieszenia Oferty, po jego zatwierdzeniu przez KNF, w sposób, w jaki został opublikowany Prospekt.

22.4 Cena Maksymalna

Akcjonariusz Sprzedający w porozumieniu z Globalnymi Współprowadzającymi Księgę Popytu ustali cenę maksymalną sprzedaży Akcji Sprzedawanych na potrzeby składania zapisów przez Inwestorów Indywidualnych (**Cena Maksymalna**). Niezwłocznie po ustaleniu Ceny Maksymalnej Spółka wystąpi do KNF z wnioskiem o zatwierdzenie aneksu do Prospektu zawierającego informacje o Cenie Maksymalnej. Spółka dołoży starań w celu udostępnienia aneksu do publicznej wiadomości w tym samym dniu, niezwłocznie po jego zatwierdzeniu przez KNF. W żadnym przypadku udostępnienie aneksu zawierającego informację o Cenie Maksymalnej do publicznej wiadomości nie nastąpi później niż w terminie 24 godzin od dnia otrzymania decyzji o zatwierdzeniu tego aneksu w sposób określony w art. 51a Ustawy o Ofercie. Zgodnie z art. 51 ust. 3 Ustawy o Ofercie, aneks do prospektu podlega zatwierdzeniu przez KNF w trybie określonym w art. 31, art. 32 i art. 33 ust. 2 Ustawy o Ofercie w terminie nie dłuższym niż 7 dni roboczych od dnia złożenia wniosku o zatwierdzenie aneksu do prospektu.

Stosownie do art. 32 ust. 4 Ustawy o Ofercie, w przypadku, gdy aneks nie będzie spełniał wymagań określonych w przepisach prawa, składana dokumentacja będzie niekompletna, konieczne będzie uzyskanie dodatkowych informacji lub uzupełnienie aneksu o dodatkowe informacje w zakresie określonym Rozporządzeniem Prospektowym, bieg terminu, o którym mowa powyżej, rozpocznie się w dniu uzupełniania dokumentacji lub dostarczenia wymaganych informacji do KNF.

Cena Maksymalna zostanie ustalona w stosunku do Akcji Sprzedawanych o wartości nominalnej 1 zł każda. Dodatkowo, jedynie dla celów informacyjnych zostanie podana do publicznej wiadomości informacja o jej wysokości również w stosunku do Akcji Sprzedawanych o wartości nominalnej 9 zł każda przy założeniu zakończenia procesu Scalenia Akcji do dnia przydziału Akcji Sprzedawanych jako dziewięciokrotność Ceny Maksymalnej dla Akcji Sprzedawanych o wartości nominalnej 1 zł.

W odniesieniu do Akcji Sprzedawanych, które mają zostać objęte przez Inwestorów Instytucjonalnych, cena maksymalna nie zostanie ustalona.

Dla potrzeb budowania księgi popytu wśród Inwestorów Instytucjonalnych zostanie ustalony orientacyjny przedział cenowy, który nie będzie podany do publicznej wiadomości oraz który może ulec zmianie.

22.5 Ustalenie Ceny Sprzedaży

Cena sprzedaży Akcji Sprzedawanych (**Cena Sprzedaży**) dla Inwestorów Indywidualnych oraz Cena Sprzedaży dla Inwestorów Instytucjonalnych zostanie ustalona przez Akcjonariusza Sprzedającego w porozumieniu z Globalnymi Współprowadzającymi Księgę Popytu po zakończeniu procesu budowania księgi popytu wśród Inwestorów Instytucjonalnych.

Cena Sprzedaży dla Inwestorów Instytucjonalnych może zostać ustalona na poziomie wyższym niż Cena Maksymalna. Natomiast Cena Sprzedaży dla Inwestorów Indywidualnych nie będzie wyższa niż Cena Maksymalna. W przypadku gdy Cena Sprzedaży dla Inwestorów Instytucjonalnych zostanie ustalona na poziomie niższym niż Cena Maksymalna Inwestorzy Indywidualni nabędą Akcje Sprzedawane po Cenie Sprzedaży ustalonej dla Inwestorów Instytucjonalnych.

Cena Sprzedaży dla Inwestorów Indywidualnych oraz Cena Sprzedaży dla Inwestorów Instytucjonalnych zostanie ustalona dla Akcji Sprzedawanych o wartości nominalnej 1 zł. Dodatkowo, jedynie dla celów informacyjnych zostanie podana do publicznej wiadomości informacja o jej wysokości również w stosunku do Akcji Sprzedawanych o wartości nominalnej 9 zł każda przy założeniu zakończenia procesu

Scalania Akcji do dnia przydziału Akcji Sprzedawanych, jako dziewięciokrotność odpowiednio Ceny Sprzedaży dla Inwestorów Indywidualnych lub Ceny Sprzedaży dla Inwestorów Instytucjonalnych.

Informacja na temat Ceny Sprzedaży dla Inwestorów Indywidualnych oraz Ceny Sprzedaży dla Inwestorów Instytucjonalnych zostanie przekazana przez Spółkę do publicznej wiadomości w trybie określonym w art. 54 ust. 3 Ustawy o Ofercie, tj. w sposób, w jaki zostanie opublikowany Prospekt oraz w formie raportu bieżącego.

W momencie składania zapisów inwestor nie będzie ponosić dodatkowych kosztów ani podatków, z wyjątkiem ewentualnych kosztów związanych z otwarciem i prowadzeniem rachunku papierów wartościowych, o ile inwestor nie posiadał takiego rachunku wcześniej, oraz kosztów prowizji maklerskiej, zgodnie z postanowieniami właściwych umów i regulaminów podmiotu przyjmującego zapis. Informacje na temat opodatkowania znajdują się w Rozdziale 21 (*Opodatkowanie*) Prospektu.

22.6 Ostateczna liczba Akcji Sprzedawanych oferowanych w ramach Oferty

Najpóźniej w dniu ustalenia Ceny Sprzedaży, Akcjonariusz Sprzedający w porozumieniu z Globalnymi Współprowadzającymi Księgę Popytu podejmie decyzję o ostatecznej liczbie Akcji Sprzedawanych o wartości nominalnej 1 zł oferowanych w ramach Oferty. Dodatkowo, jedynie dla celów informacyjnych zostanie podana do publicznej wiadomości informacja o odpowiadającej jej liczbie Akcji Sprzedawanych o wartości nominalnej 9 zł każda przy założeniu zakończenia procesu Scalania Akcji.

W dniu ustalenia Ceny Sprzedaży dla Inwestorów Indywidualnych, Ceny Sprzedaży dla Inwestorów Instytucjonalnych oraz ostatecznej liczby Akcji Sprzedawanych oferowanych w ramach Oferty zostanie ustalona ostateczna liczba Akcji Sprzedawanych oferowanych Inwestorom Instytucjonalnym, która będzie stanowiła różnicę pomiędzy ostateczną liczbą Akcji Sprzedawanych oferowanych w ramach Oferty oraz mniejszą z liczb: (i) 20% ostatecznej liczby Akcji Sprzedawanych oferowanych w ramach Oferty albo (ii) liczbą Akcji Sprzedawanych, na jaką złożyli ważne zapisy Inwestorzy Indywidualni, przy czym Akcjonariusz Sprzedający zastrzega sobie dyskrecyjne prawo do zmiany liczby, o której mowa w pkt (i) powyżej, o nie więcej niż 5% ostatecznej liczby Akcji Sprzedawanych oferowanych w ramach Oferty do nie więcej niż 25% ostatecznej liczby Akcji Sprzedawanych oferowanych w ramach Oferty w przypadku złożenia przez Inwestorów Indywidualnych ważnych zapisów na Akcje Sprzedawane obejmujących łącznie większą liczbę Akcji Sprzedawanych niż wskazana w pkt (i) powyżej, przy czym powyższa decyzja może zostać podjęta przez Akcjonariusza Sprzedającego nie później niż przed przekazaniem do publicznej wiadomości informacji na temat ostatecznej liczby Akcji Sprzedawanych oferowanych w Ofercie oraz ostatecznej liczby Akcji Sprzedawanych oferowanych poszczególnym kategoriom inwestorów.

Informacja o ostatecznej liczbie Akcji Sprzedawanych oferowanych w Ofercie oraz informacja o ostatecznej liczbie Akcji Sprzedawanych oferowanych poszczególnym kategoriom inwestorów zostanie podana do publicznej wiadomości wraz z informacją o Cenie Sprzedaży dla Inwestorów Indywidualnych oraz Cenie Sprzedaży dla Inwestorów Instytucjonalnych w trybie przewidzianym w art. 54 ust. 3 Ustawy o Ofercie. Inwestorom, którzy złożą zapisy na Akcje Sprzedawane przed przekazaniem do publicznej wiadomości powyższej informacji, przysługiwać będzie uprawnienie do uchylenia się od skutków prawnych złożonego zapisu, w terminie dwóch dni roboczych od dnia przekazania do publicznej wiadomości takiej informacji, stosownie do art. 54 ust. 1 pkt 3 Ustawy o Ofercie.

22.7 Zasady składania zapisów

22.7.1 Inwestorzy Indywidualni

Przydział Akcji Inwestorom Indywidualnym zostanie dokonany za pośrednictwem GPW. W związku z powyższym Inwestor Indywidualny zainteresowany nabyciem Akcji Sprzedawanych musi posiadać rachunek papierów wartościowych w firmie inwestycyjnej, w której składa zapis. Osoby zamierzające nabyć Akcje Sprzedawane, nieposiadające rachunku papierów wartościowych, powinny otworzyć taki rachunek przed złożeniem zapisu. W przypadku, gdy rachunek prowadzony jest u depozytariusza, zlecenie powinno zostać złożone zgodnie z zasadami składania zleceń przez klientów banku depozytariusza.

Zapisy składane przez Inwestorów Indywidualnych, legitymujących się dowodem tożsamości lub innym dokumentem zawierającym numer PESEL, przyjmowane będą w POK-ach firm inwestycyjnych, których lista będzie dostępna na stronie internetowej Spółki: www.tauron-pe.pl.

Zapisy składane przez Inwestorów Indywidualnych, którzy nie posiadają numeru PESEL, przyjmowane będą jedynie w wybranych POK-ach Centralnego Domu Maklerskiego Pekao S.A., których lista będzie dostępna na stronie internetowej Spółki: www.tauron-pe.pl.

Na podstawie przyjętych zapisów firmy inwestycyjne, członkowie GPW, złożą w imieniu Inwestorów Indywidualnych na GPW zlecenia kupna Akcji Sprzedawanych na zasadach określonych poniżej. Za prawidłowe przekazanie zleceń na GPW odpowiedzialność ponoszą firmy inwestycyjne przyjmujące zapisy.

Zapisy na Akcje Sprzedawane będą składane na formularzach zapisu dostępnych w firmach inwestycyjnych przyjmujących zapisy na Akcje Sprzedawane i będą zawierały oświadczenie inwestora o zapoznaniu się i akceptacji treści Prospektu, a w szczególności zasad przydziału Akcji Sprzedawanych, oraz o przyjęciu do wiadomości i wyrażeniu zgody, by po zakończeniu procesu Scalania Akcji (tj. w momencie zapisania Akcji o wartości nominalnej 9 zł w depozycie papierów wartościowych prowadzonym przez KDPW) zapis na Akcje Sprzedawane o wartości nominalnej 1 zł każda złożony przez Inwestora Indywidualnego był traktowany jako zapis na Akcje Sprzedawane (Akcje serii AA) o wartości nominalnej 9 zł każda w liczbie i po cenie kupna wskazanej w zleceniu giełdowym uwzględniającej Scalanie Akcji. W celu dokonania

przydziału Akcji Sprzedawanych na rzecz Inwestorów Indywidualnych za pośrednictwem systemu GPW, zapisy na Akcje Sprzedawane złożone przez Inwestorów Indywidualnych będą podstawą do złożenia przez daną firmę inwestycyjną, która przyjęła zapis Inwestora Indywidualnego na Akcje Sprzedawane, zlecenia kupna Akcji Sprzedawanych w imieniu danego Inwestora Indywidualnego. Stosowne upoważnienie znajduje się w treści formularza zapisu. Liczba Akcji Sprzedawanych wskazanych w zleceniu składanym w imieniu Inwestora Indywidualnego przez firmę inwestycyjną oraz cena kupna wskazana w zleceniu giełdowym będzie zależała od tego, czy proces Scalenia Akcji zostanie zakończony i będzie obejmowała odpowiednio liczbę Akcji Sprzedawanych o wartości nominalnej 1 zł albo liczbę Akcji Sprzedawanych o wartości nominalnej 9 zł oraz Cenę Maksymalną albo dziewięciokrotność Ceny Maksymalnej, przy czym firmy inwestycyjne przyjmujące zapisy na Akcje Sprzedawane będą wskazywały w zleceniu kupna wprowadzanym do systemu giełdowego po dniu ustalenia ostatecznej Ceny Sprzedaży dla Inwestorów Indywidualnych oraz ostatecznej liczby Akcji Sprzedawanych oferowanych w Ofercie liczbę Akcji Sprzedawanych o wartości nominalnej 9 zł oraz cenę kupna stanowiącą dziewięciokrotność Ceny Maksymalnej.

Inwestor Indywidualny ma prawo złożyć tylko jeden zapis na Akcje Sprzedawane. Liczba Akcji Sprzedawanych, którą może obejmować zapis złożony przez jednego Inwestora Indywidualnego, nie może być mniejsza niż 1.350 Akcji Sprzedawanych o wartości nominalnej 1 zł ani większa niż 13.500 Akcji Sprzedawanych o wartości nominalnej 1 zł i z uwagi na trwający proces Scalenia Akcji w przypadku Akcji Sprzedawanych o wartości nominalnej 1 zł musi być liczbą stanowiącą wielokrotność 9 Akcji Sprzedawanych o wartości nominalnej 1 zł. Zapis opiewający na większą liczbę niż 13.500 Akcji Sprzedawanych o wartości nominalnej 1 zł będzie traktowany jak zapisy na 13.500 Akcji Sprzedawanych o wartości nominalnej 1 zł. Zapis złożony na mniej Akcji Sprzedawanych niż 1.350 Akcji Sprzedawanych o wartości nominalnej 1 zł będzie uznawany za nieważny. Zapis obejmujący inną liczbę Akcji Sprzedawanych niż wielokrotność 9 Akcji Sprzedawanych o wartości nominalnej 1 zł z uwzględnieniem minimalnej i maksymalnej wielkości zapisu Inwestora Indywidualnego wskazanej powyżej, będzie uznawany za nieważny. Do dnia przydziału Akcji Sprzedawanych Akcjonariusz Sprzedający może podjąć decyzję o unieważnieniu wszystkich zapisów na Akcje Sprzedawane złożonych przez wszystkich Inwestorów Indywidualnych, którzy złożyli więcej niż jeden zapis na Akcje Sprzedawane. Informacja o podjęciu takiej decyzji przez Akcjonariusza Sprzedającego zostanie przekazana w trybie przewidzianym w art. 52 Ustawy o Ofercie, tj. w formie komunikatu aktualizującego w sposób, w jaki zostanie opublikowany Prospekt. Jeżeli Akcjonariusz Sprzedający nie podejmie decyzji wskazanej powyżej we wskazanym terminie, w przypadku złożenia przez Inwestora Indywidualnego więcej niż jednego zapisu, zostanie uwzględniony tylko jeden zapis – opiewający na największą liczbę Akcji Sprzedawanych. Natomiast w przypadku zapisów danego Inwestora Indywidualnego obejmujących wskazaną powyżej taką samą największą liczbę Akcji Sprzedawanych, wyboru jednego konkretnego zapisu, który zostanie przyjęty, dokona Akcjonariusz Sprzedający. Pozostałe zapisy złożone przez danego Inwestora Indywidualnego będą uznawane za nieważne, a sporządzone na ich podstawie zlecenia zostaną odrzucone.

Jeżeli proces Scalenia Akcji zakończy się do dnia przydziału Akcji Sprzedawanych, w dniu przydziału Akcji Sprzedawanych każdy zapis na Akcje Sprzedawane będzie traktowany jako zapis na Akcje Sprzedawane (Akcje serii AA) o wartości nominalnej 9 zł każda i będzie obejmował taką liczbę Akcji Sprzedawanych o wartości nominalnej 9 zł, jaka powstanie w wyniku Scalenia Akcji, tj. proporcjonalnej redukcji liczby Akcji Sprzedawanych o wartości nominalnej 1 zł objętych prawidłowo złożonym zapisem w proporcji 9:1 oraz po Cenie Sprzedaży stanowiącej dziewięciokrotność Ceny Sprzedaży dla Inwestorów Indywidualnych.

Wszelkie konsekwencje wynikające z niewłaściwego bądź niepełnego wypełnienia formularza zapisu ponosi Inwestor Indywidualny składający zapis.

Zapis na Akcje Sprzedawane jest bezwarunkowy, nieodwołalny, nie może zawierać jakichkolwiek zastrzeżeń oraz wiąże osobę składającą zapis do czasu przydziału Akcji Sprzedawanych w Ofercie albo do dnia odstąpienia od przeprowadzenia Oferty.

W przypadku, gdy aneks do Prospektu zostanie udostępniony do publicznej wiadomości po rozpoczęciu przyjmowania zapisów na Akcje Sprzedawane, osoba, która złożyła zapis przed opublikowaniem takiego aneksu, może uchylić się od skutków prawnych złożonego zapisu, stosownie do art. 51a Ustawy o Ofercie. Uchylenie się od skutków prawnych złożonego zapisu następuje przez oświadczenie na piśmie złożone w firmie inwestycyjnej, w której został przyjęty zapis w terminie 2 dni roboczych od dnia opublikowania aneksu do Prospektu.

W celu uzyskania informacji na temat szczegółowych zasad składania zapisów, w szczególności na temat: (i) dokumentów wymaganych przy składaniu zapisów przez przedstawicieli ustawowych, pełnomocników lub inne osoby działające w imieniu inwestorów; oraz (ii) możliwości składania zapisów w innej formie niż pisemna, Inwestorzy Indywidualni powinni skontaktować się z POK-iem firmy inwestycyjnej przyjmującej zapisy na Akcje Sprzedawane od Inwestorów Indywidualnych, w którym zamierzają złożyć zapis.

Zwraca się uwagę, że każdy Inwestor Indywidualny składający zapis na Akcje Sprzedawane będzie zobowiązany wskazać w formularzu zapisu (i) w przypadku osób posiadających obywatelstwo polskie lub numer PESEL – numer PESEL oraz numer dokumentu tożsamości albo (ii) w przypadku osób nie posiadających numeru PESEL – numer dokumentu tożsamości, w szczególności numer paszportu i datę urodzenia oraz (iii) inne informacje wymagane w formularzu zapisu. Brak wskazania w formularzu zapisu wskazanych powyżej informacji oraz innych informacji wymaganych w formularzu zapisu bądź podanie nieprawdziwych bądź nieprawidłowych informacji, w tym numeru PESEL albo numeru paszportu, spowoduje, iż zapis danego inwestora uznany zostanie za nieważny.

22.7.2 Inwestorzy Instytucjonalni

Po zakończeniu procesu budowania księgi popytu Akcjonariusz Sprzedający, w porozumieniu z Globalnymi Współprowadzącymi Księgę Popytu, dokona uznaniowego wyboru Inwestorów Instytucjonalnych, do których zostaną wysłane zaproszenia do złożenia zapisu na Akcje Sprzedawane i którzy będą uprawnieni do złożenia zapisów na Akcje Sprzedawane w liczbie wskazanej w zaproszeniu do złożenia zapisu oraz dokonania wpłat na Akcje Sprzedawane na rachunek wskazany w takim zaproszeniu. Zaproszenia do Inwestorów Instytucjonalnych

w Polsce zostaną przesłane przez Oferującego, działającego również w imieniu ING oraz Krajowych Współprowadzących Księgę Popytu, natomiast zaproszenia do danego Inwestora Instytucjonalnego z siedzibą poza Polską zostaną przesłane przez tego Globalnego Współprowadzącego Księgę Popytu, za pośrednictwem którego dany zagraniczny Inwestor Instytucjonalny uczestniczył w budowaniu księgi popytu na zasadach uzgodnionych pomiędzy Globalnymi Współprowadzącymi Księgę Popytu.

Zapisy składane przez Inwestorów Instytucjonalnych, którzy zostali zaproszeni przez Współprowadzących Księgę Popytu do składania zapisów na Akcje Sprzedawane, będą przyjmowane w siedzibie UniCredit CAIB Poland S.A., ul. Emilii Plater 53, Warszawa. W celu uzyskania informacji na temat szczegółowych zasad składania zapisów Inwestorzy Instytucjonalni powinni skontaktować się ze Współprowadzącymi Księgę Popytu lub pozostałymi Menedżerami Oferty.

Każdy z Inwestorów Instytucjonalnych może złożyć zapis lub zapisy na taką liczbę Akcji Sprzedawanych, która będzie wskazana w skierowanym do danego Inwestora Instytucjonalnego zaproszeniu do złożenia zapisu. Zapisy opiewające łącznie na większą liczbę Akcji Sprzedawanych niż wskazana powyżej będą traktowane jako zapisy na maksymalną liczbę Akcji Sprzedawanych, na które może złożyć zapisy dany Inwestor Instytucjonalny. Instytucje zarządzające aktywami na zlecenie mogą złożyć jeden zapis zbiorczy na rzecz poszczególnych klientów, dołączając do zapisu listę inwestorów.

Jeżeli proces Scalenia Akcji zakończy się do dnia przydziału Akcji Sprzedawanych, w dniu przydziału Akcji Sprzedawanych każdy zapis na Akcje Sprzedawane złożony przez Inwestora Instytucjonalnego będzie traktowany jako zapis na Akcje serii AA o wartości nominalnej 9 zł każda i będzie obejmował taką liczbę Akcji Sprzedawanych o wartości nominalnej 9 zł, jaka powstanie w wyniku Scalenia Akcji, tj. proporcjonalnej redukcji liczby Akcji Sprzedawanych objętych prawidłowo złożonym zapisem w proporcji 9:1.

Zapis na Akcje Sprzedawane jest bezwarunkowy, nieodwołalny, nie może zawierać jakichkolwiek zastrzeżeń oraz wiąże osobę składającą zapis do czasu przydziału Akcji Sprzedawanych w Ofercie albo do dnia odstąpienia od przeprowadzenia Oferty.

22.8 Zasady płatności za Akcje Sprzedawane

22.8.1 Inwestorzy Indywidualni

Ze względu na fakt, że przydział Akcji Sprzedawanych na rzecz Inwestorów Indywidualnych będzie dokonywany z wykorzystaniem systemu informatycznego GPW, w chwili składania zapisu Inwestor Indywidualny musi posiadać na rachunku pieniężnym służącym do obsługi rachunku papierów wartościowych w firmie inwestycyjnej, w której składa zapis, środki pieniężne w kwocie stanowiącej iloczyn liczby Akcji Sprzedawanych o wartości nominalnej 1 zł każda, na jaką inwestor składa zapis, oraz Ceny Maksymalnej ustalonej w stosunku do Akcji Sprzedawanych o wartości nominalnej 1 zł każda powiększonej o ewentualną prowizję maklerską podmiotu przyjmującego zapis. Wpłata na Akcje Sprzedawane objęte zapisem powiększona o ewentualną prowizję maklerską zostaje zablokowana w chwili składania zapisu. Płatność za Akcje Sprzedawane musi być dokonana w złotych.

Wpłaty na Akcje Sprzedawane nie podlegają oprocentowaniu. Nierozliczone należności nie mogą stanowić wpłaty na Akcje Sprzedawane.

Kwota stanowiąca iloczyn liczby przydzielonych Akcji Sprzedawanych i Ceny Sprzedaży dla Inwestorów Indywidualnych, powiększona o ewentualną prowizję maklerską, zostanie pobrana z rachunku pieniężnego służącego do obsługi rachunku papierów wartościowych Inwestora Indywidualnego w dniu rozliczenia transakcji zawartych na GPW, w ramach przydziału Akcji Sprzedawanych na rzecz Inwestorów Indywidualnych, jeżeli proces Scalenia Akcji nie zakończy się przed dniem przydziału Akcji Sprzedawanych. W przypadku zakończenia procesu Scalenia Akcji do dnia przydziału Akcji Sprzedawanych, z rachunku pieniężnego służącego do obsługi rachunku papierów wartościowych Inwestora Indywidualnego w dniu rozliczenia transakcji zawartych na GPW zostanie pobrana kwota stanowiąca iloczyn liczby przydzielonych Akcji Sprzedawanych o wartości nominalnej 9 zł i dziewięciokrotności Ceny Sprzedaży dla Inwestorów Indywidualnych, powiększona o ewentualną prowizję maklerską.

Zapis Inwestora Indywidualnego, w przypadku dokonania niepełnej wpłaty, jest nieważny.

22.8.2 Inwestorzy Instytucjonalni

Inwestorzy Instytucjonalni powinni opłacić składany zapis najpóźniej do końca dnia przyjmowania zapisów od Inwestorów Instytucjonalnych w złotych na liczbę Akcji Sprzedawanych wskazaną w zaproszeniu oraz w sposób zgodny z instrukcjami wskazanymi w zaproszeniu do składania zapisów.

W przypadku dokonania przez Inwestora Instytucjonalnego niepełnej wpłaty zapis będzie uznany za złożony na liczbę Akcji Sprzedawanych, która została w pełni opłacona, w kwocie stanowiącej iloczyn liczby Akcji Sprzedawanych o wartości nominalnej 1 zł i Ceny Sprzedaży dla Inwestorów Instytucjonalnych, jeżeli proces Scalenia Akcji nie zakończy się do dnia przydziału Akcji Sprzedawanych lub w kwocie stanowiącej iloczyn liczby 9, liczby Akcji Sprzedawanych o wartości nominalnej 9 zł i Ceny Sprzedaży dla Inwestorów Instytucjonalnych.

Umowy zawarte przez inwestorów z firmami inwestycyjnymi dotyczące prowadzenia rachunków papierów wartościowych mogą przewidywać, że inwestorzy będą zobowiązani do zapłacenia firmie inwestycyjnej prowizji maklerskiej związanej z dokonaniem przydziału Akcji Sprzedawanych za pośrednictwem GPW.

22.9 Przydział Akcji Sprzedawanych

Przydział Akcji Sprzedawanych zostanie dokonany niezwłocznie po zakończeniu przyjmowania zapisów Inwestorów Instytucjonalnych z uwzględnieniem tego, czy proces Scalenia Akcji został zakończony (tj. liczba przydzielanych Akcji Sprzedawanych zostanie ustalona w stosunku do Akcji Sprzedawanych o wartości nominalnej 1 zł każda albo w stosunku do Akcji Sprzedawanych o wartości nominalnej 9 zł każda przy założeniu, że proces Scalenia Akcji zakończy się przed przydziałem Akcji Sprzedawanych).

Jeżeli do dnia przydziału Akcji Sprzedawanych zostanie dokonany proces Scalenia Akcji, Inwestorom Indywidualnym i Inwestorom Instytucjonalnym zostaną przydzielone Akcje Sprzedawane oznaczone serią AA o wartości nominalnej 9 zł każda. Natomiast w przypadku gdy do dnia przydziału Akcji Sprzedawanych (ustalonego na zasadach określonych w art. 51a w związku z opublikowaniem aneksu do Prospektu zawierającego informację o niezakończeniu procesu Scalenia Akcji) proces Scalenia Akcji nie zostanie zakończony, Inwestorom Indywidualnym i Inwestorom Instytucjonalnym zostaną przydzielone Akcje Sprzedawane oznaczone serią B i C o wartości nominalnej 1 zł każda.

Przed dokonaniem przydziału Akcji Sprzedawanych, Akcje Sprzedawane zaoferowane Inwestorom Instytucjonalnym, w liczbie, w jakiej nie zostaną objęte zapisami złożonymi przez Inwestorów Instytucjonalnych lub nie zostaną przez nich opłacone, mogą zostać przesunięte do puli akcji przydzielanej Inwestorom Indywidualnym. Analogicznie Akcje Sprzedawane, zaoferowane Inwestorom Indywidualnym, w liczbie, w jakiej nie zostaną objęte zapisami złożonymi przez Inwestorów Indywidualnych lub zostaną objęte zapisami Inwestorów Indywidualnych, które zostaną wycofane na zasadach określonych w Prospekcie, mogą zostać przesunięte do puli Akcji Sprzedawanych przydzielanej Inwestorom Instytucjonalnym.

Z zastrzeżeniem zapisów niniejszego Rozdziału, przydział nie jest uzależniony od tego, jaka osoba składa zapis, ani za pośrednictwem jakiego podmiotu zapis jest składany. Ponadto, z zastrzeżeniem zapisów niniejszego Rozdziału, nie przewiduje się preferencyjnego traktowania żadnych inwestorów.

Zawiadomienia o przydziale Akcji Sprzedawanych Inwestorom Indywidualnym zostaną przekazane zgodnie z procedurami domów maklerskich lub banków prowadzących rachunki papierów wartościowych Inwestorów Indywidualnych, którym przydzielono Akcje Sprzedawane.

W zakresie i w terminie, w jakim będzie to wymagane przepisami prawa, informacja na temat wyniku przydziału Akcji Sprzedawanych zostanie podana do publicznej wiadomości w trybie Raportu Bieżącego na podstawie § 5 ust. 1 Rozporządzenia o Informacjach Bieżących i Okresowych, przy czym rozpoczęcie notowania Akcji będzie możliwe przed podaniem do publicznej wiadomości wyników przydziału Akcji Sprzedawanych.

22.9.1 Inwestorzy Indywidualni

Przydział Akcji Sprzedawanych poszczególnym Inwestorom Indywidualnym zostanie dokonany za pośrednictwem GPW na podstawie odrębnej umowy zawartej pomiędzy Spółką, Akcjonariuszem Sprzedającym i GPW, zgodnie z prawidłowo złożonymi i opłaconymi zapisami, przy zachowaniu zasad opisanych poniżej. W przypadku złożenia zapisów przez Inwestorów Indywidualnych łącznie na liczbę Akcji Sprzedawanych większą niż 20% Akcji Sprzedawanych oferowanych w ramach Oferty (**Liczba Akcji Sprzedawanych Przeznaczonych do Przydziału Inwestorom Indywidualnym**), przy czym Akcjonariusz Sprzedający zastrzega sobie dyskrecyjne prawo do zmiany powyższej liczby o nie więcej niż 5% ostatecznej liczby Akcji Sprzedawanych oferowanych w ramach Oferty, łącznie do nie więcej niż 25% ostatecznej liczby Akcji Sprzedawanych oferowanych w ramach Oferty w przypadku złożenia przez Inwestorów Indywidualnych ważnych zapisów na Akcje Sprzedawane obejmujących łącznie większą liczbę Akcji Sprzedawanych niż 20% ostatecznej liczby Akcji Sprzedawanych oferowanych w Ofercie; przy czym powyższa decyzja może zostać podjęta przez Akcjonariusza Sprzedającego nie później niż przed przekazaniem do publicznej wiadomości informacji na temat ostatecznej liczby Akcji Sprzedawanych oferowanych w Ofercie oraz ostatecznej liczby Akcji Sprzedawanych oferowanych poszczególnym kategoriom inwestorów) ustalona zostanie maksymalna liczba Akcji Sprzedawanych, jaka może zostać przydzielona na jeden zapis (**Maksymalny Przydział**). W takim przypadku zapisy Inwestorów Indywidualnych, które będą opiewały na liczbę Akcji Sprzedawanych mniejszą lub równą Maksymalnemu Przydziałowi, zostaną zrealizowane w pełni. Natomiast Inwestorom Indywidualnym, którzy złożyli zapisy na większą liczbę Akcji Sprzedawanych niż Maksymalny Przydział, zostanie przydzielona liczba Akcji Sprzedawanych równa liczbie Maksymalnego Przydziału. Zlecenia na Akcje Sprzedawane w niezrealizowanej części tracą ważność i będą uchylane przez GPW lub bezpośrednio przez firmy inwestycyjne, które przyjęły zapis danego Inwestora Indywidualnego na Akcje Sprzedawane.

Liczba Akcji Sprzedawanych stanowiąca Maksymalny Przydział zostanie ustalona w ten sposób, aby łączna liczba Akcji Sprzedawanych przydzielona Inwestorom Indywidualnym na zasadach opisanych powyżej była nie większa niż Liczba Akcji Sprzedawanych Przeznaczonych do Przydziału Inwestorom Indywidualnym.

Informacja o liczbie Akcji Sprzedawanych stanowiących Maksymalny Przydział zostanie przekazana przez Spółkę do publicznej wiadomości nie później niż w dniu zapisania Akcji Sprzedawanych na rachunkach papierów wartościowych Inwestorów Indywidualnych w formie komunikatu aktualizacyjnego w trybie art. 52 ust. 2 Ustawy o Ofercie.

Akcje Sprzedawane, które nie zostaną przydzielone Inwestorom Indywidualnym zgodnie z zasadą Maksymalnego Przydziału, zostaną przydzielone Inwestorom Indywidualnym, poczynając od zapisów, które opiewały na największą liczbę Akcji Sprzedawanych, przydzielając dodatkowo po jednej Akcji Sprzedawanej do każdego zapisu aż do wyczerpania Liczby Akcji Sprzedawanych Przeznaczonych do Przydziału Inwestorom Indywidualnym.

Jeżeli nie będzie możliwości dokonania przydziału według zasady opisanej powyżej dla zapisów opiewających na tę samą liczbę Akcji Sprzedawanych Inwestorom Indywidualnym, pozostałe Akcje Sprzedawane będą przydzielane w drodze losowania.

Zwrot środków pieniężnych Inwestorom Indywidualnym, którym nie przydzielono Akcji Sprzedawanych, lub których zapisy na Akcje Sprzedawane zostały zredukowane lub były nieważne, oraz zwrot nadpłat zostanie dokonany na rachunek pieniężny prowadzony dla rachunku papierów wartościowych, z którego został złożony zapis, zgodnie z zasadami obowiązującymi w danej firmie inwestycyjnej, w terminie do 14 dni odpowiednio od dnia przydziału Akcji Sprzedawanych, od daty ogłoszenia o odstąpieniu od przeprowadzenia Oferty. Zwrot nadpłat i wpłat nastąpi bez odszkodowań, odsetek oraz bez zwrotu ewentualnych kosztów poniesionych przez Inwestorów Indywidualnych w związku ze składaniem zapisów na Akcje Sprzedawane.

22.9.2 Inwestorzy Instytucjonalni

Przydział Akcji Sprzedawanych poszczególnym Inwestorom Instytucjonalnym nastąpi na podstawie złożonych przez nich zapisów, pod warunkiem pełnego opłacenia złożonego zapisu zgodnie z zasadami opisanymi w Prospekcie, w liczbie, o której poszczególne Inwestorzy Instytucjonalni zostaną poinformowani przez Współprowadzących Księgę Popytu w zaproszeniu do składania zapisów, o którym mowa w punkcie „Zasady składania zapisów” powyżej.

Po zakończeniu budowania księgi popytu zostaną wysłane zaproszenia do złożenia zapisu na Akcje Sprzedawane do Inwestorów Instytucjonalnych. Inwestorom Instytucjonalnym, do których wysłane zostaną zaproszenia, Akcje Sprzedawane zostaną przydzielone zgodnie ze wskazaną w nich liczbą Akcji Sprzedawanych, pod warunkiem prawidłowego złożenia i opłacenia zapisu.

Akcje Sprzedawane, w odniesieniu do których Inwestorzy Indywidualni uchylili się od skutków złożonych zapisów w trybie art. 51a Ustawy o Ofercie mogą zostać przydzielone Inwestorom Instytucjonalnym, zarówno tym, którzy wzięli udział w procesie budowania księgi popytu, jak i również tym, którzy nie wzięli udziału w procesie budowania księgi popytu, pod warunkiem prawidłowego złożenia i opłacenia zapisów złożonych w odpowiedzi na zaproszenie do złożenia takich zapisów na Akcje Sprzedawane skierowane przez Współprowadzących Księgę Popytu po uzgodnieniu z Akcjonariuszem Sprzedającym.

Akcje Sprzedawane, w odniesieniu do których Inwestorzy Instytucjonalni uchylili się od skutków złożonych zapisów w trybie art. 51a Ustawy o Ofercie, nie złożyli zapisów w odpowiedzi na zaproszenie lub nie opłacili w terminie złożonych zapisów, mogą zostać zaoferowane i przydzielone Inwestorom Instytucjonalnym, zarówno tym, którzy wzięli udział w procesie budowania księgi popytu, jak również tym, którzy nie wzięli udziału w procesie budowania księgi popytu, pod warunkiem prawidłowego złożenia i opłacenia zapisów złożonych w odpowiedzi na zaproszenie do złożenia takich zapisów na Akcje Sprzedawane skierowane przez Współprowadzących Księgę Popytu po uzgodnieniu z Akcjonariuszem Sprzedającym, że mogą zostać przydzielone Gwarantom Oferty.

W przypadku dokonania niepełnej wpłaty na Akcje Sprzedawane bądź złożenia przez Inwestora Instytucjonalnego zapisu na liczbę Akcji Sprzedawanych mniejszą niż określona w zaproszeniu, temu Inwestorowi Instytucjonalnemu zostanie przydzielona liczba Akcji Sprzedawanych na jaką Inwestor Instytucjonalny dokonał wpłaty, lub też może zostać przydzielona mniejsza liczba Akcji Sprzedawanych niż wynikająca z dokonanej wpłaty.

Zwrot środków pieniężnych Inwestorom Instytucjonalnym, którym nie przydzielono Akcji Sprzedawanych lub których zapisy na Akcje Sprzedawane zostały unieważnione lub, nieuwzględnione oraz nadpłat zostanie dokonany w terminie 7 dni od dnia przydziału Akcji Sprzedawanych lub od daty ogłoszenia o odstąpieniu od przeprowadzenia Oferty niezwłocznie bez jakichkolwiek odsetek bądź odszkodowań na rachunek wskazany przez danego Inwestora Instytucjonalnego.

22.10 Rozliczenie

Zapisanie Akcji Sprzedawanych (Akcji Sprzedawanych o wartości nominalnej 1 zł albo Akcji Sprzedawanych oznaczonych serią AA o wartości nominalnej 9 zł, w zależności od wyników procesu Scalenia Akcji) na rachunkach papierów wartościowych Inwestorów Indywidualnych nastąpi na rachunki, z których został złożony zapis.

Oferujący wystawi odpowiednio instrukcje rozliczeniowe lub przelewy celem przeniesienia Akcji Sprzedawanych na rachunki papierów wartościowych Inwestorów Instytucjonalnych. Jeżeli dane przekazane przez Inwestora Instytucjonalnego na potrzeby przeniesienia Akcji Sprzedawanych będą niekompletne lub nieprawidłowe, Inwestor Instytucjonalny musi liczyć się z przeniesieniem Akcji Sprzedawanych na swój rachunek papierów wartościowych w terminie późniejszym, po uzupełnieniu lub skorygowaniu przez inwestora danych. Współprowadzący Księgę Popytu nie ponoszą odpowiedzialności za nieprzeniesienie Akcji Sprzedawanych wynikające z niekompletnych lub nieprawidłowych danych przekazanych przez Inwestora Instytucjonalnego na potrzeby przeniesienia Akcji Sprzedawanych.

W przypadku niemożności zapisania Akcji Sprzedawanych przydzielonych Inwestorowi Instytucjonalnemu na rachunku papierów wartościowych wskazanym przez tego inwestora bądź w przypadku niewskazania takiego rachunku papierów wartościowych, Akcje Sprzedawane zostaną zapisane na rachunkach papierów wartościowych Współprowadzących Księgę Popytu, którzy przyjęli deklarację od określonego inwestora oraz którzy podejmą działania mające na celu niezwłoczne przeniesienie Akcji Sprzedawanych na właściwy rachunek papierów wartościowych danego inwestora.

22.11 Notowanie Akcji

Akcje Spółki nie były i nie są przedmiotem obrotu na żadnym rynku regulowanym. Spółka zamierza złożyć wniosek o dematerializację i rejestrację 14.304.948.858 akcji zwykłych na okaziciela serii A, B, C, D, E, F, G, H, I, J i K Spółki (1.589.438.762 akcji zwykłych na okaziciela serii AA Spółki po przeprowadzeniu Scalenia Akcji – opis przedstawiony jest w Rozdziale 18 (*Akcje, Kapitał Zakładowy i Walne Zgromadzenie*), w tym wszystkich Akcji Sprzedawanych, w KDPW, a także zamierza ubiegać się o ich dopuszczenie i wprowadzenie do notowań oraz do obrotu w systemie notowań ciągłych na rynku podstawowym GPW. Dopuszczenie i wprowadzenie Akcji do notowań na GPW wymaga m.in.: (i) zawarcia przez Spółkę umowy z KDPW w sprawie rejestracji Akcji w depozycie prowadzonym przez KDPW; oraz (ii) podjęcia przez Zarząd GPW uchwał o dopuszczeniu i wprowadzeniu Akcji do obrotu na GPW. Intencją Spółki jest, aby obrót Akcjami na GPW rozpoczął się w terminie około 1 tygodnia od dnia przydziału Akcji Sprzedawanych, o ile nie wystąpią nieprzewidziane okoliczności.

Ponadto, po zarejestrowaniu przez sąd rejestrowy zmian statutu Spółki wynikających z podwyższenia kapitału zakładowego w drodze emisji Akcji Aportowych, Spółka zamierza ubiegać się o dopuszczenie i wprowadzenie tych akcji do obrotu na rynku podstawowym GPW oraz ich asymilacji z akcjami znajdującymi się w obrocie na tym rynku. Ubieganie się o dopuszczenie i wprowadzenie Akcji Aportowych do obrotu na rynku GPW nie będzie przeprowadzane na podstawie niniejszego Prospektu.

22.12 Zamiary Spółki dotyczące wprowadzenia programu lojalnościowego

Inwestorzy Indywidualni, którzy nabędą Akcje Sprzedawane w wyniku Oferty oraz nie dokonają ich zbycia ani obciążenia prawem użytkownika lub zastawu przez okres 1 (jednego) roku, licząc od pierwszego dnia notowania akcji Spółki na rynku podstawowym Giełdy Papierów Wartościowych S.A. w Warszawie będą uprawnieni do skorzystania z oferty „Gwarancja niższej ceny” zapewniającej rabat w przedziale od 5% do 15% od obowiązujących cen w taryfach dla klientów indywidualnych, w okresie od lipca 2011 r. do czerwca 2012 r. Ostateczna wysokość rabatu z przedziału od 5% do 15% oraz szczegółowe warunki oferty „Gwarancja niższej ceny” zostaną przedstawione przez oferenta w czerwcu 2011 r.

Celem skorzystania z uprawnienia do oferty „Gwarancja niższej ceny” Inwestor Indywidualny winien po upływie roku od pierwszego dnia notowania złożyć pisemne oświadczenie o zamiarze skorzystania z tego uprawnienia wraz ze stosownym oświadczeniem o niezawarcie umowy użytkownika akcji lub umowy ustanowienia zastawu na akcjach oraz zaświadczeniem z biura maklerskiego prowadzącego jego rachunek inwestycyjny o nabyciu Akcji Sprzedawanych w wyniku Oferty oraz o niezbywaniu ich w trakcie ostatniego roku.

23. Subemisja, Stabilizacja i Umowne Ograniczenia Zbywalności Akcji

23.1 Umowa o Gwarantowanie Oferty

W dniu 1 czerwca 2010 r. Akcjonariusz Sprzedający oraz Spółka zamierzają zawrzeć warunkową umowę subemisji inwestycyjnej (**Umowa o Gwarantowanie Oferty**) z następującymi podmiotami:

- UBS Limited z adresem przy 1 Finsbury Avenue, Londyn EC2M 2PP, Wielka Brytania;
- UniCredit Bank Austria AG z adresem przy Schottengasse 6-8, 1010 Wiedeń, Austria;
- Merrill Lynch International z adresem przy 2 King Edward St., Londyn EC1A 1HQ, Wielka Brytania;
- ING Bank N.V., Oddział w Londynie, z adresem przy 60 London Wall, Londyn EC2M 5TQ, Wielka Brytania;
- BRE Bank S.A. z siedzibą przy ul. Senatorskiej 18, 00-950 Warszawa, Polska; oraz
- Powszechną Kasą Oszczędności Bank Polski S.A. z siedzibą przy ul. Puławskiej 15, 02-515 Warszawa, Polska;

jako gwarantami Oferty (**Gwaranci Oferty**), a także z:

- UniCredit CAIB Poland S.A. z siedzibą przy ul. Emilii Plater 53, 00-113 Warszawa, Polska;
- UniCredit Bank AG, Oddział w Londynie z adresem przy Moor House, 120 London Wall, Londyn EC2Y 5ET, Wielka Brytania;
- ING Securities S.A. z siedzibą przy pl. Trzech Krzyży 10/14, 00-499 Warszawa, Polska; oraz
- Domem Inwestycyjnym BRE Banku S.A. z siedzibą przy ul. Wspólnej 47/49, 00-684 Warszawa, Polska.

W ramach Umowy o Gwarantowanie Oferty, Współprowadzący Księgę Popytu zobowiążą się, z zastrzeżeniem ziszczenia się określonych warunków wskazanych poniżej, do dołożenia należytej staranności w celu zapewnienia nabycia i opłacenia Akcji Sprzedawanych przez Inwestorów Instytucjonalnych, którzy zostaną wskazani przez Współprowadzących Księgę Popytu, natomiast Gwaranci Oferty zobowiążą się do nabycia, bądź spowodowania nabycia przez ich podmioty powiązane, tych Akcji Sprzedawanych, które nie zostały nabyte przez takich Inwestorów Instytucjonalnych. Zobowiązanie subemisyjne danego Gwaranta Oferty będzie pokrywało liczbę Akcji Sprzedawanych objętych zapisami Inwestorów Instytucjonalnych wskazanych przez danego Współprowadzącego Księgę Popytu lub jego podmiot powiązany na zasadach określonych w Aneksie Cenowym.

Umowa o Gwarantowanie Oferty będzie zawierała standardowe warunki zawieszające i rozwiązujące znajdujące się w umowach gwarantowania przy transakcjach podobnych do Oferty, w tym warunki związane z wystąpieniem określonych zdarzeń siły wyższej, wystąpieniem istotnej negatywnej zmiany w sytuacji Grupy TAURON oraz na rynkach kapitałowych i w gospodarce, warunki związane z prawdziwością, kompletnością i rzetelnością oświadczeń i zapewnień udzielonych przez Spółkę i Akcjonariusza Sprzedającego w Umowie o Gwarantowanie Oferty oraz będzie zależała od podpisania aneksu cenowego do Umowy o Gwarantowanie Oferty określającego Cenę Sprzedaży dla Inwestorów Indywidualnych oraz Cenę Sprzedaży dla Inwestorów Instytucjonalnych, a także ostateczną liczbę Akcji Sprzedawanych oferowanych w ramach Oferty oraz liczbę Akcji Sprzedawanych przeznaczoną dla poszczególnych kategorii inwestorów (**Aneks Cenowy**). Podpisanie Aneksu Cenowego jest planowane po zakończeniu procesu budowy księgi popytu i ustaleniu Ceny Sprzedaży dla Inwestorów Indywidualnych oraz Ceny Sprzedaży dla Inwestorów Instytucjonalnych, a także ostatecznej liczby Akcji Sprzedawanych oferowanych w ramach Oferty oraz liczby Akcji Sprzedawanych przeznaczonych dla poszczególnych kategorii inwestorów.

Umowa o Gwarantowanie Oferty zostanie zawarta pod prawem angielskim i będzie zawierała zwyczajowe w międzynarodowych ofertach podobnych do Oferty oświadczenia i zapewnienia Spółki oraz Akcjonariusza Sprzedającego m.in. w zakresie skuteczności objęcia lub nabycia Akcji Sprzedawanych, uprawnienia do sprzedaży Akcji Sprzedawanych w Ofercie oraz stanu prawnego i sytuacji finansowej Grupy TAURON. Zgodnie z Umową o Gwarantowanie Oferty, Akcjonariusz Sprzedający oraz Spółka zobowiążą się do zwolnienia Gwarantów Oferty oraz innych określonych osób z odpowiedzialności i obowiązku świadczenia z tytułu roszczeń, zobowiązań lub kosztów, jakie mogą zostać dochodzone lub zostaną poniesione przez Gwarantów Oferty lub określone osoby w związku z Umową o Gwarantowanie Oferty (tzw. klauzula indemnifikacyjna).

Umowa o Gwarantowanie Oferty będzie zawierała standardowe zobowiązania Współprowadzących Księgę Popytu co do zakresu terytorialnego podejmowanych działań promocyjnych oraz zobowiązanie do podejmowania działań promocyjnych jedynie w stosunku do określonych kategorii inwestorów instytucjonalnych oraz w każdym przypadku zgodnie z prawem jurysdykcji, gdzie takie działania będą podejmowane.

Umowa o Gwarantowanie Oferty będzie przewidywać, że Spółka oraz Akcjonariusz Sprzedający będą podlegali umownemu ograniczeniu zbywalności oraz emisji Akcji. Zobowiązania dotyczące umownego ograniczenia zbywalności Akcji oraz emisji przez Spółkę nowych Akcji zostały opisane w punkcie 23.4 (*Umowne ograniczenia zbywalności i emisji Akcji*).

W zakresie, w jakim będzie to wymagane przepisami prawa, informacja o zawarciu Umowy o Gwarantowanie Oferty zostanie podana do publicznej wiadomości w formie komunikatu aktualizacyjnego w trybie art. 52 ust. 2 Ustawy o Ofercie. W przypadku, gdy w ocenie Akcjonariusza Sprzedającego zmiana warunków Umowy o Gwarantowanie Oferty lub terminu jej zawarcia mogłaby w sposób znaczący wpłynąć na ocenę Akcji Sprzedawanych, informacja ta zostanie udostępniona do publicznej wiadomości w formie aneksu do Prospektu, zgodnie z art. 51 Ustawy o Ofercie. Przekazanie przez Spółkę informacji na temat Ceny Sprzedaży dla Inwestorów Indywidualnych oraz Ceny Sprzedaży dla Inwestorów Instytucjonalnych, a także ostatecznej liczby Akcji Sprzedawanych oferowanych w ramach Oferty oraz liczby Akcji

Sprzedawanych przeznaczonych dla poszczególnych kategorii inwestorów w trybie art. 54 Ustawy o Ofercie będzie równoznaczne z zawarciem Aneksu Cenowego na warunkach określonych w powyższej informacji.

23.2 Prowizje na rzecz Menedżerów Oferty

W zamian za usługi wykonywane w związku z Ofertą Akcjonariusz Sprzedający zobowiązał się zapłacić Menedżerom Oferty prowizję za ich usługi świadczone w związku z Ofertą, w tym za gwarantowanie powodzenia Oferty, w wysokości 0,46% wpływów brutto z Oferty. Ponadto, Akcjonariusz Sprzedający zobowiązał się zapłacić Menedżerom Oferty dodatkowe wynagrodzenie w kwocie nie większej niż 2,7 mln zł stanowiącej równowartość kosztów i wydatków (takich jak koszty Menedżerów Oferty związane ze spotkaniami z inwestorami w związku z akcją promocyjną Oferty, koszty obsługi prawnej Menedżerów Oferty) poniesionych przez Menedżerów Oferty bezpośrednio w związku z przygotowaniem i przeprowadzaniem Oferty oraz procesu Scalenia Akcji w zakresie, w jakim nie zostaną one pokryte przez Spółkę.

Podana wysokość prowizji na rzecz Menedżerów Oferty nie obejmuje ewentualnych kosztów z tytułu działań stabilizacyjnych, których wysokość w dacie Prospektu jest niemożliwa do określenia, gdyż wysokość tych kosztów będzie zależała od tego, czy działania stabilizacyjne zostaną podjęte, a także od tego ile transakcji stabilizacyjnych zostanie przeprowadzonych i jaka będzie ich ostateczna wielkość.

Informacje w zakresie pozostałych kosztów Oferty ponoszonych przez Spółkę znajdują się w Rozdziale 4 (*Wykorzystanie Wpływów z Oferty*).

23.3 Działania stabilizacyjne

Oferta nie zakłada możliwości dokonania nadprzydziału lub opcji dodatkowego przydziału, przy czym do 10% ostatecznej liczby Akcji Sprzedawanych oferowanych w ramach Oferty zostanie sprzedana Inwestorom Instytucjonalnym za pośrednictwem jednego z Globalnych Koordynatorów działającego jako menedżer stabilizujący (**Menedżer Stabilizujący**), który nabędzie te akcje od Akcjonariusza Sprzedającego na podstawie warunkowej umowy sprzedaży.

Akcjonariusz Sprzedający przewiduje, że w związku z Ofertą Menedżer Stabilizujący będzie mógł nabywać na GPW Akcje w liczbie stanowiącej do 10% ostatecznej liczby Akcji Sprzedawanych oferowanych w ramach Oferty w celu stabilizacji ich kursu giełdowego na poziomie wyższym niż poziom, który ustaliby się w innych okolicznościach, gdyby działania takie nie były podejmowane. Nabywanie Akcji w ramach transakcji stabilizacyjnych będzie dokonywane na zasadach określonych w Rozporządzeniu w Sprawie Stabilizacji. Transakcje nabycia Akcji będą mogły być dokonywane w okresie nie dłuższym niż Okres Stabilizacji po cenie nie wyższej niż Cena Sprzedaży dla Inwestorów Instytucjonalnych. Menedżer Stabilizujący nie będzie jednak zobowiązany do podjęcia jakichkolwiek działań stabilizacyjnych. Jeśli działania takie zostaną podjęte przez Menedżera Stabilizującego, mogą one zostać przerwane w każdym czasie, jednak nie później niż z upływem Okresu Stabilizacji. Nie ma pewności, że jeśli działania stabilizacyjne zostaną podjęte, to przyniosą one przewidywane skutki.

W związku z transakcjami stabilizacyjnymi, które Menedżer Stabilizujący może przeprowadzać na GPW, Akcjonariusz Sprzedający dokona warunkowej sprzedaży Menedżerowi Stabilizującemu do 10% ostatecznej liczby Akcji Sprzedawanych oferowanych w ramach Oferty (**Opcja Stabilizacyjna**). Nabycie Akcji przez Menedżera Stabilizującego w transakcjach stabilizujących będzie skutkowało zwrotnym przeniesieniem ich własności na Akcjonariusza Sprzedającego po zakończeniu Okresu Stabilizacji. Zwrotne przeniesienie Akcji może nastąpić w ramach jednej lub więcej transakcji.

Transakcje stabilizacyjne dokonywane przez Menedżera Stabilizującego będą finansowane ze środków pochodzących z uplasowania Akcji Sprzedawanych objętych Opcją Stabilizacyjną przez Menedżera Stabilizującego. Wpływy Akcjonariusza Sprzedającego z Akcji Sprzedawanych objętych Opcją Stabilizacyjną zostaną przekazane Akcjonariuszowi Sprzedającemu po zakończeniu Okresu Stabilizacji i będą stanowiły równowartość Ceny Sprzedaży dla Inwestorów Instytucjonalnych oraz liczby Akcji Sprzedawanych objętych Opcją Stabilizacyjną pomniejszonej o liczbę Akcji nabytych w ramach transakcji stabilizacyjnych, pomniejszonej o prowizję brokerską Menedżera Stabilizującego.

Informacje na temat stabilizacji będą przekazywane na zasadach przewidzianych w Rozporządzeniu w sprawie Stabilizacji. W szczególności, nie później niż w terminie 5 dni od upływu Okresu Stabilizacji, Menedżer Stabilizujący przekaze Spółce informacje na temat faktu podjęcia lub niepodjęcia stabilizacji, daty rozpoczęcia stabilizacji, daty ostatniego pojawienia się stabilizacji, przedziału cenowego, w ramach którego były dokonywane transakcje stabilizacyjne, dla każdej z dat dokonywania transakcji stabilizacyjnej. Informacje te zostaną następnie przekazane przez Spółkę do publicznej wiadomości, nie później niż w ciągu 7 dni od upływu Okresu Stabilizacji.

23.4 Umowne ograniczenia zbywalności i emisji Akcji

23.4.1 Akcjonariusz Sprzedający

W Umowie o Gwarantowanie Oferty Akcjonariusz Sprzedający zobowiąże się wobec Współprowadzących Księgę Popytu oraz Gwarantów Oferty, iż w okresie od dnia zawarcia tej umowy do upływu 180 dni od dnia pierwszego notowania Akcji na GPW Akcjonariusz Sprzedający nie będzie, bez pisemnej zgody Globalnych Współprowadzących Księgę Popytu, oferować, sprzedawać, obciążać ani w inny sposób rozporządzać, ani publicznie ogłaszać emisji, oferty, sprzedaży ani zbycia lub zamiaru podjęcia takich działań lub podejmować działań zmierzających do lub mogących skutkować emisją, Akcji lub papierów wartościowych wymiennych bądź zamiennych na Akcje lub umożliwiających ich uzyskanie w drodze realizacji praw związanych z takimi papierami wartościowymi, innych praw umożliwiających

nabycie Akcji, ani innych papierów wartościowych lub instrumentów finansowych, których wartość jest ustalana bezpośrednio lub pośrednio przez odniesienie do ceny powyższych papierów wartościowych stanowiących ich instrument bazowy, włącznie ze swapami na akcje, kontraktami terminowymi i opcjami, z wyjątkiem (i) emisji Akcji Aportowych na rzecz Akcjonariusza Sprzedającego w zamian za udziały mniejszościowe i akcje posiadane przez Akcjonariusza Sprzedającego w spółkach zależnych Spółki, (ii) emisji akcji na rzecz Kompanii Węglowej w zamian za udziały w spółce celowej, do której Kompania Węglowa wniesie przedsiębiorstwo KWK Bolestaw Śmiały oraz w zamian za akcje w PKW oraz (iii) wydawania Akcji przez Skarb Państwa na mocy przepisów Ustawy o Wymianie Akcji Pracowniczych.

23.4.2 Spółka

W Umowie o Gwarantowanie Oferty Spółka zobowiąże się wobec Współprowadzących Księgę Popytu oraz Gwarantów Oferty, iż w okresie od dnia zawarcia tej umowy do upływu 360 dni od dnia pierwszego notowania Akcji na GPW, Spółka nie będzie, bez pisemnej zgody Globalnych Współprowadzących Księgę Popytu, oferować, sprzedawać, obciążać ani w inny sposób rozporządzać, ani publicznie ogłaszać emisji, oferty, sprzedaży ani zbycia, lub zamiaru podjęcia takich działań lub podejmować działań zmierzających do lub mogących skutkować emisją Akcji lub papierów wartościowych wymiennych bądź zamiennych na Akcje lub umożliwiających ich uzyskanie w drodze realizacji praw związanych z takimi papierami wartościowymi, innych praw umożliwiających nabycie Akcji, ani innych papierów wartościowych lub instrumentów finansowych, których wartość jest ustalana bezpośrednio lub pośrednio przez odniesienie do ceny powyższych papierów wartościowych stanowiących ich instrument bazowy, włącznie ze swapami na akcje, kontraktami terminowymi i opcjami, z wyjątkiem (i) emisji Akcji Aportowych na rzecz Akcjonariusza Sprzedającego w zamian za udziały mniejszościowe i akcje posiadane przez Akcjonariusza Sprzedającego w spółkach zależnych Spółki oraz (ii) emisji akcji na rzecz Kompanii Węglowej w zamian za udziały w spółce celowej, do której Kompania Węglowa wniesie przedsiębiorstwo KWK Bolestaw Śmiały oraz w zamian za akcje w PKW oraz (iii) emisji Akcji Połączeniowych.

W zakresie, w jakim będzie to wymagane przepisami prawa, informacja o zaciągnięciu przez Spółkę i Akcjonariusza Sprzedającego zobowiązań ograniczających zbywalność lub emisji Akcji zostanie podana do publicznej wiadomości w formie komunikatu aktualizacyjnego w trybie art. 52 ust. 2 Ustawy o Ofercie. W przypadku, gdy w ocenie Akcjonariusza Sprzedającego zmiana warunków powyższych zobowiązań lub terminu ich zaciągnięcia mogłaby w sposób znaczący wpłynąć na ocenę Akcji Sprzedawanych, informacja ta zostanie udostępniona do publicznej wiadomości w formie aneksu do Prospektu, zgodnie z art. 51 Ustawy o Ofercie.

23.5 Powiązania w ramach innych transakcji

Menedżerowie Oferty oraz ich podmioty powiązane prowadzili w przeszłości oraz mogą w przyszłości świadczyć usługi bankowości inwestycyjnej, komercyjnej oraz inne usługi finansowe, a także dokonywać innego rodzaju transakcji z Akcjonariuszem Sprzedającym, podmiotami, w stosunku do których Akcjonariusz Sprzedający jest podmiotem dominującym, ze Spółką oraz jej podmiotami powiązanymi. Menedżerowie Oferty oraz ich podmioty powiązane otrzymywali i mogą w przyszłości otrzymywać wynagrodzenia i prowizje zwyczajowo należne z tytułu świadczenia takich usług lub przeprowadzania transakcji.

Menedżerowie Oferty lub ich podmioty powiązane mogą nabywać instrumenty finansowe emitowane przez Akcjonariusza Sprzedającego, Spółkę, ich podmioty powiązane lub instrumenty finansowe powiązane z instrumentami finansowymi emitowanymi przez wskazane powyżej podmioty, w szczególności w ramach Umowy o Gwarantowanie Oferty. W związku z Ofertą, każdy z Menedżerów Oferty lub ich podmiotów powiązanych może również, działając jako inwestor na własny rachunek, nabyć Akcje Sprzedawane w Ofercie, a następnie je posiadać, zbyć lub rozporządzić nimi w inny sposób. Każdy z Menedżerów Oferty przekaże informacje o nabyciu Akcji Sprzedawanych lub dokonywaniu transakcji opisanych powyżej jedynie w przypadku, gdy obowiązek ujawniania takich transakcji będzie wynikał z powszechnie obowiązujących przepisów prawa lub regulacji.

24. Ograniczenia Sprzedaży Akcji Sprzedawanych

24.1 Oferta publiczna Akcji Sprzedawanych w Polsce

Prospekt został sporządzony wyłącznie na potrzeby Oferty przeprowadzanej w drodze oferty publicznej w rozumieniu art. 3 ust. 3 Ustawy o Ofercie na terytorium Polski.

W związku z Ofertą przeprowadzaną na terytorium Polski mogą zostać podjęte ograniczone działania marketingowe mające na celu przekazanie informacji o Ofercie Kwalifikowanym Nabywcom Instytucjonalnym w Stanach Zjednoczonych Ameryki w rozumieniu i zgodnie z Przepisem 144A Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych oraz innym inwestorom instytucjonalnym poza Stanami Zjednoczonymi Ameryki (z wyłączeniem Polski) zgodnie z Regulacją S wydaną na podstawie Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych. W celu prowadzenia takich ograniczonych działań marketingowych, zgodnie z właściwymi przepisami prawa jurysdykcji, w których takie działania będą prowadzone, został sporządzony międzynarodowy Dokument Marketingowy w języku angielskim (*International Offering Circular*), który nie będzie podlegał zatwierdzeniu przez KNF ani inny organ nadzoru, w szczególności organ właściwy w jurysdykcji, gdzie takie ograniczone działania promocyjne będą prowadzone.

Promocja Oferty poza granicami Polski będzie przeprowadzana w oparciu o Dokument Marketingowy skierowany do wybranych Inwestorów Instytucjonalnych poza Polską w trybie przewidzianym w Dyrektywie Prospektowej (w sposób, w jaki została ona wprowadzona w Państwach Członkowskich) dla zwolnienia z wymogu sporządzenia prospektu lub innego dokumentu ofertowego na potrzeby oferty akcji, zatwierdzonego przez właściwy organ lub zgłoszonego do właściwego organu i następnie opublikowanego. Ani Spółka, ani Akcjonariusz Sprzedający, ani Menedżerowie Oferty nie wyrazili ani nie wyrażą zgody na przeprowadzenie jakiegokolwiek oferty Akcji Sprzedawanych w drodze oferty publicznej w Polsce w inny sposób niż na podstawie Prospektu, za pośrednictwem jakiegokolwiek innego pośrednika finansowego.

Ani Spółka, ani Akcjonariusz Sprzedający, ani Menedżerowie Oferty nie podejmowali i nie będą podejmować w żadnej jurysdykcji poza Polską żadnych działań mających na celu umożliwienie przeprowadzenia oferty publicznej Akcji Sprzedawanych, czy też posiadanie lub rozpowszechnianie Prospektu bądź jakiegokolwiek innego materiału ofertowego dotyczącego Akcji Sprzedawanych, w żadnej jurysdykcji, gdzie wymagane jest podjęcie takich działań. W związku z tym Akcje Sprzedawane nie mogą być przedmiotem bezpośredniej lub pośredniej oferty lub sprzedaży, a Prospekt nie może być rozpowszechniany ani publikowany na lub z terytorium jakiegokolwiek kraju lub jurysdykcji, inaczej niż z zachowaniem wszelkich stosownych zasad i regulacji właściwych dla danego kraju lub jurysdykcji.

W niektórych jurysdykcjach rozpowszechnianie Dokumentu Marketingowego oraz promocja Oferty mogą podlegać ograniczeniom prawnym. Osoby posiadające Dokument Marketingowy powinny więc zapoznać się z wszelkimi ograniczeniami tego rodzaju, przestrzegać takich ograniczeń oraz zasad przeprowadzania ograniczonych działań promocyjnych w związku z Ofertą, uwzględniając ograniczenia przedstawione poniżej. Nieprzestrzeganie tych ograniczeń może stanowić naruszenie przepisów regulujących obrót papierami wartościowymi obowiązującymi w danej jurysdykcji.

Prospekt nie stanowi oferty objęcia ani nabycia jakichkolwiek papierów wartościowych opisanych w Prospekcie, adresowanej do jakiegokolwiek osoby w jakiegokolwiek jurysdykcji, jeżeli w takiej jurysdykcji składanie takiej osobie takiej oferty lub nakłanianie jej do nabycia akcji jest niezgodne z prawem.

24.2 Stany Zjednoczone Ameryki

Akcje Sprzedawane ani inne papiery wartościowe Spółki opisywane w Prospekcie nie zostały i nie zostaną zarejestrowane zgodnie z Amerykańską Ustawą o Papierach Wartościowych ani przez żaden inny organ regulujący obrót papierami wartościowymi jakiegokolwiek innego stanu lub terytorium podległego jurysdykcji Stanów Zjednoczonych Ameryki, i poza niektórymi wyjątkami, nie mogą być oferowane lub sprzedawane w Stanach Zjednoczonych Ameryki, chyba że na podstawie zwolnienia od obowiązku rejestracji zgodnie z Amerykańską Ustawą o Papierach Wartościowych. W związku z Ofertą informacje na temat Oferty będą przekazywane wyłącznie (i) inwestorom poza Stanami Zjednoczonymi Ameryki zgodnie z postanowieniami Regulacji S, oraz (ii) Kwalifikowanych Nabywców Instytucjonalnych w Stanach Zjednoczonych Ameryki, zgodnie z definicją zawartą w, i na warunkach określonych w, Przepisie 144A, albo na podstawie innego zwolnienia od obowiązku rejestracji, lub w drodze transakcji, które nie podlegają takiej rejestracji. Ponadto w ciągu 40 dni po rozpoczęciu Oferty jakiegokolwiek oferowanie bądź sprzedaż Akcji Sprzedawanych w Stanach Zjednoczonych Ameryki przez jakiegokolwiek pośrednika w obrocie papierami wartościowymi (niezależnie od tego, czy uczestniczył w Ofercie) może naruszać obowiązek rejestracji określony w Amerykańskiej Ustawie o Papierach Wartościowych, chyba że takie oferowanie i sprzedaż odbywa się na warunkach określonych w Przepisie 144A.

24.3 Europejski Obszar Gospodarczy

Prospekt został zatwierdzony przez KNF, organ nadzoru nad rynkiem kapitałowym na terytorium Polski. W żadnym państwie członkowskim należącym do EOG, które wprowadziło postanowienia Dyrektywy Prospektowej (każde z nich zwane dalej osobno **Odpowiednim Państwem Członkowskim**), nie była ani nie prowadzona publiczna oferta Akcji Sprzedawanych. Jednakże Globalni Współprowadzący Księgę Popytu mogą dokonywać promocji Oferty w danym Odpowiednim Państwie Członkowskim w oparciu o Dokument Marketingowy w ramach następujących zwolnień w trybie Dyrektywy Prospektowej, jeżeli zwolnienia te zostały implementowane w danym Odpowiednim Państwie Członkowskim:

- promocja Oferty kierowana będzie do osób prawnych uprawnionych do prowadzenia działalności na rynkach finansowych lub podlegających regulacjom umożliwiającym im taką działalność oraz podmiotów niebędących podmiotami uprawnionymi do prowadzenia działalności na rynkach finansowych lub podlegających regulacjom umożliwiającym im taką działalność, których wyłącznym przedmiotem działalności jest inwestowanie w papiery wartościowe,
- promocja Oferty kierowana będzie do osób prawnych, które zgodnie z ich ostatnim rocznym lub skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym spełniają co najmniej dwa z poniższych kryteriów: (i) średnia liczba ich pracowników w poprzednim roku obrotowym wynosiła co najmniej 250 osób; (ii) suma bilansowa przekraczała 43 mln EUR; (iii) roczne obroty netto przekraczały 50 mln EUR,
- promocja Oferty kierowana będzie do mniej niż 100 osób fizycznych lub prawnych w danym Odpowiednim Państwie Członkowskim lub do mniej niż 100 osób fizycznych lub prawnych we wszystkich Państwach Członkowskich, w zależności od metody obliczeń przewidzianej w odpowiednich regulacjach prawnych takiego Odpowiedniego Państwa Członkowskiego, oraz
- promocja Oferty będzie podjęta we wszelkich innych okolicznościach podlegających przepisom art. 3(2) Dyrektywy Prospektowej,

pod warunkiem że (i) taka promocja Oferty nie będzie skutkować wymogiem opublikowania Prospektu przez Spółkę, Akcjonariusza Sprzedającego lub któregośkolwiek z Menedżerów Oferty zgodnie z art. 3 Dyrektywy Prospektowej, oraz (ii) każda taka osoba fizyczna lub prawna (**Dozwolony Inwestor**) nabędzie takie Akcje Sprzedawane w ramach Oferty przeprowadzonej wyłącznie na terytorium Polski zgodnie z zasadami przewidzianymi w Prospekcie na własny rachunek, bez zamiaru sprzedaży Akcji Sprzedawanych lub ich plasowania w którymkolwiek Odpowiednim Państwie Członkowskim (chyba że na rzecz innych Dozwolonych Inwestorów), albo na rachunek innych Dozwolonych Inwestorów lub (iii) Dozwolony Inwestor nabędzie takie Akcje Oferowane w ramach Oferty przeprowadzonej wyłącznie na terytorium Polski zgodnie z zasadami przewidzianymi w Prospekcie na rachunek innych osób bądź podmiotów, na rzecz których podejmuje decyzje inwestycyjne w ramach zarządzania cudzym pakietem papierów wartościowych na zlecenie.

Złożenie przez dowolnego inwestora z Odpowiedniego Państwa Członkowskiego zapisu na Akcje Sprzedawane na zasadach określonych w Prospekcie w ramach Oferty przeprowadzonej wyłącznie na terytorium Polski zostanie uznane za złożenie przez tego inwestora wobec Spółki, Akcjonariusza Sprzedającego oraz Współprowadzących Księgę Popytu oświadczenia i zapewnienia, że taki inwestor jest Dozwolonym Inwestorem oraz że podporządkował się on wszelkim innym ograniczeniom mającym zastosowanie w takim Odpowiednim Państwie Członkowskim oraz że zapis został złożony przez takiego inwestora z zachowaniem zasad Oferty określonych w Prospekcie.

W Państwie Członkowskim mogą obowiązywać dodatkowe zasady i przepisy (przyjęte w takim państwie lub jurysdykcji w obrębie EOG) odnoszące się do ograniczonych działań promocyjnych dotyczących Akcji Sprzedawanych lub rozpowszechniania bądź publikacji Dokumentu Marketingowego. Osoby posiadające Dokument Marketingowy powinny zapoznać się z wszelkimi tego rodzaju ograniczeniami dotyczącymi rozpowszechniania Dokumentu Marketingowego oraz ograniczonych działań promocyjnych w odniesieniu do Akcji Sprzedawanych obowiązującymi w takim Państwie Członkowskim oraz ich przestrzegać.

24.4 Wielka Brytania

Zarówno Prospekt, jak i Dokument Marketingowy na potrzeby promocji Oferty nie zostały ani nie zostaną przedstawione do zatwierdzenia Urzędowi Nadzoru Finansowego (*Financial Services Authority*) w Wielkiej Brytanii. Ponadto w Wielkiej Brytanii Dokument Marketingowy może być dystrybuowany wyłącznie wśród i adresowany wyłącznie do (a) osób, o których mowa w art. 19(5) Zarządzenia w sprawie promocji finansowej z 2005 r. wydanego na podstawie brytyjskiej Ustawy o Rynkach i Usługach Finansowych (*Financial Services and Markets Act*) z 2000 r., ze zm. (**Zarządzenie**) (osoby posiadające zawodowe doświadczenie w kwestiach inwestycyjnych) lub (b) podmiotów, o których mowa w art. 49(2)(a) – (d) Zarządzenia (spółki i inne podmioty o znacznej wartości netto), lub (c) osób, którym można przesłać lub przekazać, zaproszenie do udziału w działalności inwestycyjnej (w rozumieniu art., 21 brytyjskiej Ustawy o Rynkach i Usługach Finansowych (*Financial Services and Markets Act*) z 2000 r., ze zm.) w związku z emisją lub sprzedażą Akcji w inny sposób zgodny z prawem lub spowodować przesłanie lub przekazanie takiego zaproszenia (**Właściwe Osoby**).

Promocja Oferty poza terytorium Polski będzie adresowana wyłącznie, a Dokument Marketingowy zostanie przekazany tylko, i będzie przeznaczony tylko, dla Właściwych Osób. Podmioty nie będące Właściwymi Osobami nie mogą podejmować żadnych decyzji w oparciu o Prospekt lub Dokument Marketingowy. Jakakolwiek inwestycja czy działalność inwestycyjna objęta Dokumentem Marketingowym jest dostępna w Wielkiej Brytanii jedynie dla Właściwych Osób, i działalność inwestycyjna będzie dokonywana wyłącznie przy udziale takich osób. Osoby, które otrzymają Dokument Marketingowy, nie są uprawnione do przekazania go żadnej innej osobie. Akcje Sprzedawane nie są oferowane publicznie na terytorium Wielkiej Brytanii.

24.5 Kanada

Zarówno Prospekt, jak i Dokument Marketingowy nie jest i w żadnych okolicznościach nie ma być prospektem, ogłoszeniem lub ofertą publiczną dotyczącą papierów wartościowych opisywanych w Prospekcie, w prowincjach lub na terytoriach Kanady. Żadna komisja ds. papierów wartościowych ani też podobna instytucja w Kanadzie nie dokonała badania ani nie wydała decyzji w sprawie Prospektu lub Dokumentu Marketingowego, ani nie dokonała oceny papierów wartościowych opisywanych w Prospekcie, a wszelkie oświadczenia o odmiennej treści stanowią wykroczenie.

24.6 Japonia

Akcje Oferowane nie zostały i nie zostaną zarejestrowane zgodnie z japońską ustawą o obrocie papierami wartościowymi (Ustawa Nr 25 z 1948 r., ze zm.). Akcje Oferowane nie są i nie mogą być przedmiotem bezpośredniej ani pośredniej oferty lub sprzedaży na terytorium Japonii lub na rzecz rezydenta Japonii (który to termin obejmuje również spółki lub inne podmioty utworzone zgodnie z prawem Japonii), ani na rzecz innego podmiotu w celu dalszej bezpośredniej lub pośredniej oferty lub sprzedaży na terytorium Japonii lub na rzecz rezydenta Japonii, chyba że (i) na mocy zwolnienia z wymogów rejestracyjnych przewidzianych w japońskiej ustawie o obrocie papierami wartościowymi i zgodnie z wszystkimi pozostałymi przepisami tej ustawy, oraz (ii) zgodnie z wszystkimi innymi odnośnymi wymogami prawa Japonii.

24.7 Australia

W Australii Dokument Marketingowy może być dystrybuowany wyłącznie wśród i adresowany wyłącznie do wykwalifikowanych inwestorów (*sophisticated investors*), do inwestorów profesjonalnych (*professional investors*) lub do klientów dokonujących znacznego obrotu papierami wartościowymi (*wholesale clients*) (w rozumieniu art. 708(10), art. 708(11) i art. 761G australijskiej ustawy o spółkach z 2001 r. (*Australian Corporations Act 2001 (Cth)*)), będących podmiotami, do których może być adresowana oferta papierów wartościowych bez obowiązku sporządzania dokumentu ofertowego zgodnie z Rozdziałem 6D oraz Rozdziałem 7 powyżej ustawy.

24.8 Szwajcaria

Prospekt, Dokument Marketingowy ani wszelkie inne materiały dotyczące Akcji Sprzedawanych nie stanowią prospektu emisyjnego na potrzeby art. 652a lub 1156 szwajcarskiego kodeksu zobowiązań. Akcje nie będą notowane na giełdzie papierów wartościowych w Szwajcarii – SIX Swiss Exchange, w związku z czym nie ma konieczności zapewnienia, że dokumenty dotyczące Akcji, w tym Prospekt, są zgodne ze standardami ujawniania informacji określonymi w zasadach notowania papierów wartościowych na giełdzie papierów wartościowych w Szwajcarii – SIX Swiss Exchange lub we właściwych wzorach prospektów załączonych do zasad notowania papierów wartościowych na giełdzie papierów wartościowych w Szwajcarii – SIX Swiss Exchange.

W Szwajcarii informacje na temat Akcji Sprzedawanych i Oferty mogą być przekazywane wyłącznie do ograniczonej liczby wybranych inwestorów, w żadnym przypadku nie w drodze oferty publicznej, którzy nie nabywają Akcji Sprzedawanych z zamiarem ich dalszej publicznej sprzedaży. Dokument Marketingowy może zostać wykorzystany jedynie przez inwestorów, którym został przekazany w związku z Ofertą, i nie podlega, bezpośrednio ani, pośrednio, rozpowszechnianiu ani udostępnianiu żadnym innym osobom bez wyraźnej zgody Spółki lub Akcjonariusza Sprzedającego, ani nie może być wykorzystywany w związku z żadną inną ofertą, a w szczególności, nie może być powielany ani rozpowszechniany publicznie w (lub ze) Szwajcarii.

24.9 Międzynarodowe Centrum Finansowe w Dubaju

Dokument Marketingowy będzie dotyczył oferty zwolnionej na podstawie Regulaminu Oferowania Papierów Wartościowych wydanego przez Komisję Nadzoru Finansowego w Dubaju. Dokument Marketingowy może być rozpowszechniany wyłącznie na rzecz osób określonych w Regulaminie Oferowania Papierów Wartościowych i nie podlega przekazaniu żadnej innej osobie oraz żadna taka osoba nie może na nim polegać. Komisja Nadzoru Finansowego w Dubaju nie jest zobowiązana do dokonania przeglądu ani weryfikacji jakichkolwiek dokumentów związanych z ofertami powiązаныmi. Komisja Nadzoru Finansowego w Dubaju nie zatwierdziła Prospektu ani Dokumentu Marketingowego, ani nie podjęła kroków w celu weryfikacji zawartych w nim informacji i nie ponosi odpowiedzialności związanej z dokumentami ofertowymi. Rynek Akcji Sprzedawanych może utracić płynność, a Akcje Sprzedawane mogą podlegać ograniczeniom w zakresie ich dalszej sprzedaży. Ewentualni nabywcy Akcji Sprzedawanych powinni przeprowadzić własną analizę Akcji Sprzedawanych. Inwestorzy, którzy nie rozumieją treści Dokumentu Marketingowego, powinni skonsultować się z doradcą finansowym.

25. Warunki Oferty Akcji Połączeniowych

25.1 Informacje ogólne

Oferta Akcji Połączeniowych realizowana w ramach Połączenia zostanie przeprowadzona na podstawie:

- Uchwały Połączeniowej – uchwały Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki nr 4 z dnia 8 kwietnia 2010 r.,
- uchwały zwyczajnego zgromadzenia Wspólników Enion Zarządzanie Aktywami nr 2/2010 z dnia 26 marca 2010 r., oraz
- uchwały zwyczajnego zgromadzenia Wspólników Energomix Servis nr 2/2010 z dnia 26 marca 2010 r.

W związku z procesem Połączenia, Spółka oraz Spółki Przejmowane dokonały również innych czynności niż podjęcie wskazanych powyżej uchwał Walnego Zgromadzenia Spółki oraz zgromadzeń wspólników Spółek Przejmowanych wymaganych przez właściwe przepisy prawa, w tym Kodeks Spółek Handlowych, dla przeprowadzenia procesu Połączenia. W celu przeprowadzenia procesu Połączenia dokonane zostały następujące czynności:

- (i) sporządzona została wycena Spółki oraz Spółek Przejmowanych według stanu na dzień 1 grudnia 2009 r.;
- (ii) Spółka oraz Spółki Przejmowane sporządziły Plan Połączenia, który został przyjęty i podpisany przez zarządy tych spółek w dniu 16 grudnia 2009 r.;
- (iii) Spółka oraz Spółki Przejmowane złożyły w dniu 16 grudnia 2009 r. do sądu rejestrowego prowadzącego Rejestr Przedsiębiorców wnioski o wyznaczenie biegłego celem zbadania Planu Połączenia w zakresie jego poprawności i rzetelności;
- (iv) sąd rejestrowy postanowieniem z dnia 18 grudnia 2009 r. wyznaczył biegłego do przeprowadzenia badania Planu Połączenia;
- (v) Spółka zawarła umowę z biegłym wyznaczonym przez sąd rejestrowy;
- (vi) biegły wyznaczony przez sąd rejestrowy sporządził opinię w zakresie poprawności i rzetelności Planu Połączenia;
- (vii) Spółka złożyła wniosek o ogłoszenie w Monitorze Sądowym i Gospodarczym Planu Połączenia, który został następnie opublikowany w dniu 22 stycznia 2010 r. (w nr 15 pod poz. 862);
- (viii) sporządzony został niniejszy Prospekt.

Połączenie nastąpi w trybie art. 492 § 1 pkt 1 KSH – poprzez przeniesienie całego majątku Spółek Przejmowanych na Spółkę w zamian za Akcje Połączeniowe, które Spółka wyda wspólnikom Spółek Przejmowanych.

Połączenie Spółki i Spółek Przejmowanych zostanie przeprowadzone poprzez podwyższenie kapitału zakładowego Spółki o kwotę 318.665.300 (trzysta osiemnaście milionów sześćset sześćdziesiąt pięć tysięcy trzysta) złotych w drodze emisji 318.665.300 (trzystu osiemnastu milionów sześćset sześćdziesięciu pięciu tysięcy trzystu) Akcji Połączeniowych. Z chwilą wpisu Połączenia do Rejestru Przedsiębiorców wspólnicy Spółek Przejmowanych staną się akcjonariuszami Spółki.

W ramach procesu Scalenia Akcji 318.665.300 Akcji Połączeniowych będzie podlegać scaleniu wraz z pozostałymi Akcjami, w stosunku 9:1 – za dziewięć dotychczas wyemitowanych Akcji serii A, B, C, D, E, F, G, H, I, J lub K o wartości nominalnej 1 zł wydana zostanie akcjonariuszom 1 Akcja serii AA o wartości nominalnej 9 zł. Dokonanie Scalenia Akcji planowane jest po wydaniu Akcji Połączeniowych wspólnikom Spółek Przejmowanych. Przy uwzględnieniu ww. stosunku Scalenia Akcji 318.665.300 Akcjom Połączeniowym po Scaleniu Akcji odpowiadać będzie 35.407.255,56 Akcji serii AA.

Dniem Połączenia będzie dzień wpisu Połączenia do Rejestru Przedsiębiorców. Wraz z tym wpisem Połączenia Spółki Przejmowane ulegną wykreśleniu z Rejestru Przedsiębiorców oraz rozwiązaniu bez przeprowadzania postępowania likwidacyjnego (art. 493 § 1 KSH). Zgodnie z art. 494 KSH – Spółka jako następcą uniwersalny z Dniem Połączenia wstąpi we wszystkie prawa i obowiązki Spółek Przejmowanych.

Znaczący akcjonariusz Spółki – Skarb Państwa jest także wspólnikiem Spółek Przejmowanych, w związku z czym w ramach procesu połączenia otrzyma odpowiednią ilość Akcji Połączeniowych zgodnie z Parytetem Wymiany.

Żaden z członków organów zarządzających, nadzorczych lub administracyjnych Spółki nie nabędzie w ramach połączenia – Akcji Połączeniowych stanowiących ponad 5% wszystkich Akcji lub uprawniających do ponad 5% głosów na Walnym Zgromadzeniu. Prezes Zarządu Spółki Pan Dariusz Lubera jako wspólnik Enion Zarządzanie Aktywami otrzyma Akcje Połączeniowe serii K zgodnie z Parytetem Wymiany.

Według wiedzy Spółki również żaden inny podmiot nie nabędzie w wyniku połączenia Akcji Połączeniowych stanowiących ponad 5% wszystkich Akcji lub uprawniających do ponad 5% głosów na Walnym Zgromadzeniu.

Na datę Prospektu Akcje Połączeniowe mają wartość nominalną 1 zł. Oferta Akcji Połączeniowych została opisana z uwzględnieniem, że Akcje Połączeniowe zostaną wydane wspólnikom Spółek Przejmowanych przed wpisem do Rejestru Przedsiębiorców KRS zmiany Statutu wynikającej z uchwały w sprawie Scalenia Akcji. W następstwie procesu Scalenia Akcji akcjonariusze w zamian za otrzymane Akcje Połączeniowe otrzymają odpowiednio Akcje zwykłe na okaziciela serii AA o wartości nominalnej 9 zł każda w liczbie uwzględniającej warunki Scalenia oraz uzupełnienie niedoborów scaleniowych.

25.2 Oferta Akcji Połączeniowych

Na podstawie Prospektu w ramach Oferty Akcji Połączeniowych Spółka wydaje wspólnikom Enion Zarządzanie Aktywami 193.850.314 akcji zwykłych na okaziciela serii K Spółki, a wspólnikom Energomix Servis 124.814.986 akcji zwykłych na okaziciela serii J Spółki, o wartości nominalnej 1 zł każda, to jest łącznie 318.665.300 Akcji Połączeniowych stanowiących łącznie po rejestracji podwyższenia kapitału zakładowego Spółki w związku z Połączeniem 2,23% kapitału zakładowego Spółki oraz uprawniających do wykonywania 2,23% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu.

Powyższe liczby Akcji będą po Scaleniu Akcji odpowiadać 35.407.255,56 akcji zwykłych na okaziciela serii AA o wartości nominalnej 9 zł każda Spółki. Niedobory scaleniove (części Akcji serii AA brakujące do pełnej Akcji serii AA po scaleniu Akcji w stosunku 9:1) zostaną w ramach Scalenia Akcji uzupełnione odrębnie dla każdego akcjonariusza Spółki w procesie uzupełniania niedoborów scaleniowych.

Po rejestracji podwyższenia kapitału zakładowego w ramach Akcji Aportowych Akcje Połączeniowe będą stanowić 1,9% kapitału zakładowego Spółki oraz będą uprawniać do wykonywania 1,9% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu.

Akcje Połączeniowe oferowane są na terytorium Polski w drodze oferty publicznej, skierowanej wyłącznie do wspólników Enion Zarządzanie Aktywami oraz Energomix Servis innych niż Spółka.

Osoby uczestniczące w Ofercie Akcji Połączeniowych nie składają odrębnych oświadczeń o przystąpieniu do Spółki lub o objęciu Akcji Połączeniowych. Osoby te nie składają zapisów na Akcje Połączeniowe i nie wiążą ich w tym zakresie żadne terminy.

Po zatwierdzeniu przez Komisję Nadzoru Finansowego Prospektu i jego opublikowaniu, Zarząd złoży do właściwego sądu rejestrowego wniosek o wpis do Rejestru Przedsiębiorców KRS Połączenia i zmiany Statutu polegającej na podwyższeniu kapitału Spółki. Z chwilą wpisu Połączenia do Rejestru Przedsiębiorców KRS Wspólnicy Spółek Przejmowanych staną się akcjonariuszami Spółki.

Spółka przewiduje, że dokonanie wpisu Połączenia w Rejestrze Przedsiębiorców nastąpi w pierwszej połowie czerwca 2010 r.

Akcje Połączeniowe zostaną wydane dotychczasowym Wspólnikom Spółek Przejmowanych niezwłocznie po rejestracji połączenia w Rejestrze Przedsiębiorców.

Ustalenie podmiotów będących na Dzień Połączenia Wspólnikami Spółek Przejmowanych odbędzie się w oparciu o stan ksiąg udziałów tych spółek (art. 188 KSH) na Dzień Połączenia. Akcje Połączeniowe wydane zostaną Wspólnikom Spółek Przejmowanych wpisanym na Dzień Połączenia do ksiąg udziałów tych spółek. Spółka w zamian za udziały posiadane w Spółkach Przejmowanych nie otrzyma Akcji Połączeniowych (art. 514 § 1 KSH).

Akcje Połączeniowe oferowane są bez podziału na transe, przy czym wspólnikom Enion Zarządzanie Aktywami wydane zostaną Akcje serii K Spółki, a wspólnikom Energomix Servis Akcje serii J Spółki.

W związku z charakterem Oferty Akcji Połączeniowych nie powołano koordynatorów oferty ani nie powołano agentów ds. płatności.

Akcje Połączeniowe będą przedmiotem dematerializacji i zostaną zapisane na odpowiednim rachunku papierów wartościowych prowadzonym przez TRIGON Dom Maklerski.

25.3 Przewidywany harmonogram Oferty Akcji Połączeniowych i czynności w zakresie dopuszczenia i wprowadzenia Akcji Połączeniowych, do obrotu na rynku regulowanym

Poniżej przedstawiono informacje na temat przewidywanego harmonogramu Oferty Akcji Połączeniowych i czynności w zakresie dopuszczenia i wprowadzenia Akcji Połączeniowych do obrotu na rynku regulowanym.

do 11 czerwca 2010 r. Dzień Połączenia (wpis Połączenia do Rejestru Przedsiębiorców)

do 25 czerwca 2010 r. Zakończenie procesu Scalenia Akcji (tj. zapisanie Akcji o wartości nominalnej 9 zł w depozycie papierów wartościowych prowadzonym przez KDPW)

około 30 czerwca 2010 r. Pierwszy dzień notowania Akcji Połączeniowych na Giełdzie

Powyższy harmonogram ma charakter orientacyjny, a niektóre zdarzenia, które zostały w nim przewidziane, są niezależne od Spółki, w szczególności Dzień Połączenia. Spółka zastrzega sobie prawo do zmiany powyższego harmonogramu Oferty Akcji Połączeniowych, w tym terminów wydawania Akcji Połączeniowych. Informacja o zmianie poszczególnych terminów Oferty Akcji Połączeniowych zostanie przekazana w trybie przewidzianym w art. 52 Ustawy o Ofercie, tj. w formie komunikatu aktualizującego w sposób, w jaki zostanie opublikowany Prospekt.

W przypadku gdy w ocenie Spółki zmiana harmonogramu Oferty Akcji Połączeniowych miałaby charakter znaczący, informacja ta zostanie udostępniona do publicznej wiadomości w formie aneksu do Prospektu, po jego zatwierdzeniu przez KNF, zgodnie z postanowieniami art. 51 Ustawy o Ofercie, w sposób, w jaki zostanie opublikowany Prospekt.

25.4 Warunki odstąpienia od przeprowadzenia Oferty Akcji Połączeniowych lub jej zawieszenia

Zgodnie z Uchwałą Połączeniową Zarząd jest upoważniony do niewnoszenia lub cofnięcia wniosku do sądu rejestrowego w zakresie rejestracji Połączenia w przypadku, gdyby rejestracja Połączenia mogła, wedle wyłącznego uznania Zarządu, mieć negatywny wpływ na realizację Oferty. Podjęcie przez Zarząd takiej decyzji skutkowałoby wstrzymaniem lub zawieszeniem realizacji Oferty Akcji Połączeniowych, a w razie upływu terminu z art. 431 § 4 Kodeksu Spółek Handlowych – odstąpieniem od przeprowadzenia Oferty Akcji Połączeniowych.

Oferta Akcji Połączeniowych nie zostanie przeprowadzona również w przypadku, gdy do Dnia Połączenia Walne Zgromadzenie podejmie uchwałę o uchyleniu uchwał dotyczących Połączenia oraz o zobowiązaniu Zarządu do dokonania wszelkich czynności faktycznych i prawnych mających na celu doprowadzenie do wstrzymania Połączenia. W takim przypadku Zarząd nie wniesie wniosku o rejestrację połączenia i zmiany Statutu w zakresie emisji Akcji Połączeniowych, a wniesiony wniosek – cofnie. Wskutek powyższego nie dojdą do skutku Połączenie i Oferta Akcji Połączeniowych. Spółka nie zna przyczyny, dla której mogłoby nastąpić podjęcie takiej uchwały poza przypadkiem, kiedy przeprowadzenie Oferty Akcji Połączeniowych mogłoby mieć negatywny wpływ na pierwszą ofertę publiczną Akcji Sprzedawanych.

Ewentualna informacja o wstrzymaniu lub odstąpieniu od przeprowadzenia Oferty Akcji Połączeniowych po zatwierdzeniu Prospektu przez KNF zostanie podana do publicznej wiadomości w formie aneksu do Prospektu – w sposób, w jaki został on opublikowany.

25.5 Świadczenia wnoszone w zamian za Akcje Połączeniowe

Zgodnie z przewidzianą przepisami prawa konstrukcją łączenia się spółek (art. 491 i nast. KSH), Wspólnicy Spółek Przejmowanych nie uiszczają ceny emisyjnej, ani nie wnoszą odrębnych wkładów na obejmowane Akcje Połączeniowe. Wspólnikom tym Akcje Połączeniowe wydawane są w zamian za majątek Spółek Przejmowanych nabywany przez Spółkę w procesie połączenia oraz Dopłaty wnoszone przez współników Spółek Przejmowanych. Informacje na temat wysokości i sposobu wnoszenia Dopłat opisano w punkcie 27.6 (*Dopłaty*). Szczegółowe informacje na temat wpływów Spółki z Oferty Akcji Połączeniowych i ich wykorzystania opisano w Rozdziale 4 (*Wykorzystanie wpływów z Oferty i Oferty Akcji Połączeniowych*).

Zgodnie z Planem Połączenia przyjętym Uchwałą Połączeniową oraz uchwałą Zwyczajnego Zgromadzenia Wspólników Enion Zarządzanie Aktywami nr 2/2010 z dnia 26 marca 2010 r. i uchwałą Zwyczajnego Zgromadzenia Wspólników Energomix Servis nr 2/2010 z dnia 26 marca 2010 r., podstawą ustalenia Parytetu Wymiany była relacja wyników wyceny wartości łączących się spółek. Ustalenie wartości majątku Spółek Przejmowanych wnoszonego w zamian za Akcje Połączeniowe nastąpiło w Planie Połączenia na podstawie:

- dokonanej na dzień 1 grudnia 2009 r. wyceny wartości rynkowej 100% udziałów Enion Zarządzanie Aktywami, która wyniosła 1.495.618.135,63 zł, w związku z tym wartość jednego udziału Enion Zarządzanie Aktywami wyniosła 494,17 zł, według wyliczenia $1.495.618.135,63 : 3.026.534 = 494,17$ zł,
- dokonanej na dzień 1 grudnia 2009 r. wyceny wartości rynkowej 100% udziałów Energomix Servis, która wyniosła 965.057.776,76 zł, w związku z tym wartość jednego udziału Energomix Servis wyniosła 926,68 zł według wyliczenia $965.057.776,76 : 1.041.418 = 926,68$ zł,
- dokonanej na dzień 1 grudnia 2009 r. wyceny wartości rynkowej 100% akcji Spółki, która wyniosła 16.237.639.183,90 zł, w związku z tym wartość jednej akcji Spółki wyniosła 1,16 zł według wyliczenia $16.237.639.183,90 : 13.986.283.558 = 1,16$ zł.

Z porównania wartości jednego udziału każdej ze Spółek Przejmowanych do wartości jednej akcji Spółki wynika stosunek wymiany, który wynosi: (i) za jeden udział Enion Zarządzanie Aktywami 426,01 akcji Spółki (według wzoru $494,17 \text{ zł} : 1,16 \text{ zł} = 426,01$ akcji), (ii) za jeden udział Energomix Servis – 798,86 akcji Spółki (według wzoru $926,68 \text{ zł} : 1,16 \text{ zł} = 798,86$).

W związku z niepodzielnością Akcji Połączeniowych ustalono Parytet Wymiany, który wynosi za jeden udział Enion Zarządzanie Aktywami 427 Akcji serii K, za jeden udział Energomix Servis 799 Akcji serii J, przy czym zaokrąglenia w górę w stosunku do wartości wskazanych przed zaokrągleniem powyżej wyrównane zostają przez Dopłaty.

25.6 Dopłaty

Zgodnie z Planem Połączenia, ze względu na ustalony Parytet Wymiany, wspólnicy Spółek Przejmowanych wnoszą Dopłaty w gotówce. Wysokość Dopłat odzwierciedla wartość ułamkowej części Akcji Połączeniowej wyrażoną w złotych, o którą zaokrąglono ilość Akcji Połączeniowych celem ustalenia Parytetu Wymiany. Przydział Akcji Połączeniowych nie jest uzależniony od dokonania Dopłaty przez Wspólników. Zgodnie z Uchwałą Połączeniową Zarząd nie uzależnia wydania Akcji Połączeniowych od wniesienia Dopłaty.

Data początkową wnoszenia Dopłat będzie Dzień Połączenia. O rejestracji Połączenia i tym samym o rozpoczęciu terminu do wnoszenia Dopłat wspólnicy Spółek Przejmowanych zostaną powiadomieni w następujący sposób:

- poprzez ogłoszenie umieszczone na stronach internetowych spółek TAURON Polska Energia S.A. – <http://www.tauron-pe.pl/>, Enion S.A. – <http://www.enion.pl/>, Enion Energia Sp. z o.o. – <http://www.enionenergia.pl/>, Energia Pro S.A. – <http://www.energiapro.pl/>,
- poprzez ogłoszenie w siedzibach spółek TAURON Polska Energia S.A., Enion S.A., Enion Energia Sp. z o.o., EnergiaPro S.A. oraz w oddziałach, rejonach dystrybucji i na posterunkach energetycznych Enion S.A i EnergiaPro S.A.,
- poprzez ogłoszenie w Monitorze Sądowym i Gospodarczym.

Wspólnicy Spółek Przejmowanych zobowiązani są do wniesienia Dopłat w prawidłowo ustalonej wysokości na rachunek Spółki nr **PL 38 1050 0086 1000 0090 3004 5158** powiększonej o ewentualną prowizję podmiotu dokonującego transferu środków.

Płatność z tytułu Dopłat na poczet Akcji Połączeniowych musi być dokonana w złotych, zgodnie z regulacjami obowiązującymi w danym banku lub u operatora dokonującego transferu środków na zlecenie wspólnika Spółki Przejmowanej.

Z uwagi na zakaz wyrażony w art. 514 Kodeksu Spółek Handlowych dotyczący obejmowania Akcji własnych przez Spółkę (spółkę przejmującą) za udziały, które posiada jako wspólnik Spółek Przejmowanych, w związku z nieotrzymywaniem Akcji Połączeniowych w zamian za udziały posiadane w Spółkach Przejmowanych Spółka nie dokonuje Dopłat.

25.6.1 Wspólnicy Enion Zarządzanie Aktywami

Kwota Dopłaty, którą winien wnieść każdy uprawniony wspólnik Enion Zarządzanie Aktywami, wynosi na 1 (jeden) udział kwotę 1,15 zł (słownie: jeden złoty piętnaście groszy) zgodnie z następującym wyliczeniem:

$$0,99 \text{ akcji} * 1,16 \text{ zł} = 1,15 \text{ zł}$$

Kwota Dopłaty stanowić będzie iloczyn posiadanych przez wspólnika udziałów i kwoty 1,15 zł zgodnie z poniższym wzorem:

$$\text{liczba udziałów} * 1,15 \text{ [zł/udział]} = \text{Dopłata [zł]}$$

25.6.2 Wspólnicy Energomix Servis

Kwota Dopłaty, którą winien wnieść każdy uprawniony wspólnik Energomix Servis będzie wynosiła na 1 (jeden) udział kwotę 0,16 zł (słownie: szesnaście groszy) zgodnie z następującym wyliczeniem:

$$0,14 \text{ akcji} * 1,16 \text{ zł} = 0,16 \text{ zł}$$

Kwota Dopłaty stanowić będzie iloczyn posiadanych przez wspólnika udziałów i kwoty 0,16 zł zgodnie z poniższym wzorem:

$$\text{liczba udziałów} * 0,16 \text{ [zł/udział]} = \text{Dopłata [zł]}$$

25.7 Przydział Akcji Połączeniowych

Akcje Połączeniowe zostaną przyznane dotychczasowym wspólnikom Spółek Przejmowanych będącym na Dzień Połączenia wpisanymi do ksiąg udziałów tych spółek, bez stosowania jakichkolwiek preferencji dla wspólników Spółek Przejmowanych w ramach poszczególnych grup, z uwzględnieniem Parytetu Wymiany i zakazu wydawania Akcji Połączeniowych Spółce.

Nie przewiduje się różnicowania wspólników Spółek Przejmowanych, z wyjątkiem samej Spółki, która jako wspólnik Spółek Przejmowanych nie otrzyma Akcji Połączeniowych. Brak jest w ramach Oferty Akcji Połączeniowych podziału wspólników Spółek Przejmowanych na transze, a co za tym idzie, sposób przydziału jest jednolity dla wszystkich wspólników Spółek Przejmowanych. Oferta obejmuje emisję akcji Spółki serii J i K dedykowanych wspólnikom poszczególnych Spółek Przejmowanych. Obie grupy wspólników Spółek Przejmowanych zostaną precyzyjnie zdefiniowane i przydział Akcji Połączeniowych następować będzie wedle ściśle ustalonego Parytetu Wymiany, różnego dla obu Spółek Przejmowanych. W tym sensie Oferta będzie zróżnicowana w zakresie obu grup wspólników Spółek Przejmowanych. Ilość przydzielanych Akcji Połączeniowych uzależniona będzie od ilości posiadanych udziałów w Spółkach Przejmowanych w Dniu Połączenia.

Akcje Połączeniowe nie będą przydzielane Spółce w zamian za udziały posiadane przez Spółkę w Spółkach Przejmowanych z uwagi na określony w art. 514 Kodeksu Spółek Handlowych zakaz obejmowania akcji własnych przez spółkę przejmującą za udziały, które posiada ona jako wspólnik spółek przejmowanych.

W związku z połączeniowym charakterem Oferty Akcji Połączeniowych i prawną regulacją dotyczącą łączenia spółek kapitałowych, przydział Akcji Połączeniowych nie jest uzależniony od składania zapisów przez wspólników Spółek Przejmowanych ani też od podejmowania przez nich jakichkolwiek dodatkowych czynności, w szczególności składania dodatkowych oświadczeń, czy dostarczanie dokumentów potwierdzających ich uprawnienie do nabycia Akcji Połączeniowych.

Nie przewiduje się możliwości redukcji ilości Akcji Połączeniowych obejmowanych przez poszczególnych wspólników Spółek Przejmowanych w stosunku do ilości Akcji Połączeniowych przypadających na poszczególnych wspólników Spółek Przejmowanych zgodnie z Parytetem Wymiany. Wspólnicy otrzymują Akcje Połączeniowe w zamian za wszystkie posiadane przez siebie udziały Spółek Przejmowanych. W związku ze skutkiem Połączenia, którym jest wykreślenie Spółek Przejmowanych z Rejestru Przedsiębiorców, nie występuje możliwość pozostania wspólnikiem Spółki Przejmowanej i objęcia jedynie części Akcji Połączeniowych z puli przysługującej wspólnikowi zgodnie z Parytetem Wymiany ustalonym w Planie Połączenia.

Udział w procedurze Połączenia nie jest uzależniony od indywidualnej zgody wspólnika Spółki Przejmowanej. Zgodę na Połączenie wyraziły odpowiednio zgromadzenia wspólników Spółek Przejmowanych i Walne Zgromadzenie. Wspólnik nie ma możliwości nieobjęcia Akcji Połączeniowych.

Akcje Połączeniowe zostaną przydzielone dotychczasowym wspólnikom Spółek Przejmowanych niezwłocznie po zarejestrowaniu podwyższenia kapitału zakładowego Spółki w związku z emisją Akcji Połączeniowych. Akcje te zostaną wydane w depozycie instrumentów

rynku niepublicznego prowadzonym przez TRIGON Dom Maklerski lub w przypadku dematerializacji Akcji Połączeniowych – zapisane na odpowiednim rachunku papierów wartościowych.

Liczba Akcji Połączeniowych, jaką każdy uprawniony wspólnik Spółki Przejmowanej otrzyma w zamian za posiadaną przez siebie liczbę udziałów Spółki Przejmowanej, wynika z Parytetu Wymiany ustalonego w Planie Połączenia odrębnie dla stosunku wymiany udziałów spółek Enion Zarządzanie Aktywami oraz Energomix Servis, co wynika z różnic wyceny majątków obu spółek oraz różnic w liczbie udziałów istniejących w obu Spółkach Przejmowanych. Przydział nastąpi według ilości udziałów Spółek Przejmowanych, posiadanych przez wspólników na Dzień Połączenia, przy zastosowaniu Parytetu Wymiany:

- za jeden udział Enion Zarządzanie Aktywami 427 akcji serii K Spółki,
- za jeden udział Energomix Servis 799 akcji serii J Spółki.

W przypadku kiedy przydział będzie wykonywany wraz ze Scaleniem Akcji, przydział zostanie dokonany (z uwzględnieniem konieczności pokrycia niedoborów scalenionych) w następujący sposób:

- za jeden udział Enion Zarządzanie Aktywami – 47,44 akcji Spółki serii AA o wartości nominalnej 9 zł,
- za jeden udział Energomix Servis – 88,78 akcji Spółki serii AA o wartości nominalnej 9 zł.

Przydział Akcji Połączeniowych nie jest uzależniony od dokonania Dopłat przez wspólników Spółek Przejmowanych.

Przydział Akcji Połączeniowych nastąpi w wyniku uchwały Zarządu obejmującej wskazanie wspólników Spółek Przejmowanych, którym przydzielane są Akcje Połączeniowe i ilość przydzielanych im Akcji Połączeniowych.

Najwcześniejszy możliwy termin zamknięcia Oferty Akcji Połączeniowych to Dzień Połączenia.

Spółka nie planuje zawiadomiania akcjonariuszy, którzy nabędą Akcje Połączeniowe w procesie Połączenia, o liczbie przydzielonych im Akcji Połączeniowych. Akcjonariusze mogą uzyskać takie informacje za pośrednictwem TRIGON Domu Maklerskiego, który będzie przechowywał Akcje Połączeniowe i ewidencjonował je na kontach depozytowych otwartych dla akcjonariuszy w ramach prowadzonego przez niego depozytu instrumentów rynku niepublicznego, a w przypadku dematerializacji Akcji Połączeniowych zapisywał – na odpowiednim rachunku papierów wartościowych. Nie przewiduje się szczególnego trybu podania do publicznej wiadomości informacji o rejestracji Połączenia. Informacja w tym zakresie zostanie opublikowana poprzez ogłoszenie wpisu połączenia w Monitorze Sądowym i Gospodarczym. Spółka będzie podawać informacje o skutecznieniu połączenia Spółek w ramach ogólnej polityki public relations.

W Ofercie Akcji Połączeniowych nie występuje możliwość wystąpienia nadprzydziału. Nie przewidziano dodatkowego przydziału akcji, w tym w formie opcji typu „green shoe”.

Wspólnicy Spółek Przejmowanych nie są zobowiązani do odbierania papierów wartościowych ani do składania żadnych oświadczeń woli odnośnie posiadanych udziałów w Spółkach Przejmowanych ani Akcji Połączeniowych przydzielanych w związku z Ofertą Akcji Połączeniowych.

25.7.1 Przydział wspólnikom Enion Zarządzanie Aktywami

Wspólnicy Enion Zarządzanie Aktywami w zamian za udziały w Enion Zarządzanie Aktywami otrzymają 193.850.314 (sto dziewięćdziesiąt trzy miliony osiemset pięćdziesiąt tysięcy trzysta czternaście) akcji na okaziciela serii „K”.

Liczbę Akcji Połączeniowych, które otrzyma wspólnik Enion Zarządzanie Aktywami, ustala się przez pomnożenie ilości posiadanych przez niego udziałów w Enion Zarządzanie Aktywami przez Parytet Wymiany.

Liczba udziałów * 427 akcji Spółki

W związku z faktem, iż wielkość pojedynczego przydziału wynika z liczby posiadanych przez dany podmiot udziałów i jest z góry ustalona – minimalna wielkość przydziału, z uwagi na przyjęty Parytet Wymiany wynosi dla wspólnika Enion Zarządzanie Aktywami 427 akcji Spółki.

W przypadku, kiedy przydział Akcji Połączeniowych dokonywany będzie po rejestracji zmian Statutu Spółki w zakresie procesu Scalania Akcji – za jeden udział Enion Zarządzanie Aktywami wspólnik otrzyma 47,44 Akcji serii AA o wartości nominalnej 9 zł, przy czym niecałkowita liczba Akcji serii AA zostanie uzupełniona w górę w toku procesu scalania niedoborów.

25.7.2 Przydział Wspólnikom Energomix Servis

Wspólnicy Energomix Servis w zamian za udziały w Energomix Servis otrzymają 124.814.986 (sto dwadzieścia cztery miliony osiemset czternaście tysięcy dziewięćset osiemdziesiąt sześć) akcji na okaziciela serii „J”.

Liczbę Akcji Połączeniowych, które otrzyma każdy wspólnik Energomix Servis, ustala się przez pomnożenie ilości posiadanych przez niego udziałów w Energomix Servis przez Parytet Wymiany.

Liczba udziałów * 799 akcji Spółki

W związku z faktem, iż wielkość pojedynczego przydziału wynika z liczby posiadanych przez dany podmiot udziałów i jest z góry ustalona – minimalna wielkość przydziału, z uwagi na przyjęty Parytet Wymiany wynosi dla wspólnika Energomix Servis 799 Akcji.

W przypadku, kiedy przydział Akcji Połączeniowych dokonywany będzie po rejestracji zmian Statutu w zakresie procesu Scalenia Akcji – za jeden udział Energomix Servis wspólnik otrzyma 88,78 Akcji serii AA o wartości nominalnej 9 zł, przy czym niecałkowita liczba Akcji serii AA zostanie uzupełniona w górę w toku procesu scalania niedoborów.

25.8 Rozliczenie

Planowane rozliczenie po dematerializacji Akcji Połączeniowych nastąpi poprzez zapisanie odpowiedniej liczby Akcji Połączeniowych na odpowiednim rachunku papierów wartościowych. Wydanie Akcji Połączeniowych nie jest uzależnione od wniesienia Dopłat przez poszczególnych wspólników Spółek Przejmowanych.

25.9 Dopuszczenie i wprowadzenie Akcji Połączeniowych do obrotu na rynku regulowanym

Informacje na temat ubiegania się przez Spółkę o dopuszczenie i wprowadzenia Akcji, w tym Akcji Połączeniowych, do obrotu na rynku podstawowym GPW znajdują się w punkcie 22.11 (*Notowanie Akcji*).

25.10 Wynagrodzenie Oferującego Akcje Połączeniowe

W zamian za usługi wykonywane w związku z Ofertą Akcji Połączeniowych, w tym za czynności doradztwa przy sporządzeniu części ofertowych Prospektu związanych z Połączeniem, Spółka zobowiązała się zapłacić TRIGON Domowi Maklerskiemu wynagrodzenie ustalone jako stała kwota, która nie jest uzależniona od wysokości wpływów brutto z Oferty Akcji Połączeniowych. Uwzględniając również to, że w przypadku Oferty Akcji Połączeniowych nie zaistnieje jej plasowanie ani gwarantowanie, należy uznać, że powyższe wynagrodzenie TRIGON Dom Maklerski nie stanowi prowizji z tytułu gwarantowania lub plasowania Oferty Akcji Połączeniowych.

Informacje w zakresie pozostałych kosztów Oferty Akcji Połączeniowych ponoszonych przez Spółkę znajdują się w Rozdziale 4 (*Wykorzystanie wpływów z Oferty i Oferty Akcji Połączeniowych*).

25.11 Powiązania w ramach innych transakcji

TRIGON Dom Maklerski oraz jego podmioty powiązane prowadzili w przeszłości oraz mogą w przyszłości świadczyć usługi bankowości inwestycyjnej oraz inne usługi, a także dokonywać innego rodzaju transakcji ze Spółką oraz jej podmiotami powiązanymi. TRIGON Dom Maklerski oraz jego podmioty powiązane otrzymywali i mogą w przyszłości otrzymywać wynagrodzenia i prowizje zwyczajowo należne z tytułu świadczenia takich usług lub przeprowadzania transakcji.

TRIGON Dom Maklerski lub jego podmioty powiązane mogą nabywać instrumenty finansowe emitowane przez Spółkę lub jej podmioty powiązane lub instrumenty finansowe powiązane z instrumentami finansowymi emitowanymi przez wskazane powyżej podmioty. TRIGON Dom Maklerski przekaze informacje o nabyciu Akcji lub dokonywaniu transakcji opisanych powyżej jedynie w przypadku, gdy obowiązek ujawniania takich transakcji będzie wynikał z powszechnie obowiązujących przepisów prawa lub regulacji.

26. Informacje Dodatkowe

26.1 Biegli rewidenci

Rolę niezależnego biegłego rewidenta Spółki oraz większości Istotnych Spółek Zależnych pełni Ernst & Young Audit Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, Rondo ONZ 1, 00-124 Warszawa, tel. +48 22 557 7000, faks +48 22 557 7701, www.ey.com/pl.

Ernst & Young Audit Sp. z o.o. jest wpisana na listę podmiotów uprawnionych do badania sprawozdań finansowych prowadzoną przez Krajową Radę Biegłych Rewidentów pod numerem ewidencyjnym 130. Ernst & Young Audit Sp. z o.o. nie jest w żaden sposób powiązana z Grupą TAURON.

Ernst & Young Audit Sp. z o.o. przeprowadziła badanie Zbadanego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego za lata obrotowe zakończone odpowiednio w dniu 31 grudnia 2009 r., w dniu 31 grudnia 2008 r. oraz w dniu 31 grudnia 2007 r. sporządzonego zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej zatwierdzonymi przez Unię Europejską, które jest zamieszczone w niniejszym Prospekcie w Rozdziale 30 (*Sprawozdania Finansowe*).

Ernst & Young Audit Sp. z o.o. przeprowadziła również badania jednostkowych sprawozdań finansowych Spółki za lata obrotowe zakończone w dniu 31 grudnia 2009 r. oraz w dniu 31 grudnia 2008 r., sporządzonych zgodnie z Polskimi Standardami Rachunkowości, jak również badania skonsolidowanych sprawozdań finansowych Grupy TAURON za lata obrotowe zakończone w dniu 31 grudnia 2008 r. oraz w dniu 31 grudnia 2009 r. sporządzonych zgodnie z Polskimi Standardami Rachunkowości oraz wydała opinie bez zastrzeżeń z badania tych sprawozdań. Opinia z badania Zbadanego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego zawiera objaśnienie dotyczące niepewności wyniku sporu PKE z Prezesem URE w zakresie ustalenia wysokości rekompensat z tytułu rozwiązania kontraktów długoterminowych na sprzedaż mocy i energii elektrycznej za 2008 r. Analogiczne objaśnienie zostało zawarte w opinii z badania skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy TAURON za rok zakończony dnia 31 grudnia 2009 r. sporządzonego zgodnie z Polskimi Standardami Rachunkowości. Jednostkowe sprawozdania finansowe Spółki oraz skonsolidowane roczne sprawozdania finansowe Grupy TAURON sporządzone zgodnie z Polskimi Standardami Rachunkowości za lata zakończone w dniach 31 grudnia 2009 r. oraz 31 grudnia 2008 r. nie zostały zamieszczone w Prospekcie.

Ponadto Ernst & Young Audit Sp. z o.o. przeprowadziła przegląd Śródrocznego Skróconego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego Spółki za okres 3 miesięcy zakończony dnia 31 marca 2010 r. sporządzonego zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej.

Opinia i raport z badania jednostkowego sprawozdania finansowego Spółki oraz skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy TAURON za rok obrotowy zakończony w dniu 31 grudnia 2008 r., sporządzonych zgodnie z Polskimi Standardami Rachunkowości, zostały podpisane przez Artura Żwaka, kluczowego biegłego rewidenta o numerze ewidencyjnym: 9894 oraz Piotra Kołodzieja, biegłego rewidenta o numerze ewidencyjnym: 10178.

Opinia i raport z badania jednostkowego sprawozdania finansowego Spółki oraz skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy TAURON za rok obrotowy zakończony w dniu 31 grudnia 2009 r., sporządzonych zgodnie z Polskimi Standardami Rachunkowości, zostały podpisane w imieniu Ernst & Young Audit Sp. z o.o. przez Artura Żwaka, kluczowego biegłego rewidenta o numerze ewidencyjnym: 9894.

Opinia i raport z badania Zbadanego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego za lata obrotowe zakończone odpowiednio w dniu 31 grudnia 2009 r., w dniu 31 grudnia 2008 r. i w dniu 31 grudnia 2007 r., sporządzonego zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej zatwierdzonymi przez Unię Europejską, zostały podpisane w imieniu Ernst & Young Audit Sp. z o.o. przez Artura Żwaka, kluczowego biegłego rewidenta o numerze ewidencyjnym: 9894.

W roku obrotowym 2007 rolę niezależnego biegłego rewidenta Spółki pełniła firma Deloitte Audyty Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, al. Jana Pawła II 19, 00-854 Warszawa. Deloitte Audyty Sp. z o.o. jest wpisana na listę podmiotów uprawnionych do badania sprawozdań finansowych, prowadzoną przez Krajową Radę Biegłych Rewidentów pod numerem ewidencyjnym 73. Deloitte Audyty Sp. z o.o. przeprowadziła badanie jednostkowego sprawozdania finansowego Spółki za rok obrotowy zakończony w dniu 31 grudnia 2007 r. sporządzonego zgodnie z Polskimi Standardami Rachunkowości oraz skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy TAURON za rok obrotowy zakończony w dniu 31 grudnia 2007 r. sporządzonego zgodnie z Polskimi Standardami Rachunkowości oraz wydała opinie bez zastrzeżeń z badania tych sprawozdań. Jednostkowe sprawozdanie finansowe Spółki oraz skonsolidowane roczne sprawozdanie finansowe Grupy TAURON sporządzone zgodnie z Polskimi Standardami Rachunkowości, o których mowa powyżej, nie zostały zamieszczone w Prospekcie.

Opinia i raport z badania jednostkowego sprawozdania finansowego Spółki oraz skonsolidowanego rocznego sprawozdania finansowego Grupy TAURON za rok obrotowy zakończony w dniu 31 grudnia 2007 r., sporządzonych zgodnie z Polskimi Standardami Rachunkowości, zostały podpisane przez Marię Rzepnikowską, biegłego rewidenta o numerze ewidencyjnym: 3499 oraz Martę Towpik, biegłego rewidenta o numerze ewidencyjnym: 90113.

W okresie objętym Zbadanym Skonsolidowanym Sprawozdaniem Finansowym znajdującym się w Prospekcie nie było przypadku rezygnacji lub zwolnienia biegłego rewidenta uprawnionego do badania sprawozdań finansowych Spółki oraz Grupy TAURON.

Zgodnie ze Statutem, podmiot uprawniony do przeprowadzenia badania sprawozdania finansowego Spółki i skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy TAURON jest wybierany przez Radę Nadzorczą.

Rada Nadzorcza dokonała wyboru Ernst & Young Audit Sp. z o.o. jako podmiotu uprawnionego do przeprowadzenia badania: (i) jednostkowego sprawozdania finansowego Spółki za rok zakończony w dniu 31 grudnia 2008 r. oraz rocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy TAURON za rok zakończony w dniu 31 grudnia 2008 r. – w dniu 25 sierpnia 2008 r., (ii) jednostkowego sprawozdania finansowego Spółki za rok obrotowy zakończony w dniu 31 grudnia 2009 r. oraz rocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy TAURON za rok obrotowy zakończony w dniu 31 grudnia 2009 r. – w dniu 21 sierpnia 2009 r. oraz (iii) Zbadanego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego – w dniu 26 października 2009 r.

26.2 Podmioty Zaangażowane w Ofertę

26.2.1 Menedżerowie Oferty

Menedżerami Oferty są Globalni Współprowadzący Księgę Popytu, Krajowi Współprowadzący Księgę Popytu oraz Krajowi Menedżerowie Oferty wskazani poniżej.

UniCredit CAIB Poland S.A. z siedzibą w Warszawie, ul. Emilii Plater 53, 00-113 Warszawa, Polska oraz UBS Limited z siedzibą w Londynie, 1 Finsbury Avenue, London EC2M 2PP, Wielka Brytania, pełnią rolę Globalnych Koordynatorów i Globalnych Współprowadzących Księgę Popytu.

Merrill Lynch International z siedzibą w Londynie, 2 King Edward Street, London EC1A 1HQ, Wielka Brytania oraz ING Bank N.V., Oddział w Londynie z siedzibą w Londynie przy 60 London Wall, Londyn EC2M 5TO, Wielka Brytania są Globalnymi Współprowadzącymi Księgę Popytu.

Dom Inwestycyjny BRE Banku S.A. z siedzibą w Warszawie, ul. Wspólna 47/49, 00-684 Warszawa oraz PKO Bank Polski S.A. – Oddział Dom Maklerski PKO Banku Polskiego w Warszawie, ul. Puławska 15, 02-515 Warszawa pełnią rolę Krajowych Współprowadzących Księgę Popytu i w związku z tym będą przyjmowali zapisy Inwestorów Indywidualnych oraz brali udział w budowie księgi popytu wśród Inwestorów Instytucjonalnych w Polsce.

Dom Maklerski Banku Ochrony Środowiska S.A. z siedzibą w Warszawie, ul. Marszałkowska 78/80, 00-517 Warszawa, Centralny Dom Maklerski Pekao S.A. z siedzibą w Warszawie, ul. Wołoska 18, 02-675, Bank Pekao S.A. – Dom Maklerski Pekao, ul. Wołoska 18, 02-675 Warszawa, ING Securities S.A. z siedzibą w Warszawie, plac Trzech Krzyży 10/14, 00-499 oraz TRIGON Dom Maklerski S.A. z siedzibą w Krakowie, ul. Mogilska 65, 31-545 Kraków są Krajowymi Menedżerami Oferty, którzy będą przyjmowali zlecenia Inwestorów Indywidualnych na Akcje Sprzedawane na terytorium Polski. Przewiduje się, że TRIGON Dom Maklerski S.A. jako akcjonariusz Spółki będzie uzupełniał niedobory scaleniowe pozostałych akcjonariuszy Spółki w procesie Scalenia Akcji.

Globalni Współprowadzący Księgę Popytu są powiązani ze Spółką w związku z zawarciem umowy świadczenia usług doradczych w procesie pierwszej oferty publicznej akcji Spółki, natomiast ich powiązanie z Akcjonariuszem Sprzedającym wynika z zawarcia umowy o świadczenie usług finansowych w związku z Ofertą.

Wynagrodzenie Menedżerów Oferty jest w znacznej części powiązane z wielkością środków, które Akcjonariusz Sprzedający pozyska z tytułu Oferty.

UniCredit CAIB Poland S.A. pełni również rolę Oferującego Akcje Sprzedawane w Ofercie. TRIGON Dom Maklerski pełni również rolę Oferującego Akcje Połączeniowe.

26.2.2 Ekspert ds. Złóż

IMC Group Consulting Ltd z siedzibą w Nottingham, Icon Business Centres, Lake View Drive, Sherwood Park, Nottingham NG15 0DT, Wielka Brytania, jest autorem Raportu Eksperta ds. Złóż stanowiącego Załącznik nr 6 do niniejszego Prospektu. Za sporządzenie przedmiotowego raportu IMC Group Consulting Ltd otrzymał wynagrodzenie stałe, niezależne od wysokości środków, które Spółka pozyska z tytułu Oferty. IMC Group Consulting Ltd nie posiada udziałów w kapitale zakładowym Spółki ani podmiotów należących do Grupy TAURON. IMC Group Consulting Ltd nie posiada również opcji uprawniających do nabycia lub objęcia takich papierów wartościowych. Poza zleceniem sporządzenia wskazanego powyżej raportu, nie występują powiązania pomiędzy IMC Group Consulting Ltd a podmiotami doradzającymi w procesie przeprowadzania Oferty.

26.3 Dokumenty udostępnione do wglądu

W okresie ważności Prospektu w siedzibie Spółki (ul. Lwowska 23, 40-389 Katowice) w zwykłych godzinach pracy, tj. 9:00–15:00, oraz na stronie internetowej Spółki: www.tauron-pe.pl są udostępnione do wglądu następujące dokumenty lub ich kopie:

- Statut Spółki;
- odpis z Rejestru Przedsiębiorców dla Spółki;
- Zbadane Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za lata obrotowe zakończone w dniu 31 grudnia 2009 r., w dniu 31 grudnia 2008 r. oraz w dniu 31 grudnia 2007 r.;
- Śródroczne Skrócone Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za pierwszy kwartał 2010 r.;

- Uchwała Połączeniowa;
- Uchwała w sprawie Dopuszczenia do Obrotu;
- Uchwała w sprawie Scalenia Akcji;
- Raport Eksperta ds. Złóż;
- regulamin Zarządu i regulamin Rady Nadzorczej.

Ponadto, niniejszy Prospekt, wraz z aneksami, będzie udostępniony do publicznej wiadomości na stronie internetowej Spółki: www.tauron-pe.pl, oraz na stronie GPW: www.gpw.pl, jak również w formie drukowanej w następujących miejscach:

- w siedzibie Spółki, w Katowicach przy ul. Lwowskiej 23, 40-389 Katowice (tel. +48 32 774 27 00, faks: +48 32 774 27 99).

W siedzibie Spółki w okresie ważności Prospektu będą również dostępne do wglądu:

- jednostkowe sprawozdania finansowe Spółki za lata obrotowe zakończone 31 grudnia odpowiednio 2009 i 2008 r., oraz
- jednostkowe sprawozdania finansowe Spółek Zależnych za lata obrotowe zakończone 31 grudnia odpowiednio 2009 i 2008 r.

27. Oświadczenia Osób Odpowiedzialnych

27.1 Oświadczenie Spółki

TAURON Polska Energia S.A. z siedzibą w Katowicach niniejszym oświadcza, że zgodnie z jego najlepszą wiedzą i przy dołożeniu najwyższej staranności, przedstawione w Prospekcie informacje są prawdziwe, rzetelne i zgodne ze stanem faktycznym oraz że w Prospekcie nie pominięto niczego, co mogłoby wpłynąć na jego znaczenie.

Zarząd TAURON Polska Energia S.A.

Dariusz Lubera
Prezes Zarządu
dyrektor generalny

.....

Dariusz Stolarczyk
Wiceprezes Zarządu
dyrektor ds. zarządzania i komunikacji

.....

Stanisław Tokarski
Wiceprezes Zarządu
dyrektor ds. strategii i rozwoju

.....

Krzysztof Zamasz
Wiceprezes Zarządu
dyrektor ds. handlowych

.....

Krzysztof Zawadzki
Wiceprezes Zarządu
dyrektor ds. ekonomiczno-finansowych

.....

27.2 Oświadczenie Akcjonariusza Sprzedającego

Skarb Państwa Rzeczypospolitej Polskiej, reprezentowany przez Ministra Skarbu Państwa, niniejszym oświadcza, że zgodnie z jego najlepszą wiedzą i przy dotożeniu najwyższej staranności, przedstawione w Prospekcie w Rozdziale 16 (*Znacny Akcjonariusz i Akcjonariusz Sprzedający*), 18.1.4 (*Emisja Akcji Aportowych*), 22 (*Warunki Oferty*), 23.1 (*Subemisja, Stabilizacja i Umowne Ograniczenia Zbywalności Akcji – Umowa o Gwarantowanie Oferty*), 23.2 (*Subemisja, Stabilizacja i Umowne Ograniczenia Zbywalności Akcji – Prowizje na rzecz Menedżerów Oferty*), 23.3 (*Subemisja, Stabilizacja i Umowne Ograniczenia Zbywalności Akcji – Działania stabilizacyjne*), 23.4.1 (*Subemisja, Stabilizacja i Umowne Ograniczenia Zbywalności Akcji – Akcjonariusz Sprzedający*) i 27.2 (*Oświadczenia Osób Odpowiedzialnych – Oświadczenie Akcjonariusza Sprzedającego*) informacje są prawdziwe, rzetelne i zgodne ze stanem faktycznym oraz że w Prospekcie nie pominięto niczego, co mogłoby wpłynąć na jego znaczenie.

Skarb Państwa Rzeczypospolitej Polskiej

Aleksander Grad
Minister Skarbu Państwa

.....

27.3 Oświadczenie Doradcy Prawnego Spółki

Kancelaria prawna Norton Rose Piotr Strawa i Wspólnicy spółka komandytowa niniejszym oświadcza, że zgodnie z jego najlepszą wiedzą i przy dołożeniu należytej staranności, by zapewnić taki stan, informacje zawarte w Prospekcie w częściach, za które ponosi odpowiedzialność, tj. Rozdziały: 2.3 (*Ryzyka związane z Ofertą i notowaniem Akcji Sprzedawanych*), 12 (*Otoczenie Regulacyjne*), 14 (*Istotne Umowy*), 17 (*Transakcje z Podmiotami Powiązanymi*), 18 (*Akcje, Kapitał Zakładowy i Walne Zgromadzenie*), 19 (*Ogólne Informacje o Spółce*), 20 (*Rynek Kapitałowy w Polsce*), 21 (*Opodatkowanie*) i 27.3 (*Oświadczenia Osób Odpowiedzialnych – Oświadczenie Doradcy Prawnego Spółki*), są prawdziwe, rzetelne i zgodne ze stanem faktycznym oraz że nie pominięto niczego, co mogłoby wpływać na ich znaczenie.

Piotr Strawa
Komplementariusz

.....

27.4 Oświadczenie Globalnego Koordynatora i Globalnego Współprowadzącego Księgę Popytu oraz Oferującego

UniCredit CAIB Poland S.A. niniejszym oświadcza, że zgodnie z jego najlepszą wiedzą i przy dołożeniu należytej staranności, by zapewnić taki stan, informacje zawarte w Prospekcie w częściach, za które ponosi odpowiedzialność, tj. Rozdziały: 22 (*Warunki Oferty*), z wyłączeniem punktu 22.12 (*Zamiary Spółki dotyczące wprowadzenia programu lojalnościowego*), 23 (*Subemisja, Stabilizacja i Umowne Ograniczenia Zbywalności Akcji*), 24 (*Ograniczenia Sprzedaży Akcji Sprzedawanych*), 26 (*Informacje Dodatkowe – Podmioty Zaangażowane w Ofertę – Menedżerowie Oferty*) i 27.4 (*Oświadczenia Osób Odpowiedzialnych – Oświadczenie Globalnego Koordynatora i Globalnego Współprowadzącego Księgę Popytu oraz Oferującego*), są prawdziwe, rzetelne i zgodne ze stanem faktycznym oraz że nie pominięto niczego, co mogłoby wpływać na ich znaczenie.

Tomasz Witczak
Wiceprezes Zarządu

.....

Paweł Roszczyk
Prokurent

.....

27.5 Oświadczenie Globalnego Koordynatora i Globalnego Współprowadzącego Księgę Popytu

UBS Limited niniejszym oświadcza, że zgodnie z jego najlepszą wiedzą i przy dołożeniu należytej staranności, by zapewnić taki stan, informacje zawarte w Prospekcie w częściach, za które ponosi odpowiedzialność, tj. Rozdziały: 22 (*Warunki Oferty*), z wyłączeniem punktu 22.12 (*Zamiary Spółki dotyczące wprowadzenia programu lojalnościowego*), 23 (*Subemisja, Stabilizacja i Umowne Ograniczenia Zbywalności Akcji*), 24 (*Ograniczenia Sprzedaży Akcji Sprzedawanych*), 26.2.1 (*Informacje Dodatkowe – Podmioty Zaangażowane w Ofertę – Menedżerowie Oferty*) i 27.5 (*Oświadczenia Osób Odpowiedzialnych – Oświadczenie Globalnego Koordynatora i Globalnego Współprowadzącego Księgę Popytu*) są prawdziwe, rzetelne i zgodne ze stanem faktycznym oraz że nie pominięto niczego, co mogłoby wpływać na ich znaczenie.

Roger Scotts
Managing Director

.....

Alison Harding-Jones
Managing Director

.....

27.6 Oświadczenie Globalnego Współprowadzącego Księgę Popytu

Merrill Lynch International niniejszym oświadcza, że zgodnie z jego najlepszą wiedzą i przy dołożeniu należytej staranności, by zapewnić taki stan, informacje zawarte w Prospekcie w częściach, za które ponosi odpowiedzialność, tj. Rozdziały: 22 (*Warunki Oferty*), z wyłączeniem punktu 22.12 (*Zamiary Spółki dotyczące wprowadzenia programu lojalnościowego*), 23 (*Subemisja, Stabilizacja i Umowne Ograniczenia Zbywalności Akcji*), 24 (*Ograniczenia Sprzedaży Akcji Sprzedawanych*), 26.2.1 (*Informacje Dodatkowe – Podmioty Zaangażowane w Ofertę – Menedżerowie Oferty*) i 27.6 (*Oświadczenia Osób Odpowiedzialnych – Oświadczenie Globalnego Współprowadzącego Księgę Popytu*), są prawdziwe, rzetelne i zgodne ze stanem faktycznym oraz że nie pominięto niczego, co mogłoby wpływać na ich znaczenie.

John Lynch
Managing Director

.....

27.7 Oświadczenie Globalnego Współprowadzącego Księgę Popytu

ING Bank N.V., Oddział w Londynie niniejszym oświadcza, że zgodnie z jego najlepszą wiedzą i przy dołożeniu należytej staranności, by zapewnić taki stan, informacje zawarte w Prospekcie w częściach, za które ponosi odpowiedzialność, tj. Rozdziały: 22 (*Warunki Oferty*), 23 (*Subemisja, Stabilizacja i Umowne Ograniczenia Zbywalności Akcji*), 24 (*Ograniczenia Sprzedaży Akcji Sprzedawanych*), 26.2.1 (*Informacje Dodatkowe – Podmioty Zaangażowane w Ofertę – Menedżerowie Oferty*), 27.7 (*Oświadczenia Osób Odpowiedzialnych – Oświadczenie Globalnego Współprowadzącego Księgę Popytu*), są prawdziwe, rzetelne i zgodne ze stanem faktycznym oraz że nie pominięto niczego, co mogłoby wpływać na ich znaczenie.

Andrzej Olszewski
Pełnomocnik

.....

27.8 Oświadczenie Oferującego Akcje Połączeniowe

TRIGON Dom Maklerski S.A. niniejszym oświadcza, że zgodnie z jego najlepszą wiedzą i przy dołożeniu należytej staranności, by zapewnić taki stan, informacje zawarte w Prospekcie w częściach, za które ponosi odpowiedzialność, tj. Rozdziały: 2.4 (*Ryzyka związane z Ofertą Akcji Połączeniowych*), 25 (*Warunki Oferty Akcji Połączeniowych*), 26.2.1 (*Informacje Dodatkowe – Podmioty Zaangażowane w Ofertę – Menedżerowie Oferty*), 26.9 (*Oświadczenia Osób Odpowiedzialnych – Oświadczenie Oferującego Akcje Połączeniowe*) i 27.8 (*Oświadczenia Osób Odpowiedzialnych – Oświadczenie Oferującego Akcje Połączeniowe*), są prawdziwe, rzetelne i zgodne ze stanem faktycznym oraz że nie pominięto niczego, co mogłoby wpływać na ich znaczenie.

Wojciech Pątkiewicz
Prezes Zarządu

.....

Andrzej Sykulski
Wiceprezes Zarządu

.....

27.9 Oświadczenie Doradcy Prawnego Zarządu Spółki

Kancelaria prawna Oleś & Rodzyńkiewicz sp.k. niniejszym oświadcza, że zgodnie z jej najlepszą wiedzą i przy dołożeniu należytej staranności, by zapewnić taki stan, informacje zawarte w Prospekcie w częściach, za które ponosi odpowiedzialność, Rozdział 15 (*Zarząd i Rada Nadzorcza*) i 27.9 (*Oświadczenia Osób Odpowiedzialnych – Oświadczenie Doradcy Prawnego Zarządu Spółki*), są prawdziwe, rzetelne i zgodne ze stanem faktycznym oraz że nie pominięto niczego, co mogłoby wpływać na ich znaczenie.

Mateusz Rodzyńkiewicz
Komplementariusz

.....

28. Definicje

Terminy pisane w niniejszym Prospekcie z wielkiej litery mają znaczenie nadane im poniżej:

Akcje	Akcje Spółki objęte wnioskiem o dopuszczenie i wprowadzenie do obrotu na Gieldzie, w tym Akcje Sprzedawane
Akcje Aportowe	Do 268.000.000 akcji zwykłych na okaziciela Spółki, które zostaną wyemitowane przez Spółkę i objęte przez Akcjonariusza Sprzedającego w drodze subskrypcji prywatnej w zamian za wkłady niepieniężne w postaci akcji PKE, Enion, EnergiaPro i ESW posiadanych przez Akcjonariusza Sprzedającego w związku z procesem wymiany akcji na podstawie Ustawy o Wymianie Akcji Pracowniczych
Akcje Istniejące	13.986.283.558 akcji zwykłych na okaziciela serii A – I o wartości nominalnej 1 złoty każda
Akcje Połączeniowe	124.814.986 akcji zwykłych na okaziciela serii J o wartości nominalnej 1 zł każda oraz 193.850.314 akcji zwykłych na okaziciela serii K o wartości nominalnej 1 zł każda, łącznie: 318.665.300 akcji zwykłych na okaziciela serii J i K Spółki o wartości 1 zł emitowanych przez Spółkę w związku z połączeniem Spółki z Enion Zarządzanie Aktywami i Energomix Servis, podlegające procesowi Scalenia Akcji
Akcje Pracownicze	Akcje nabyte przez pracowników Grupy TAURON na podstawie Ustawy o Wymianie Akcji Pracowniczych
Akcje serii AA	akcje zwykłe na okaziciela serii AA Spółki o wartości nominalnej 9 zł po przeprowadzeniu procesu Scalenia Akcji
Akcje Sprzedawane	do 7.389.300.798 akcji zwykłych na okaziciela serii B i C Spółki o wartości nominalnej 1 zł każda, które po zakończeniu procesu Scalenia Akcji będą stanowiły do 821.033.422 Akcji Serii AA o wartości nominalnej 9 zł każda, oferowanych przez Akcjonariusza Sprzedającego w Ofercie
Akcjonariusz Sprzedający	Skarb Państwa Rzeczypospolitej Polskiej sprzedający w ramach Oferty Akcje Sprzedawane
Amerykańska Ustawa o Papierach Wartościowych	Amerykańska Ustawa o Papierach Wartościowych z 1933 r., ze zm. (<i>U.S. Securities Act of 1933, as amended</i>)
ARE	Agencja Rynku Energii S.A. z siedzibą w Warszawie
CDM Pekao	Centralny Dom Maklerski Pekao S.A. z siedzibą w Warszawie
Cena Maksymalna	Maksymalna cena sprzedaży Akcji Sprzedawanych ustalona przez Akcjonariusza Sprzedającego w uzgodnieniu z Globalnymi Współprowadzającymi Księgę Popytu na potrzeby składania zapisów przez Inwestorów Indywidualnych
Cena Sprzedaży	Cena sprzedaży Akcji Sprzedawanych dla Inwestorów Indywidualnych i Cena Sprzedaży Akcji Sprzedawanych dla Inwestorów Instytucjonalnych ustalona przez Akcjonariusza Sprzedającego w uzgodnieniu z Globalnymi Współprowadzającymi Księgę Popytu, po zakończeniu procesu budowania księgi popytu wśród Inwestorów Instytucjonalnych
DM Pekao	Bank Pekao S.A. – Dom Maklerski Pekao z siedzibą w Warszawie
Dobre Praktyki Spółek Notowanych na GPW	Dobre Praktyki Spółek Notowanych na GPW stanowiące Załącznik do Uchwały nr 12/1170/2007 Rady Gieldy z dnia 4 lipca 2007 r.
Dokument Marketingowy	Dokument marketingowy (<i>International Offering Circular</i>) sporządzony w języku angielskim na potrzeby promowania Oferty poza granicami Polski wśród wybranych Inwestorów Instytucjonalnych oraz Kwalifikowanych Nabywców Instytucjonalnych. Dokument ten nie stanowi Prospektu i nie zostanie zatwierdzony przez żaden organ nadzoru ani notyfikowany takiemu organowi w jakiegokolwiek jurysdykcji

Dom Inwestycyjny BRE, DI BRE	Dom Inwestycyjny BRE Banku S.A. z siedzibą w Warszawie
Dom Maklerski BOŚ, DM BOŚ	Dom Maklerski Banku Ochrony Środowiska S.A. z siedzibą w Warszawie
Dom Maklerski PKO BP, DM PKO BP	PKO Bank Polski S.A. – Oddział Dom Maklerski PKO Banku Polskiego S.A. z siedzibą w Warszawie
Dopłata	Dopłata pieniężna wnoszona przez wspólników Spółek Przejmowanych w związku z koniecznością zaokrąglenia w górę niecałkowitej liczby Akcji Potążeniowych wydawanych w zamian za udziały w Spółkach Przejmowanych, wyliczonej w oparciu o Parytet Wymiany
Doradca Prawny Zarządu Spółki	Kancelaria Oleś & Rodzyńkiewicz sp.k.
Doradcy Prawni Spółki	Norton Rose Piotr Strawa i Wspólnicy, spółka komandytowa (w zakresie prawa polskiego) i Norton Rose LLP (w zakresie prawa angielskiego i amerykańskiego)
Dyrektywa 2001/81/WE	dyrektywa 2001/81/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 października 2001 r. w sprawie krajowych poziomów emisji dla niektórych rodzajów zanieczyszczenia powietrza (Dz.U. UE L 2001 nr 309, str. 22, ze zm.)
Dyrektywa 2003/54/WE	dyrektywa 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 96/92/WE (Dz.U. UE L 2003 nr 176, str. 37, ze zm.)
Dyrektywa 2009/28/WE	dyrektywa 2009/28/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz.U. UE L 2009 nr 140, str. 16)
Dyrektywa 2009/29/WE	dyrektywa 2009/29/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz.U. UE L 2009 nr 140, str. 63)
Dyrektywa 2009/72/WE	dyrektywa 2009/72/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE (Dz.U. UE L 2009 nr 211, str. 55)
Dyrektywa 2009/73/WE	dyrektywa 2009/73/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE (Dz.U. UE L 2009 nr 211, str. 94)
Dyrektywa CCS	dyrektywa 2009/31/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla oraz zmieniająca dyrektywę Rady 85/337/EWG, dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2000/60/WE, 2001/80/WE, 2004/35/WE, 2006/12/WE, 2008/1/WE i rozporządzenie (WE) nr 1013/2006 (Dz.U. UE L 2009 nr 140, str. 114)
Dyrektywa ETS	dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE (Dz.U. UE L 2003 nr 275, str. 32, ze zm.)
Dyrektywa IED	projekt Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie emisji przemysłowych (Industrial Emissions Directive – IED), która ma regulować problematykę emisji przemysłowych poprzez ujednoczenie istniejących przepisów i zastąpienie m.in. Dyrektywy IPPC, Dyrektywy LCP, czy też Dyrektywy 2000/76/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 4 grudnia 2000 r. w sprawie spalania odpadów (Dz.U. UE L 2000 nr 332, str. 91, ze zm.). Projekt Dyrektywy IED został przedstawiony przez Komisję Europejską w dniu 31 grudnia 2007 r. [COM(2007) 843 final] [SEC(2007) 1679] [SEC(2007) 1682], Nr CELEX: 52007PC0844

Dyrektywa IPPC	dyrektywa 2008/1/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 15 stycznia 2008 r. dotycząca zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli (Integrated Pollution Prevention and Control) (Dz.U. UE L 2008 nr 24, str. 8, ze zm.)
Dyrektywa LCP	dyrektywa 2001/80/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania (Dz.U. UE L 2001 nr 309, str. 1, ze zm.)
Dyrektywa Łącząca	dyrektywa 2004/101/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 27 października 2004 r. (tzw. Linking Directive) zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie, z uwzględnieniem mechanizmów projektowych Protokołu z Kioto (Dz.U. UE L 2004 nr 338, str. 18). Celem Dyrektywy jest powiązanie mechanizmów projektowych określonych w Protokole z Kioto z systemem EU ETS
Dyrektywa Prospektowa	dyrektywa 2003/71/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 4 listopada 2003 r. w sprawie prospektu emisyjnego publikowanego w związku z publiczną ofertą lub dopuszczeniem do obrotu papierów wartościowych i zmieniająca dyrektywę 2001/34/WE (Dz.U. UE L. z dnia 31 grudnia 2003 r., Nr 345, str. 64, ze zm.)
Dzień Połączenia	Dzień wpisu do Rejestru Przedsiębiorców połączenia Spółek Przejmowanych i Spółki
dzień Prospektu	27 maja 2010 r., będący dniem zatwierdzenia Prospektu przez KNF
Ekspert ds. Ziół	IMC Group Consulting Ltd z siedzibą w Nottingham, Wielka Brytania
Elektrociepłownia EC Nowa	Elektrociepłownia EC Nowa Sp. z o.o. z siedzibą w Dąbrowie Górniczej
Elektrociepłownia Tychy	Elektrociepłownia Tychy S.A. z siedzibą w Tychach
EnergiaPro	EnergiaPro S.A. z siedzibą we Wrocławiu
EnergiaPro Gigawat	EnergiaPro Gigawat Sp. z o.o. z siedzibą we Wrocławiu
Energomix Servis	Energomix Servis Sp. z o.o. z siedzibą w Katowicach
Enion	Enion S.A. z siedzibą w Krakowie
Enion Energia	Enion Energia Sp. z o.o. z siedzibą w Krakowie
Enion Zarządzanie Aktywami	Enion Zarządzanie Aktywami Sp. z o.o. z siedzibą w Katowicach
ESW	Elektrownia Stalowa Wola S.A. z siedzibą w Stalowej Woli
EU-25	Austria, Belgia, Cypr, Czechy, Dania, Estonia, Finlandia, Francja, Grecja, Hiszpania, Holandia, Irlandia, Litwa, Łotwa, Luksemburg, Malta, Niemcy, Polska, Portugalia, Słowacja, Słowenia, Szwecja, Węgry, Wielka Brytania, Włochy
EUR	Euro
Europa Środkowo-Wschodnia	Polska, Czechy, Węgry, Słowacja, Litwa, Łotwa, Estonia, Słowenia, Chorwacja, Bośnia i Hercegowina, Serbia, Czarnogóra, Macedonia, Albania, Bułgaria, Rumunia
Europejska Unia Gospodarczo-Walutowa	unia gospodarczo-walutowa będąca elementem współpracy Państw Członkowskich

Europejski Obszar Gospodarczy, EOG	Obszar 27 Państw Członkowskich Unii Europejskiej, w tym Polski, oraz Islandii, Norwegii i Liechtensteinu jako państw członkowskich Europejskiego Stowarzyszenia Wolnego Handlu (<i>European Free Trade Association</i>)
Europejski Trybunał Sprawiedliwości, ETS	Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej z siedzibą w Luksemburgu
Giełda	rynek giełdowy w rozumieniu Ustawy o Obrocie, organizowany przez GPW
Giełda Papierów Wartościowych w Warszawie, GPW	Giełda Papierów Wartościowych w Warszawie S.A.
Globalni Koordynatorzy	UniCredit CAIB Poland S.A., UBS Limited pełniący rolę Globalnych Koordynatorów oraz Globalnych Współprowadzących Księgę Popytu
Globalni Współprowadzący Księgę Popytu	UniCredit CAIB Poland S.A., UBS Limited, Merrill Lynch International oraz ING Bank N.V., Oddział w Londynie
Grupa TAURON, Grupa	Spółka wraz ze Spółkami Grupy
GUS	Główny Urząd Statystyczny
Gwaranci Oferty	podmioty gwarantujące zapisy Inwestorów Instytucjonalnych w Ofercie zgodnie z Umową o Gwarantowanie Oferty
ING	ING Bank N.V., Oddział w Londynie
ING Securities	ING Securities S.A. z siedzibą w Warszawie
Inwestorzy Indywidualni	inwestorzy, będący osobami fizycznymi, uprawnieni do składania zapisów na Akcje Sprzedawane na zasadach określonych w Prospekcie
Inwestorzy Instytucjonalni	inwestorzy uprawnieni do udziału w budowie księgi popytu oraz do składania zapisów na Akcje Sprzedawane, którzy otrzymali od Współprowadzących Księgę Popytu zaproszenie odpowiednie do udziału w budowie księgi popytu lub składania zapisów na Akcje Sprzedawane, oraz którzy są (i) inwestorami kwalifikowanymi w rozumieniu art. 2 § 1 ust. (e)(i) Dyrektywy Prospektowej; (ii) bankami centralnymi, organizacjami międzynarodowymi lub rządami krajowymi w rozumieniu art. 2 § ust. (e)(ii) Dyrektywy Prospektowej; (iii) innymi osobami prawnymi w rozumieniu art. 2 § ust. (e)(iii) Dyrektywy Prospektowej; (iv) osobami prawnymi, jednostkami organizacyjnymi lub osobami fizycznymi, w imieniu których i na rachunek których działają firmy inwestycyjne zarządzające aktywami na zlecenie
Istotne Spółki Zależne	PKE; ESW; PKW; Enion; EnergiaPro; Enion Energia; EnergiaPro Gigawat; Tauron Ekoenergia; PEPKH
JEW	Jeleniogórskie Elektrownie Wodne Sp. z o.o. z siedzibą w Jeleniej Górze (obecnie Tauron Ekoenergia)
Kodeks Cywilny KC	ustawa z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny (Dz.U. z 1964 r. Nr 16, poz. 93, ze zm.)
KDPW	Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A.
KDT	Umowy długoterminowe sprzedaży mocy i energii elektrycznej zawarte w latach 1994–1998 przez niektórych wytwórców energii elektrycznej ze spółką Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
KNF	Komisja Nadzoru Finansowego
Kodeks Pracy, KP	ustawa z dnia 26 czerwca 1974 r. – Kodeks pracy (tekst jednolity: Dz.U. z 1998 r. Nr 21, poz. 94, ze zm.)

Kodeks Spółek Handlowych, KSH	ustawa z dnia 15 września 2000 r. – Kodeks spółek handlowych (Dz.U. z 2000 r. Nr 94, poz. 1037, ze zm.)
Komisja Europejska	Komisja Europejska będąca instytucją Unii Europejskiej
Kompania Węgłowa	Kompania Węgłowa S.A. z siedzibą w Katowicach
Konwencja Klimatyczna	Ramowa Konwencja Narodów Zjednoczonych w Sprawie Zmian Klimatu sporządzona w Nowym Jorku dnia 9 maja 1992 r. (Dz.U. z 1996 r. Nr 53, poz. 238)
Kopalnia Wapienia Czatkowice	Kopalnia Wapienia Czatkowice Sp. z o.o. z siedzibą w Krzeszowicach.
KPRU I	Krajowy Plan Rozdziału Upnień do emisji CO ₂ na lata 2005–2007 (Dz.U. z 2005 r. Nr 264, poz. 2206, ze zm.)
KPRU II	Krajowy Plan Rozdziału Upnień do emisji CO ₂ na lata 2008–2012 (Dz.U. z 2008 r. Nr 202, poz. 1248, ze zm.)
Krajowi Menedżerowie Oferty	DM BOŚ, CDM Pekao, ING Securities oraz TRIGON Dom Maklerski
Krajowi Współprowadzący Księgę Popytu	DI BRE oraz DM PKO BP
Kwalifikowani Nabywcy Instytucjonalni, QIB	kwalifikowani nabywcy instytucjonalni (<i>Qualified Institutional Buyers</i>) w rozumieniu Przepisu 144A
KWK Bolesław Śmiały	Kopalnia Węgla Kamiennego Bolesław Śmiały
Liczba Akcji Sprzedawanych Przeznaczonych do Przydziału Inwestorom Indywidualnym	liczba Akcji Sprzedawanych przeznaczonych do przydziału Inwestorom Indywidualnym, tj. 20% ostatecznej liczby Akcji Sprzedawanych oferowanych w ramach Oferty, przy czym Akcjonariusz Sprzedający zastrzega sobie dyskrecyjne prawo do zmiany powyższej liczby o nie więcej niż 5% ostatecznej liczby Akcji Sprzedawanych oferowanych w ramach Oferty łącznie do nie więcej niż 25% ostatecznej liczby Akcji Sprzedawanych oferowanych w ramach Oferty w przypadku złożenia przez Inwestorów Indywidualnych ważnych zapisów na Akcje Sprzedawane obejmujących łącznie większą liczbę Akcji Sprzedawanych niż 20% Akcji Sprzedawanych oferowanych w Ofercie
Maksymalny Przydział	maksymalna liczba Akcji Sprzedawanych, jaka może zostać przydzielona na jeden zapis Inwestora Indywidualnego, która zostanie ustalona w przypadku złożenia zapisów przez Inwestorów Indywidualnych na liczbę większą niż Liczba Akcji Sprzedawanych Przeznaczonych do Przydziału Inwestorom Indywidualnym
Menedżer Stabilizujący	podmiot, który będzie prowadził działania stabilizacyjne, o ile zostaną zlecone, na zasadach określonych w Rozporządzeniu w sprawie Stabilizacji
Menedżerowie Oferty	Współprowadzący Księgę Popytu oraz Krajowi Menedżerowie Oferty
Międzynarodowe Standardy Sprawozdawczości Finansowej, MSSF	Międzynarodowe Standardy Rachunkowości, Międzynarodowe Standardy Sprawozdawczości Finansowej oraz związane z nimi interpretacje przyjęte rozporządzeniem Komisji Europejskiej zgodnie z Rozporządzeniem (WE) nr 1606/2002 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 19 lipca 2002 r. (Dz.U. UE. L. z 2002 r., nr 243, s. 1), które obowiązują na pierwszy dzień okresu sprawozdawczego
Minister Gospodarki	minister właściwy ds. gospodarki
Minister Skarbu Państwa	minister właściwy ds. Skarbu Państwa

Monitor Sądowy i Gospodarczy	Monitor Sądowy i Gospodarczy, o którym mowa w ustawie o wydawaniu Monitora Sądowego i Gospodarczego z dnia 22 grudnia 1995 r. (Dz.U. z 1996 r. Nr 6, poz. 42, ze zm.)
NBP	Narodowy Bank Polski
Nowelizacja Prawa Energetycznego	ustawa z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo Energetyczne oraz o zmianie innych ustaw (Dz.U. z 2010 r. Nr 21, poz. 104)
Obszar Dystrybucji	obszar działalności Grupy TAURON w zakresie dystrybucji energii elektrycznej, która to działalność prowadzona jest przez Enion i EnergiaPro
Obszar Obrotu	obszar działalności Grupy TAURON w zakresie obrotu energią elektryczną, która to działalność prowadzona jest przez Spółkę, Enion Energia i EnergiaPro Gigawat
Obszar OZE	obszar działalności Grupy TAURON w zakresie wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych, która to działalność prowadzona jest przez Tauron Ekoenergia oraz Enion Energia
Obszar Wydobycie	obszar działalności Grupy TAURON w zakresie wydobycia węgla kamiennego, która to działalność prowadzona jest przez PKW
Obszar Wytwarzanie	obszar działalności Grupy TAURON w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, która to działalność prowadzona jest przez PKE, Elektrociepłownię Tychy, ESW oraz Elektrociepłownię EC Nowa
Oferta	pierwsza oferta publiczna Akcji Sprzedawanych przeprowadzana na podstawie Prospektu na terytorium Polski
Oferta Akcji Połączeniowych	wydawanie Akcji Połączeniowych Wspólnikom Spółek Przejmowanych w związku z Połączeniem w drodze oferty publicznej na terytorium Polski przeprowadzonej przez Spółkę na podstawie Prospektu
Oferujący	UniCredit CAIB Poland S.A.
Oferujący Akcje Połączeniowe	TRIGON Dom Maklerski
Okres Stabilizacji	okres nie dłuższy niż 30 kolejnych dni kalendarzowych od dnia rozpoczęcia notowań akcji Spółki na GPW
Opcja Stabilizacyjna	warunkowa sprzedaż przez Akcjonariusza Sprzedającego na rzecz Menedżera Stabilizującego do 15% ostatecznej liczby Akcji Sprzedawanych w związku z transakcjami stabilizacyjnymi, które Menedżer Stabilizujący może przeprowadzać na GPW
Państwo Członkowskie	Państwo członkowskie Unii Europejskiej
Parytet Wymiany	Uzgodniony w Planie Połączenia stosunek wymiany udziałów Spółek Przejmowanych na Akcje Połączeniowe, odrębnie dla Enion Zarządzanie Aktywami i Energomix Servis
PEC Dąbrowa Górnicza	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Dąbrowie Górniczej S.A. z siedzibą w Dąbrowie Górniczej
PEC Katowice	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Katowice S.A. z siedzibą w Katowicach
PEPKH	Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa Sp. z o.o. z siedzibą w Katowicach
PKB	produkt krajowy brutto
PKE	Południowy Koncern Energetyczny S.A. z siedzibą w Katowicach
PKW	Południowy Koncern Węglowy S.A. z siedzibą w Jaworznie

Plan Połączenia	„Plan połączenia TAURON Polska Energia S.A. z siedzibą w Katowicach (Spółka Przejmująca) z Enion Zarządzanie Aktywami Sp. z o.o. z siedzibą w Katowicach (Spółka Przejmowana) oraz Energomix Servis Sp. z o.o. z siedzibą w Katowicach (Spółka Przejmowana)” uzgodniony przez zarządy łączących się: Spółki i Spółek Przejmowanych w dniu 16 grudnia 2009 r., zbadany przez biegłego Teresę Choroszyńską i ogłoszony w Monitorze Sądowym i Gospodarczym nr 15, poz. 862 z dnia 22 stycznia 2010 r.
Polityka Energetyczna Polski do 2030 r.	dokument określający strategiczne kierunki działań oraz cele polityki energetycznej państwa w perspektywie do 2030 r., przyjęty uchwałą Rady Ministrów w dniu 10 listopada 2009 r. i ogłoszony poprzez Obwieszczenie Ministra Gospodarki z dnia 21 grudnia 2009 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2030 r. (M.P.2010 Nr 2, poz. 11)
Polskie Standardy Rachunkowości, PSR	Polskie Standardy Rachunkowości, obejmujące Ustawę o Rachunkowości i wydane na jej podstawie przepisy wykonawcze
Połączenie	połączenie Spółki z Enion Zarządzanie Aktywami i Energomix Servis przez przeniesienie całego majątku Enion Zarządzanie Aktywami i Energomix Servis (spółki przejmowane) na Spółkę (spółka przejmująca) w zamian za Akcje Połączeniowe, które Spółka wyda wspólnikom Enion Zarządzanie Aktywami i Energomix Servis (łączenie się przez przejęcie)
Prawo Energetyczne	ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (tekst jednolity: Dz.U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, ze zm.)
Prawo Europejskie	akty normatywne składające się na system prawny Unii Europejskiej
Prawo Geologiczne i Górnicze	ustawa z dnia 4 lutego 1994 r. – Prawo geologiczne i górnicze (tekst jednolity: Dz.U. z 2005 r. Nr 228, poz. 1947, ze zm.)
Prawo Ochrony Środowiska	ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (tekst jednolity: Dz.U. z 2008 r. Nr 25, poz. 150, ze zm.)
Prawo Wodne	ustawa z dnia 18 lipca 2001 r. – Prawo wodne (tekst jednolity: Dz.U. z 2005 r. Nr 239, poz. 2019, ze zm.)
Prawo Zamówień Publicznych	ustawa z dnia 29 stycznia 2004 r. – Prawo Zamówień Publicznych (tekst jednolity – Dz.U. z 2007 r. Nr 223, poz. 1655, ze zm.)
Prezes UOKiK	Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów
Prezes URE	Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
Prospekt	niniejszy prospekt emisyjny
Protokół z Kioto	Protokół z Kioto do Konwencji Klimatycznej sporządzony dnia 11 grudnia 1997 r. (Dz.U. z 2005 r., Nr 203, poz. 1684, ze zm.)
Przepis 144A	Przepis 144A (<i>Rule 144A</i>) wydany na podstawie Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych
PSE	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (obecnie PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.) z siedzibą w Warszawie
PSE-Operator	PSE-Operator S.A. z siedzibą w Konstancinie-Jeziornie
PUZP	Ponadzakładowy Układ Zbiorowy Pracy dla Pracowników Przemysłu Energetycznego zawarty w dniu 13 maja 1993 r.

Rada Giełdy	rada nadzorcza GPW
Rada Ministrów	Rada Ministrów Rzeczypospolitej Polskiej
Rada Nadzorcza	rada nadzorcza Spółki
Rada Społeczna	Rada Społeczna Grupy Kapitałowej TAURON Polska Energia S.A. powołana w dniu 12 września 2008 r. na mocy uchwały przedstawicieli organizacji związkowych trzech ogólnopolskich central związkowych działających w Grupie TAURON
Regulacja S	Regulacja S (<i>Regulation S</i>) wydana na podstawie Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych
Regulamin Giełdy	Regulamin Giełdy w brzmieniu przyjętym Uchwałą Nr 1/1110/2006 Rady Giełdy z dnia 4 stycznia 2006 r., ze zm. (stan ujednoczony na dzień 1 stycznia 2010 r.)
Regulamin KDPW	Regulamin Krajowego Depozytu Papierów Wartościowych w brzmieniu obowiązującym od dnia 5 listopada 2009 r.
Rejestr Przedsiębiorców	rejestr przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego, o którym mowa w art. 1 ust. 2 pkt 1 ustawy z dnia 20 sierpnia 1997 r. o Krajowym Rejestrze Sądowym (Dz.U. z 2007 r. Nr 168, poz. 1186, ze zm.)
Rozporządzenie Dotyczące Świadectw Pochodzenia z OZE	rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii (Dz.U. z 2008 r. Nr 156, poz. 969)
Rozporządzenie o Informacjach Bieżących i Okresowych	rozporządzenie Ministra Finansów z dnia 19 lutego 2009 r. w sprawie informacji bieżących i okresowych przekazywanych przez emitentów papierów wartościowych oraz warunków uznawania za równoważne informacji wymaganych przepisami prawa państwa niebędącego państwem członkowskim (Dz.U. Nr 33, poz. 259, ze zm.)
Rozporządzenie o Koncentracji	Rozporządzenie Rady (WE) nr 139/2004 z dnia 20 stycznia 2004 r. o kontroli koncentracji między przedsiębiorstwami (Dz.U.UE. z 2004 r., Nr 149, str. 1)
Rozporządzenie o Standardach Rachunkowości	Rozporządzenie (WE) nr 1606/2002 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 19 lipca 2002 r. w sprawie stosowania międzynarodowych standardów rachunkowości (Dz.U.UE.L. z 2002, Nr 243, str. 1–4, ze zm.)
Rozporządzenie Prospektowe	Rozporządzenie Komisji (WE) nr 809/2004 z dnia 29 kwietnia 2004 r. wykonujące dyrektywę 2003/71/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie informacji zawartych w prospektach emisyjnych oraz formy, włączenia przez odniesienie i publikacji takich prospektów emisyjnych oraz rozpowszechniania reklam (Dz.U. UE.L 2004 nr 149, str. 1, ze zm.)
Rozporządzenie Taryfowe Dotyczące Ciepła	rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 9 października 2006 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz.U. z 2006 r. Nr 193, poz. 1423)
Rozporządzenie Taryfowe Dotyczące Energii Elektrycznej	rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz.U. z 2007 r. Nr 128, poz. 895, ze zm.)
Rozporządzenie w sprawie Stabilizacji	Rozporządzenie Komisji (WE) nr 2273/2003 z dnia 22 grudnia 2003 r. wykonujące Dyrektywę 2003/6/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w odniesieniu do zwolnień dla programów odkupu i stabilizacji instrumentów finansowych
Sąd Pierwszej Instancji	Sąd Pierwszej Instancji z siedzibą w Luksemburgu, organ sądowy Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości

Scalenie Akcji	scalenie Akcji Spółki w drodze zwiększenia wartości nominalnej jednej akcji Spółki z 1 zł do 9 zł, odpowiedniego zmniejszenia liczby akcji Spółki, bez jednoczesnego podwyższenia kapitału zakładowego Spółki
SCE Jaworzno	SCE Jaworzno III Sp. z o.o. z siedzibą w Jaworznie
Skarb Państwa	Skarb Państwa Rzeczypospolitej Polskiej
Spółka	TAURON Polska Energia S.A. z siedzibą w Katowicach
Spółki Grupy TAURON, Spółki Grupy	Spółki Zależne
Spółki Przejmowane	Energomix Servis i Enion Zarządzenie Aktywami
Spółki Sprzedaży Detalicznej	Enion Energia i EnergiaPro Gigawat, spółki Grupy TAURON, których działalność obejmuje sprzedaż energii elektrycznej klientom detalicznym
Spółki Zależne	spółki zależne Spółki, których sprawozdania finansowe są konsolidowane ze sprawozdaniem finansowym Spółki przy zastosowaniu metody konsolidacji pełnej
Statut	statut Spółki
Strategia	Strategia Korporacyjna dla Grupy TAURON na lata 2008–2012 z perspektywą do 2020 r., której główne założenia zostały opisane w punkcie 13.3 (<i>Strategia Grupy TAURON</i>)
Szczegółowe Zasady Działania KDPW	szczegółowe zasady działania Krajowego Depozytu Papierów Wartościowych (stan ujednoczony na 7 marca 2010 r.)
Szczegółowe Zasady Obrotu Giełdowego	szczegółowe zasady obrotu giełdowego (stan ujednoczony na 3 października 2009 r.)
Śródroczne Skrócone Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe	niezbadane śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy TAURON za okres 3 miesięcy zakończony dnia 31 marca 2010 r. sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej, będące przedmiotem przeglądu przez niezależnego biegłego rewidenta Spółki
Tauron Czech Energy	Tauron Czech Energy s.r.o. z siedzibą w Ostrawie, Czechy
Tauron Ekoenergia	Tauron Ekoenergia Sp. z o.o. z siedzibą w Jeleniej Górze
Traktat Akcesyjny	Traktat między Królestwem Belgii, Królestwem Danii, Republiką Federalną Niemiec, Republiką Grecką, Królestwem Hiszpanii, Republiką Francuską, Irlandią, Republiką Włoską, Wielkim Księstwem Luksemburga, Królestwem Niderlandów, Republiką Austrii, Republiką Portugalską, Republiką Finlandii, Królestwem Szwecji, Zjednoczonym Królestwem Wielkiej Brytanii i Irlandii Północnej (Państwami Członkowskimi Unii Europejskiej) a Republiką Czeską, Republiką Estońską, Republiką Cypryjską, Republiką Łotewską, Republiką Litewską, Republiką Węgierską, Republiką Malty, Rzeczpospolitą Polską, Republiką Słowenii, Republiką Słowacką dotyczący przystąpienia Republiki Czeskiej, Republiki Estońskiej, Republiki Cypryjskiej, Republiki Łotewskiej, Republiki Litewskiej, Republiki Węgierskiej, Republiki Malty, Rzeczypospolitej Polskiej, Republiki Słowenii i Republiki Słowackiej do Unii Europejskiej. (Dz.U. UE L z dnia 23 września 2003 r.)
Traktat Ustanawiający Wspólnotę Europejską, TWE	Traktat ustanawiający Wspólnotę Europejską z dnia 25 marca 1957 r., z późn. zm. (tekst jedn. Dz.Urz. C 321 E/1 s. 37 i następane)
TRIGON Dom Maklerski	TRIGON Dom Maklerski S.A. z siedzibą w Krakowie

Uchwała Połączeniowa	uchwała nr 4 Walnego Zgromadzenia z dnia 8 kwietnia 2010 r. w sprawie połączenia przez przejęcie przez TAURON Polska Energia S.A., Enion Zarządzanie Aktywami Sp. z o.o. z siedzibą w Katowicach i Energomix Servis Sp. z o.o. z siedzibą w Katowicach, na warunkach określonych w Planie połączenia ogłoszonym w Monitorze Sądowym i Gospodarczym w 2010 roku, Nr 15, poz. 862 (opublikowanym 22 stycznia 2010 r.) oraz wyrażenia zgody na Plan połączenia i dokonanie zmiany Statutu TAURON Polska Energia S.A.
Uchwała w sprawie Scalenia Akcji	uchwała Walnego Zgromadzenia z dnia 26 kwietnia 2010 r. w sprawie scalenia (połączenia) akcji, zmiany Statutu oraz upoważnienia Zarządu do podejmowania czynności z tym związanych
Uchwały w sprawie Dopuszczenia do Obrotu	uchwały Walnego Zgromadzenia w sprawie ubiegania się o dopuszczenie i wprowadzenie akcji do obrotu na rynku regulowanym, dematerializacji akcji, upoważnienie Zarządu do zawarcia umowy z Krajowym Depozytem Papierów Wartościowych S.A. oraz do zawarcia o subemisję i upoważnienia Zarządu do nabywania akcji własnych w związku z działaniami stabilizacyjnymi z dnia 8 kwietnia 2010 r. oraz z dnia 26 kwietnia 2010 r.
UE-15	15 krajów tworzących Unię Europejską przed akcesją nowych krajów w dniu 1 maja 2004 r., czyli Austria, Belgia, Dania, Finlandia, Francja, Grecja, Hiszpania, Holandia, Irlandia, Luksemburg, Niemcy, Portugalia, Szwecja, Wielka Brytania, Włochy
Umowa o Gwarantowanie Oferty	umowa, na podstawie której Gwaranci Oferty zobowiążą się, z zastrzeżeniem ziszczenia się określonych warunków, do dołożenia należytej staranności w celu zapewnienia nabycia i opłacenia Akcji Sprzedawanych przez Inwestorów Instytucjonalnych, którzy zostaną wskazani przez Gwarantów Oferty bądź nabycia tych Akcji Sprzedawanych, które nie zostały nabyte przez takich Inwestorów Instytucjonalnych
Unia Europejska	Unia Europejska obejmująca 27 Państw Członkowskich
URE	Urząd Regulacji Energetyki
USD	dolar amerykański
Ustawa Kominowa	ustawa z 3 marca 2000 r. o wynagradzaniu osób kierujących niektórymi podmiotami prawnymi (Dz.U. z 2000 r. Nr 26, poz. 306, ze zm.)
Ustawa o Giełdach Towarowych	ustawa z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (tekst jednolity: Dz.U. z 2005 r. Nr 121, poz. 1019, ze zm.)
Ustawa o Handlu Uprawnieniami do Emisji	ustawa z dnia 22 grudnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji (Dz.U. z 2004 r. Nr 281, poz. 2784, ze zm.)
Ustawa o Komerccjalizacji i Prywatyzacji	ustawa z dnia 30 sierpnia 1996 r. o komercjalizacji i prywatyzacji (tekst jednolity: Dz.U. z 2002 r. Nr 171, poz. 1397, ze zm.)
Ustawa o Nadzorze nad Rynkiem Finansowym	ustawa z dnia 21 lipca 2006 r. o nadzorze nad rynkiem finansowym (Dz.U. z 2006 r. Nr 157, poz. 1119, ze zm.)
Ustawa o Nadzorze nad Rynkiem Kapitałowym	ustawa z dnia 29 lipca 2005 r. o nadzorze nad rynkiem kapitałowym (Dz.U. z 2005 r. Nr 183, poz. 1537, ze zm.)
Ustawa o Niektórych Zabezpieczeniach Finansowych	ustawa z dnia 2 kwietnia 2004 r. o niektórych zabezpieczeniach finansowych (Dz.U. z 2004 r. Nr 91, poz. 871, ze zm.)
Ustawa o Obrocie	ustawa z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi (Dz.U. z 2005 r. Nr 183, poz. 1538, ze zm.)

Ustawa o Ochronie Konkurencji i Konsumentów	ustawa z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów (Dz.U. z 2007 r. Nr 50, poz. 331, ze zm.)
Ustawa o Ochronie Przyrody	ustawa z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody (tekst jednolity: Dz.U. z 2009 r. Nr 151, poz. 1220, ze zm.)
Ustawa o Odpadach	ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. o odpadach (tekst jednolity: Dz.U. z 2007 r. Nr 39, poz. 251, ze zm.)
Ustawa o Odpadach Wydobywczych	ustawa z dnia 10 lipca 2008 r. o odpadach wydobywczych (Dz.U. z 2008 r. Nr 138, poz. 865, ze zm.)
Ustawa o Ofercie	ustawa z dnia 29 lipca 2005 r. o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych (tekst jednolity: Dz.U. z 2009 r. Nr 185, poz. 1439, ze zm.)
Ustawa o Podatkach i Opłatach Lokalnych	ustawa z dnia 12 stycznia 1991 r. o podatkach i opłatach lokalnych (tekst jednolity: Dz.U. z 2006 r. Nr 121, poz. 844, ze zm.)
Ustawa o Podatku Akcyzowym	ustawa z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym (Dz.U. z 2009 r. Nr 3, poz. 11, ze zm.)
Ustawa o Podatku Dochodowym od Osób Fizycznych	ustawa z dnia 26 lipca 1991 r. o podatku dochodowym od osób fizycznych (tekst jednolity: Dz.U. z 2000 r. Nr 14, poz. 176, ze zm.)
Ustawa o Podatku Dochodowym od Osób Prawnych	ustawa z dnia 15 lutego 1992 r. o podatku dochodowym od osób prawnych (tekst jednolity: Dz.U. z 2000 r. Nr 54, poz. 654, ze zm.)
Ustawa o Podatku od Czynności Cywilnoprawnych	ustawa z dnia 9 września 2000 r. o podatku od czynności cywilnoprawnych (tekst jednolity: Dz.U. z 2007 r. Nr 68, poz. 450, ze zm.)
Ustawa o Podatku od Spadków i Darowizn	ustawa z dnia 28 lipca 1983 r. o podatku od spadków i darowizn (tekst jednolity: Dz.U. z 2009 r. Nr 93, poz. 768, ze zm.)
Ustawa o Poręczeniach i Gwarancjach Skarbu Państwa	ustawa z dnia 8 maja 1997 r. o poręczeniach i gwarancjach udzielanych przez Skarb Państwa oraz niektóre osoby prawne (tekst jednolity: Dz.U. z 2003 r. Nr 174, poz. 1689, ze zm.)
Ustawa o Rachunkowości	ustawa z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości (tekst jednolity: Dz.U. z 2009 r. Nr 152, poz. 1223, ze zm.)
Ustawa o Rozwiązaniu KDT	ustawa z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz.U. z 2007 r. Nr 130, poz. 905, ze zm.)
Ustawa o Sprzeciwie MSP	ustawa z dnia 18 marca 2010 r. o szczególnych uprawnieniach ministra właściwego do spraw Skarbu Państwa oraz ich wykonywaniu w niektórych spółkach kapitałowych lub grupach kapitałowych prowadzących działalność w sektorach energii elektrycznej, ropy naftowej oraz paliw gazowych (Dz.U. z 2010 r. Nr 65, poz. 404)
Ustawa o Systemie Zarządzania Emisjami	ustawa z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji (Dz.U. z 2009 r. Nr 130, poz. 1070, ze zm.)
Ustawa o Udostępnianiu Informacji o Środowisku i jego Ochronie	ustawa z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz.U. z 2008 r. Nr 199, poz. 1227, ze zm.)
Ustawa o Wpłatach z Zysku na Rzecz Skarbu Państwa	ustawa z dnia 1 grudnia 1995 r. o wpłatach z zysku przez jednoosobowe spółki na rzecz Skarbu Państwa (Dz.U. z 1995 r. Nr 154, poz. 792, ze zm.)

Ustawa o Wymianie Akcji Pracowniczych	ustawa z dnia 7 września 2007 r. o zasadach nabywania od Skarbu Państwa akcji w procesie konsolidacji spółek sektora elektroenergetycznego (Dz.U. z 2007 r. Nr 191, poz. 1367, ze zm.)
Ustawa o Zapobieganiu i Naprawie Szkód w Środowisku	ustawa z dnia 13 kwietnia 2007 r. o zapobieganiu szkodom w środowisku i ich naprawie (Dz.U. z 2007 r. Nr 75, poz. 493, ze zm.)
Ustawa o Zasadach Wykonywania Upnień Przysługujących Skarbowi Państwa	ustawa z dnia 8 sierpnia 1996 r. o zasadach wykonywania uprawnień przysługujących Skarbowi Państwa (Dz.U. z 1996 r. Nr 106, poz. 493, ze zm.)
Ustawa o Zbiorowym Zaopatrzeniu w Wodę i Zbiorowym Odprowadzaniu Ścieków	ustawa z dnia 7 czerwca 2001 r. o zbiorowym zaopatrzeniu w wodę i zbiorowym odprowadzaniu ścieków (tekst jednolity: Dz.U. z 2006 r. Nr 123, poz. 858, ze zm.)
Walne Zgromadzenie	walne zgromadzenie akcjonariuszy Spółki
Wspólnicy Spółek Przejmowanych	wspólnicy Enion Zarządzanie Aktywami i Energomix Servis, którzy w związku z Połączeniem obejmą Akcje Połączeniowe
Współprowadzący Księgę Popytu	Globalni Współprowadzący Księgę Popytu i Krajowi Współprowadzący Księgę Popytu
Zarząd	zarząd Spółki
Zarząd Giełdy	zarząd GPW
Zbadane Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe	zbadane przez niezależnego biegłego rewidenta Spółki skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy TAURON za lata obrotowe zakończone w dniu 31 grudnia 2009 r., 31 grudnia 2008 r. oraz 31 grudnia 2007 r. sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej
ZEW Rożnów	Zespół Elektrowni Wodnych Rożnów Sp. z o.o. z siedzibą w Rożnowie
zł, złoty	złoty polski, waluta obowiązująca w Polsce

29. Terminy Branżowe

bilansowanie systemu	działalność gospodarcza wykonywana przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej, polegająca na równoważeniu zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię elektryczną z dostawami tych paliw lub energii
biomasa	stałe lub ciekłe substancje pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, które ulegają biodegradacji, pochodzące z produktów, odpadów i pozostałości z produkcji rolnej oraz leśnej, a także przemysłu przetwarzającego ich produkty, a także części pozostałych odpadów, które ulegają biodegradacji oraz ziarna zbóż niespełniające wymagań jakościowych dla zbóż w zakupie interwencyjnym określonych w art. 4 rozporządzenia Komisji (WE) nr 687/2008 z dnia 18 lipca 2008 r. ustanawiającego procedury przejęcia zbóż przez agencje płatnicze lub agencje interwencyjne oraz metody analizy do oznaczania jakości zbóż (Dz.U. UE L 192 z 19.07.2008, str. 20) i ziarna zbóż, które nie podlegają zakupowi interwencyjnemu
CCS	technologia obejmująca wychwytywanie i podziemne magazynowanie CO ₂ (<i>Carbon Capture and Storage</i>)
CER	jednostka poświadczonej redukcji emisji (<i>Certified Emission Reduction Unit</i>) uzyskana w wyniku przeprowadzenia projektu CDM i wydawana na rzecz państwa z Załącznika I do Konwencji Klimatycznej, które przeprowadziło określony projekt CDM
CFB	kocioł z cyrkulacyjną warstwą fluidalną (<i>circulating fluidized bed</i>)
CO₂	dwutlenek węgla
dystrybucja	działalność polegająca na: (i) transporcie paliw gazowych oraz energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi w celu ich dostarczenia odbiorcom, (ii) rozdziale paliw ciekłych do odbiorców przyłączonych do sieci rurociągów, (iii) rozdziale ciepła do odbiorców przyłączonych do sieci ciepłowniczej – z wyłączeniem sprzedaży tych paliw lub energii
ENTSO-E	Europejska Sieć Operatorów Elektroenergetycznych Systemów Przesyłowych
ERU	jednostka redukcji emisji (<i>Emission Reduction Unit</i>) uzyskana w wyniku przeprowadzenia projektu JI i wydawana na rzecz państwa z Załącznika I do Konwencji Klimatycznej, które przeprowadziło określony projekt JI
EU ETS	wspólnotowy system handlu uprawnieniami do emisji (<i>European Union Emission Trading Scheme</i>) funkcjonujący zgodnie z zasadami określonymi w Dyrektywie ETS
generacja wymuszona, GWS	wytwarzanie energii elektrycznej wymuszone jakością i niezawodnością pracy KSE i dotyczy jednostek wytwórczych, w których generacja jest wymuszona technicznymi ograniczeniami działania systemu elektroenergetycznego lub koniecznością zapewnienia odpowiedniej jego niezawodności
GJ	gigadżul, jednostka pracy/ciepła w układzie SI, 1 GJ = 1000/3,6 kWh = około 278 kWh
główny punkt zasilania, GPZ	rodzaj stacji elektroenergetycznej, zwany również stacją transformatorowo-rozdzielczą, przeznaczony do rozdzielania lub przetwarzania energii elektrycznej
grupa taryfowa	kategoria odbiorców pobierających energię elektryczną lub ciepło lub korzystających z usług obejmujących zaopatrzenie w energię elektryczną lub ciepło, dla których stosuje się ten sam zestaw cen lub stawek opłat oraz zasad ich wykorzystania
GW	gigawat, jednostka mocy w układzie SI, 1 GW = 10 ⁹ W

GWe	gigawat mocy elektrycznej
GWt	gigawat mocy cieplnej
IGCC	technologia bloku gazowo-parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa (<i>integrated gasification combined cycle</i>)
instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, IRIESD	dokument opracowywany przez określonego OSD określający szczegółowe warunki korzystania z prowadzonej przez niego sieci dystrybucyjnej oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci dystrybucyjnej. OSD uwzględnia w przygotowywanej IRIESD wymagania określone w opracowanej przez Operatora Systemu Przesyłowego IRIESP. OSD przedstawia Prezesowi URE do zatwierdzenia
instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, IRIESP	dokument opracowywany przez OSP określający szczegółowe warunki korzystania z sieci przesyłowej oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci przesyłowej. Dodatkowo, IRIESP powinna zawierać wyodrębnioną część dotyczącą bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi. OSP przedkłada Prezesowi URE do zatwierdzenia
J	dżul, jednostka pracy/ciepła w układzie SI
jednostka grafikowa	zbiór rzeczywistych lub wirtualnych miejsc dostarczania energii elektrycznej
jednostka wytwórcza centralnie dysponowana, JWCD	jednostka wytwórcza przyłączona do sieci przesyłowej elektroenergetycznej albo kondensacyjna o mocy osiągalnej wyższej niż 100 MW przyłączona do skoordynowanej sieci 110 kV, albo przyłączona do innej skoordynowanej sieci 110 kV, którą operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego dysponuje na podstawie odrębnych umów zawartych z wytwórcą i operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci ta jednostka wytwórcza jest przyłączona
jednostka wytwórcza, JW	wyodrębniony zespół urządzeń należący do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii i wyprowadzania mocy
klient końcowy	nabywca energii elektrycznej, z wyjątkiem podmiotów prowadzących działalność na rynku handlu hurtowego
kogeneracja	równoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego
krajowy plan rozdziału uprawnień do emisji CO₂, KPRU	plany rozdziału uprawnień do emisji CO ₂ przygotowywane są odrębnie dla każdego z państw członkowskich Unii Europejskiej w ramach funkcjonującego systemu handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych, wprowadzonego Dyrektywą ETS w celu wypełnienia zobowiązań do redukcji emisji gazów cieplarnianych ustalonych w Protokole z Kioto; w odniesieniu do Polski, KPRU jest przyjmowany przez Radę Ministrów w drodze rozporządzenia wydawanego na podstawie art. 18 ust. 2 Ustawy o Handlu Uprawnieniami do Emisji, po uprzednio uzyskanej akceptacji projektu KPRU przez Komisję Europejską
krajowy system elektroenergetyczny, KSE	system elektroenergetyczny pokrywający obszar Polski
kV	kilowolt, jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI, $1\text{kV} = 10^3\text{ V}$
kWh	kilowatogodzina, jednostka energii elektrycznej w układzie SI, określająca ilość energii, jaką urządzenie o mocy 1 kW zużywa w ciągu godziny
moc dyspozycyjna	moc osiągalna pomniejszona o ubytki na remonty planowe, ubytki okresowe, eksploatacyjne i losowe

moc osiągalna	potwierdzona testami największa moc trwała jednostki wytwórczej lub wytwórcy, przy znamionowych warunkach pracy
moc przyłączeniowa	moc czynna planowana do pobierania lub wprowadzania do sieci, określona w umowie o przyłączenie do sieci jako wartość maksymalna wyznaczana w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy w okresach 15-minutowych, służąca do zaprojektowania przyłącza
moc umowna	moc czynna pobierana lub wprowadzana do sieci, określona w: (i) umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej, jako wartość maksymalną, wyznaczaną w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy rejestrowanych w okresach 15-minutowych, albo (ii) umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, zawieranej pomiędzy operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, jako średnią z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych przez danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w miejscach dostarczania energii elektrycznej z sieci przesyłowej będących miejscami przyłączenia sieci dystrybucyjnej do sieci przesyłowej, wyznaczoną na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych, albo (iii) umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, zawieranej pomiędzy operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, dla miejsc dostarczania energii elektrycznej niebędących miejscami przyłączenia sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej do sieci przesyłowej elektroenergetycznej, jako wartość maksymalną ze średnich wartości tej mocy w okresie godziny
moc zainstalowana	formalna wartość mocy czynnej, zapisana w dokumentacji projektowej instalacji wytwórczej jako maksymalna możliwa do uzyskania, potwierdzona protokołami odbioru tej instalacji
MW	megawat, jednostka mocy w układzie SI, $1 \text{ MW} = 10^6 \text{ W}$
MWe	megawat mocy elektrycznej
MWt	megawat mocy cieplnej
NO_x	tlenki azotu
odbiorca końcowy	odbiorca dokonujący zakupu paliw lub energii na własny użytek; do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zakupionej w celu jej zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji
odnawialne źródła energii, OZE	źródła energii wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątków roślinnych i zwierzęcych
operator systemu	operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, lub operator systemu połączonego elektroenergetycznego
operator systemu dystrybucyjnego, OSD	przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym gazowym albo systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi
operator systemu przesyłowego, OSP	przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym gazowym albo systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi

parytet importowy	współczynnik wyznaczany w oparciu o średnią cenę węgla kamiennego w tzw. portach ARA (Amsterdam, Rotterdam, Antwerpia) i średniego kosztu transportu nabytego węgla do odbiorcy w Polsce
PJ	petadžul, jednostka ciepła w układzie SI, $1 \text{ PJ} = 10^{15} \text{ J}$
projekt CDM	projekt mechanizmu czystego rozwoju (<i>Clean Development Mechanism</i>), jeden z tzw. elastycznych mechanizmów inwestycyjnych, wprowadzony w art. 12 Protokołu z Kioto. Projekt CDM jest przedsięwzięciem realizowanym przez państwo z Załącznika I do Konwencji Klimatycznej na terytorium państwa innego niż państwo z Załącznika I, który ma na celu wspieranie osiągnięcia trwałego rozwoju i przyczyniania się do wypełnienia podstawowego celu Konwencji Klimatycznej przez Strony niewymienione w Załączniku I oraz wspieranie wypełnienia przez Strony wymienione w Załączniku I ich ilościowych zobowiązań do ograniczenia i redukcji antropogenicznych emisji gazów cieplarnianych wymienionych w załączniku A
projekt JI	projekt wspólnych wdrożeń (<i>Joint Implementation</i>), jeden z tzw. elastycznych mechanizmów inwestycyjnych, wprowadzony w art. 6 Protokołu z Kioto. Projekt JI jest przedsięwzięciem realizowanym przez państwo z Załącznika I do Konwencji Klimatycznej na terytorium innego państwa wymienionego w Załączniku I, który ma na celu redukcję antropogenicznych emisji gazów cieplarnianych ze źródeł lub zwiększenie ich antropogenicznego pochłaniania we wszystkich sektorach gospodarki
przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo	przedsiębiorstwo energetyczne lub grupa przedsiębiorstw, których wzajemne relacje są określone w art. 3 ust. 2 Rozporządzenia nr 139/2004 z dnia 20 stycznia 2004 r. w sprawie kontroli koncentracji przedsiębiorstw (Dz.Urz. WE L 024 z 29 stycznia 2004 r.), zajmujące się: (i) w odniesieniu do paliw gazowych: przesyłaniem lub dystrybucją, lub magazynowaniem, lub skraplaniem oraz wytwarzaniem lub sprzedażą tych paliw, albo (ii) w odniesieniu do energii elektrycznej: przesyłaniem lub dystrybucją oraz wytwarzaniem lub sprzedażą tej energii
przesyłanie	działalność polegająca na transporcie: (i) paliw gazowych oraz energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu ich dostarczenia do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych, (ii) paliw ciekłych siecią rurociągów, (iii) ciepła siecią ciepłowniczą do odbiorców przyłączonych do tej sieci – z wyłączeniem sprzedaży tych paliw lub energii
rezerwa mocy	możliwa do wykorzystania w danym okresie zdolność jednostek wytwórczych do wytwarzania energii elektrycznej i dostarczenia jej do sieci
rynek bilansujący	segment rynku elektroenergetycznego, w ramach którego realizowany jest obrót energią elektryczną przy jednoczesnym zapewnieniu bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania energii elektrycznej w ramach KSE
sieci	instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii, należące do przedsiębiorstwa energetycznego
sieć dystrybucyjna	sieć gazowa wysokich, średnich i niskich ciśnień, z wyłączeniem gazociągów kopalnianych i bezpośrednich, albo sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy odpowiedzialny jest operator systemu dystrybucyjnego
sieć najwyższego napięcia, NN	sieć elektroenergetyczna o napięciu 220 kV i wyższym
sieć niskiego napięcia, nn	sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV
sieć przesyłowa	sieć gazowa wysokich ciśnień, z wyłączeniem gazociągów kopalnianych i bezpośrednich, albo sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego
sieć średniego napięcia, SN	sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, niższym niż 110 kV

sieć wysokiego napięcia, WN	sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym 110 kV
SO₂	dwutlenek siarki
sprzedawca z urzędu	przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na obrót paliwami gazowymi lub energią elektryczną, świadczące usługi kompleksowe odbiorcom paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, niekorzystającym z prawa wyboru sprzedawcy
świadczenia pochodzenia	świadczenie pochodzenia ze źródeł odnawialnych oraz świadectwo pochodzenia z kogeneracji
świadectwo pochodzenia z kogeneracji	dokument wydawany przez Prezesa URE zgodnie z art. 9l Prawa Energetycznego, potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji wytwarzanej w (i) jednostce kogeneracji opalanej paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW (tzw. żółty certyfikat) albo (ii) w innej jednostce kogeneracji (tzw. czerwony certyfikat)
świadectwo pochodzenia ze źródeł odnawialnych	dokument wydawany przez Prezesa URE zgodnie z art. 9e Prawa Energetycznego, potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii (tzw. zielony certyfikat)
taryfa	zbiór cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania, opracowany przez przedsiębiorstwo energetyczne i wprowadzany jako obowiązujący dla określonych w nim odbiorców w trybie określonym ustawą
TPA, third party access	zasada polegająca na udostępnieniu przez operatora sieci podmiotom trzecim na zasadach równego traktowania usługi Przesyłania lub Dystrybucji i umożliwiająca dokonanie przez odbiorców energii swobodnego wyboru dostawcy energii
trzeci pakiet legislacyjny	pakiet dyrektyw i rozporządzeń, których celem jest doprowadzenie do liberalizacji rynków elektroenergetycznych oraz gazu w państwach członkowskich Unii Europejskiej. W ramach trzeciego pakietu legislacyjnego zostały uchwalone: (i) Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 713/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (Dz.U.UE.L.2009 Nr 211, str. 1); (ii) Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz.U.UE.L.2009 Nr 211, str. 15); (iii) Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 (Dz.U.UE.L.2009 Nr 211, str. 36); (iv) Dyrektywa 2009/72/WE; (v) Dyrektywa 2009/73/WE
TWh	terawatogodzina, jednostka energii elektrycznej w układzie SI, 1 TWh = 10 ⁹ kWh
UCTE	Unia ds. Koordynacji Przesyłu Energii Elektrycznej (obecnie część ENTSO-E)
unbundling	proces organizacyjno-prawny polegający na oddzieleniu działalności w zakresie przesyłania i dystrybucji od działalności w zakresie wytwarzania i obrotu, odpowiednio, gazem ziemnym lub energią elektryczną i służący zapewnieniu niezależności operatorów sieci przesyłowych i sieci dystrybucyjnych
usługa kompleksowa	usługa świadczona na podstawie umowy zawierającej postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii albo umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych i umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych
usługi systemowe	usługi świadczone na rzecz operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego niezbędne do zapewnienia przez tego operatora prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, niezawodności jego pracy i utrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej

użytkownik systemu	podmiot dostarczający paliwa gazowe do systemu gazowego lub zaopatrywany z tego systemu albo podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu
V, volt	jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI, $1V = 1J/1C$
W, wat	jednostka mocy w układzie SI, $1W = 1J/1s$
WRA	wartość regulacyjna aktywów
wysokosprawna kogeneracja	wytwarzanie energii elektrycznej lub mechanicznej i ciepła użytkowego w kogeneracji, które zapewnia oszczędność energii pierwotnej zużywanej w: (i) jednostce kogeneracji w wysokości nie mniejszej niż 10% w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego lub (ii) jednostce kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej poniżej 1 MW w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego

30. Sprawozdania Finansowe



 ERNST & YOUNG

Ernst & Young Audit sp. z o.o.
Rondo ONZ 1
00-124 Warszawa
Tel. +48 22 557 70 00
Faks +48 22 557 70 01
warszawa@pl.ey.com
www.ey.com/pl

**RAPORT NIEZALEŻNEGO BIEGŁEGO REWIDENTA
Z PRZEGLĄDU ŚRÓDROCZNEGO SKRÓCONEGO SKONSOLIDOWANEGO
SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO OBEJMUJĄCEGO OKRES
OD DNIA 1 STYCZNIA 2010 ROKU DO DNIA 31 MARCA 2010 ROKU**

Dla Akcjonariuszy TAURON Polska Energia S.A.

Wprowadzenie

Na potrzeby niniejszego dokumentu rejestracyjnego przeprowadziliśmy przegląd prezentowanego w nim śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej TAURON Polska Energia S.A. („Grupa”), w której jednostką dominującą jest TAURON Polska Energia S.A. („Spółka”), składającego się ze śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania z sytuacji finansowej sporządzonego na dzień 31 marca 2010 roku, śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania z całkowitych dochodów, śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania ze zmian w kapitale własnym oraz śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania z przepływów pieniężnych sporządzonych za okres od dnia 1 stycznia 2010 roku do dnia 31 marca 2010 roku, jak również zasad (polityki) rachunkowości oraz dodatkowych not objaśniających („załączone śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe”).

Odpowiedzialność Zarządu za załączone śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe

Za zgodność załączonego śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej, mającymi zastosowanie do sprawozdawczości śródrocznej, które zostały zatwierdzone przez Unię Europejską („MSR 34”), jak również za rzetelność i jasność informacji w nim zawartych odpowiedzialny jest Zarząd Spółki. Naszym zadaniem było wydanie, na podstawie przeglądu tego sprawozdania, raportu z przeglądu.

Zakres przeglądu

Przegląd przeprowadziliśmy stosownie do Międzynarodowego Standardu Usług Przeglądu 2410. „Przegląd Śródrocznych Informacji Finansowych Przeprowadzany przez Niezależnego Biegłego Rewidenta Jednostki” oraz obowiązujących w Polsce przepisów prawa i krajowych standardów rewizji finansowej, wydanych przez Krajową Radę Biegłych Rewidentów w Polsce. Standardy nakładają na nas obowiązek zaplanowania i przeprowadzenia przeglądu w taki sposób, aby uzyskać umiarkowaną pewność, że sprawozdanie finansowe nie zawiera istotnych nieprawidłowości. Przeglądu dokonaliśmy głównie drogą analizy danych finansowych, wglądu w księgi rachunkowe oraz wykorzystania informacji uzyskanych od kierownictwa oraz personelu Spółki. Zakres i metoda przeglądu sprawozdania finansowego istotnie różnią się od badań leżących u podstaw opinii wydawanej o zgodności z wymagającymi zastosowania zasadami (polityką) rachunkowości rocznego sprawozdania finansowego oraz o jego rzetelności i jasności. Przegląd daje mniej pewności niż badanie. Nie przeprowadziliśmy badania załączonego śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego, w związku z czym nie wydajemy opinii z badania.

Roczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy za rok zakończony dnia 31 grudnia 2009 roku było przedmiotem naszego badania i z datą 16 marca 2010 roku wydaliśmy opinię z objaśnieniem o tym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym. Objasnienie dotyczyło niepewności związanej z zakwestionowaniem przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki rozliczenia za 2008 rok kwot rekompensat przysługujących Grupie z tytułu przedterminowego rozwiązania umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej i będącym w toku postępowaniem odwoławczym w tym zakresie.

1. PRZEGLĄD FINANSOWY POLSKI JEST DZIAŁKĄ PODLEGĄCĄ JAKOŚCI ERNST & YOUNG
S.A. (Regent), ul. Młoczyńska 4, Warszawa 01-611, Sąd Rejestrowy: Sąd Rejestrowy dla M. St. w Warszawie
KRS: 000006677, NIP: 525-210-51-11



ERNST & YOUNG

Wniosek

Na podstawie przeprowadzonego przez nas przeglądu nie zidentyfikowaliśmy niczego, co nie pozwoliłoby na stwierdzenie, że załączone śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe jest zgodne z wymagającymi zastosowania zasadami (polityką) rachunkowości oraz że rzetelnie i jasno przedstawia ono, we wszystkich istotnych aspektach, sytuację majątkową i finansową Grupy na dzień 31 marca 2010 roku oraz jej wynik finansowy za okres 3 miesięcy zakończony dnia 31 marca 2010 roku zgodnie z MSR 34.

Objaśnienie uzupełniające raport

Nie zgłaszając zastrzeżeń zwracamy uwagę na fakt, że jak zostało wskazane w nocie 23 dodatkowych not objaśniających do załączonego śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego, jednostka zależna Spółki, Południowy Koncern Energetyczny S.A. („PKE”), posiada prawo do rekompensat z tytułu kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej wynikających z ustawy z dnia 29 czerwca 2007 roku (Dz. U. z 2007 roku, nr 130, poz. 905 z późn. zm., „Ustawa o KDT”). W oparciu o politykę rachunkowości dotyczącą rekompensat bazującą na regulacjach Ustawy o KDT oraz własne szacunki i założenia, Grupa rozpoznała przychody z tego tytułu w kwocie 192 milionów złotych w roku obrotowym zakończonym dnia 31 grudnia 2008 roku, 484 milionów złotych w roku obrotowym zakończonym dnia 31 grudnia 2009 roku oraz 74 milionów złotych w okresie trzech miesięcy zakończonym dnia 31 marca 2010 roku. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał w dniu 31 lipca 2009 roku decyzję nakazującą zwrot części otrzymanej zaliczki za rok 2008 w kwocie 160 milionów złotych („Decyzja”). Zarząd PKE nie zgodził się z Decyzją i złożył od niej odwołanie do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w Warszawie. Zarząd Spółki, w wyniku przeprowadzonej analizy prawnej opartej między innymi o opinie niezależnych, renomowanych kancelarii prawnych, stoi na stanowisku, iż odwołanie wniesione przez PKE będzie skutkowało uchyceniem lub zmianą Decyzji. Zarząd Spółki jest przekonany, iż rozwiązanie powyższej kwestii nie wpłynie istotnie negatywnie na całkowite dochody oraz sytuację finansową Grupy. Na dzień niniejszego raportu postępowanie sądowe jest w toku, a jego ostateczny rezultat może mieć istotny wpływ na całkowite dochody oraz sytuację finansową Grupy.

w imieniu:
Ernst & Young Audit sp. z o.o.
Rondo ONZ 1
00-124 Warszawa
nr ewid. 130

Kluczowy biegły rewident



Artur Żwak
Biegły rewident nr 9894

Warszawa, dnia 7 maja 2010 roku

30.2 Śródroczne Skrócone Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za pierwszy kwartał 2010 r.

Grupa Kapitałowa TAURON Polska Energia S.A.

**Śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe
zgodne z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej
za okres 3 miesięcy zakończony dnia 31 marca 2010 roku
wraz z raportem niezależnego biegłego rewidenta**

SPIS TREŚCI

ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z CAŁKOWITYCH DOCHODÓW ZA OKRES 3 MIESIĘCY ZAKOŃCZONY DNIA 31 MARCA 2010 ROKU	F-7
ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ NA DZIEŃ 31 MARCA 2010 ROKU	F-8
ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM ZA OKRES 3 MIESIĘCY ZAKOŃCZONY DNIA 31 MARCA 2010 ROKU	F-10
ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM ZA OKRES 3 MIESIĘCY ZAKOŃCZONY DNIA 31 MARCA 2009 ROKU	F-11
ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH ZA OKRES 3 MIESIĘCY ZAKOŃCZONY DNIA 31 MARCA 2010 ROKU	F-12
DODATKOWE NOTY OBJAŚNIAJĄCE	F-14
1. Informacje ogólne	F-14
2. Podstawa sporządzenia śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego	F-14
3. Istotne zasady (polityki) rachunkowości	F-14
4. Nowe standardy i interpretacje, które zostały opublikowane, a nie weszły jeszcze w życie	F-16
5. Zmiana szacunków	F-16
6. Sezonowość działalności	F-16
7. Informacje dotyczące segmentów działalności	F-16
8. Podatek dochodowy	F-20
9. Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	F-21
10. Dywidendy wypłacone i zaproponowane do wypłaty	F-21
11. Wartości niematerialne	F-22
12. Rzeczowe aktywa trwałe	F-24
13. Zapasy	F-26
14. Należności z tytułu dostaw i usług	F-26
15. Rezerwy i świadczenia pracownicze	F-27
16. Rezerwy	F-28
16.1. Zmiany stanu rezerw	F-28
16.2. Opis istotnych tytułów rezerw	F-29
16.2.1. Rezerwa na roszczenia od kontrahentów, na spory sądowe, na umowę rodzącą obciążenia	F-29
16.2.2. Rezerwa na rekultywację i koszty likwidacji środków trwałych	F-29
16.2.3. Rezerwa z tytułu obowiązku przedstawienia świadectw pochodzenia energii	F-29
16.2.4. Pozostałe rezerwy	F-29
17. Rozliczenia międzyokresowe	F-30
17.1. Rozliczenia międzyokresowe przychodów i dotacje rządowe	F-30
17.2. Bierne rozliczenia międzyokresowe kosztów	F-30
18. Oprocentowane kredyty bankowe i pożyczki oraz wyemitowane obligacje	F-31
19. Połączenia jednostek gospodarczych i nabycia udziałów mniejszości	F-33
20. Instrumenty finansowe	F-33
21. Cele i zasady zarządzania ryzykiem finansowym	F-34
22. Zarządzanie kapitałem	F-34
23. Zobowiązania warunkowe i aktywa warunkowe	F-34
24. Zobowiązania inwestycyjne	F-35
25. Transakcje z udziałem spółek Skarbu Państwa	F-35
26. Omówienie pozostałych istotnych zmian, jakie miały miejsce w okresie sprawozdawczym	F-35
26.1. Pozostałe koszty operacyjne	F-35
26.2. Pozostałe krótko- i długoterminowe aktywa niefinansowe	F-36
26.3. Pozostałe krótkoterminowe aktywa finansowe	F-36
26.4. Pozostałe zobowiązania krótkoterminowe	F-36
27. Zdarzenia następujące po dniu bilansowym	F-36

ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z CAŁKOWITYCH DOCHODÓW ZA OKRES 3 MIESIĘCY ZAKOŃCZONY DNIA 31 MARCA 2010 ROKU

	Nota	Okres 3 miesięcy zakończony dnia 31 marca 2010 roku (niebadane)	Okres 3 miesięcy zakończony dnia 31 marca 2009 roku (niebadane)
Działalność kontynuowana			
Przychody ze sprzedaży towarów, produktów i materiałów bez wyłączenia akcyzy		2 711 503	2 580 805
Podatek akcyzowy		(105 549)	(97 881)
Przychody ze sprzedaży towarów, produktów i materiałów		2 605 954	2 482 924
Przychody ze sprzedaży usług		1 181 008	1 060 394
Pozostałe przychody		7 371	6 187
Przychody ze sprzedaży		3 794 333	3 549 505
Koszt własny sprzedaży		(3 106 970)	(3 031 275)
Zysk brutto ze sprzedaży		687 363	518 230
Pozostałe przychody operacyjne		31 761	11 035
Koszty sprzedaży		(52 512)	(44 707)
Koszty ogólnego zarządu		(144 596)	(140 264)
Pozostałe koszty operacyjne		(45 970)	(9 628)
Zysk operacyjny		476 046	334 666
Przychody finansowe		26 239	33 989
Koszty finansowe		(52 556)	(62 796)
Zysk brutto		449 729	305 859
Podatek dochodowy	8	(90 142)	(84 820)
Zysk netto z działalności kontynuowanej		359 587	221 039
Zysk netto za okres		359 587	221 039
Pozostałe całkowite dochody:			
Zmiana wartości instrumentów zabezpieczających		(7 948)	19 859
Podatek dochodowy odnoszący się do elementów pozostałych całkowitych dochodów		1 510	(3 773)
Pozostałe całkowite dochody za okres, po uwzględnieniu podatku		(6 438)	16 086
Całkowite dochody za okres		353 149	237 125
Zysk przypadający:			
Akcjonariuszom jednostki dominującej		291 813	186 024
Udziałom niekontrolującym		67 774	35 015
Całkowity dochód przypadający:			
Akcjonariuszom jednostki dominującej		286 341	199 562
Udziałom niekontrolującym		66 808	37 563
Zysk na jedną akcję (w złotych):			
– podstawowy z zysku za okres przypadającego akcjonariuszom jednostki dominującej		0,02	0,01
– podstawowy z zysku z działalności kontynuowanej za okres przypadającego akcjonariuszom jednostki dominującej		0,02	0,01
– rozwodniony z zysku za okres przypadającego akcjonariuszom jednostki dominującej		0,02	0,01
– rozwodniony z zysku z działalności kontynuowanej za okres przypadającego akcjonariuszom jednostki dominującej		0,02	0,01

Katowice, dnia 7 maja 2010 roku

ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ NA DZIEŃ 31 MARCA 2010 ROKU

	Nota	31 marca 2010 roku (niebadane)	31 grudnia 2009 roku (dane porównawcze)
AKTYWA			
Aktywa trwałe			
Rzeczowe aktywa trwałe	12	17 108 018	17 260 573
Wartości niematerialne	11	550 581	824 751
Pozostałe długoterminowe aktywa finansowe	20	176 028	179 746
Pozostałe długoterminowe aktywa niefinansowe		85 939	58 547
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	8	113 834	152 221
		18 034 400	18 475 838
Aktywa obrotowe			
Zapasy	13	445 805	536 201
Należności z tytułu podatku dochodowego		44 780	52 926
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	14	2 162 303	1 874 996
Pozostałe krótkoterminowe aktywa finansowe	26	100 201	18 753
Pozostałe krótkoterminowe aktywa niefinansowe	26	256 526	158 725
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	9	758 148	1 032 103
		3 767 763	3 673 704
Aktywa trwałe zaklasyfikowane jako przeznaczone do sprzedaży		5 820	5 951
SUMA AKTYWÓW		21 807 983	22 155 493

Katowice, dnia 7 maja 2010 roku

ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ NA DZIEŃ 31 MARCA 2010
– ciąg dalszy

	Nota	31 marca 2010 roku (niebadane)	31 grudnia 2009 roku (dane porównawcze)
PASYWA			
Kapitał własny przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej			
Kapitał podstawowy		13 986 284	13 986 284
Kapitał zapasowy		240 209	64 050
Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów zabezpieczających		(6 238)	(766)
Zyski zatrzymane/Niepokryte straty		(2 075 344)	(2 191 002)
		12 144 911	11 858 566
Udziały niekontrolujące		2 441 911	2 375 100
Kapitał własny ogółem		14 586 822	14 233 666
Zobowiązania długoterminowe			
Kredyty, pożyczki i dłużne papiery wartościowe	20, 18	1 146 545	1 179 406
Zobowiązania z tytułu leasingu oraz umów dzierżawy z opcją zakupu	20	78 608	88 291
Rezerwy długoterminowe i świadczenia pracownicze	15, 16	990 819	978 807
Długoterminowe rozliczenia międzyokresowe i dotacje rządowe	17	618 675	624 567
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług i pozostałe finansowe zobowiązania długoterminowe	20	8 579	5 683
Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	8	1 175 970	1 150 695
		4 019 196	4 027 449
Zobowiązania krótkoterminowe			
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług i pozostałe zobowiązania	20	1 114 809	1 490 726
Bieżąca część kredytów, pożyczek i dłużnych papierów wartościowych	20, 18	583 460	596 315
Bieżąca część zobowiązań z tytułu leasingu oraz umów dzierżawy z opcją zakupu	20	34 854	35 377
Pozostałe zobowiązania krótkoterminowe		779 395	556 669
Rozliczenia międzyokresowe i dotacje rządowe	17	177 932	210 267
Zobowiązania z tytułu podatku dochodowego		35 048	67 034
Rezerwy krótkoterminowe i świadczenia pracownicze	15, 16	476 467	937 990
		3 201 965	3 894 378
Zobowiązania razem		7 221 161	7 921 827
SUMA PASYWÓW		21 807 983	22 155 493

Katowice, dnia 7 maja 2010 roku

ŚRÓDRZECNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM ZA OKRES 3 MIESIĘCY ZAKOŃCZONY DNIA 31 MARCA 2010 ROKU

Nota	Kapitał własny przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej									
	Kapitał podstawowy	Kapitał spółek zależnych na podniesienie kapitału podstawowego	Akcje własne	Kapitał zapasowy	Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów zabezpieczających	Kapitał z tytułu świadczeń w formie akcji	Zyski zatrzymane/ Niepokryte straty	Razem	Udziały niekontrolujące	Razem kapitał własny
Na dzień 1 stycznia 2010 roku	13 986 284	-	-	64 050	(766)	-	(2 233 034)	11 816 534	2 367 683	14 184 217
Zmiana polityki rachunkowości	-	-	-	-	-	-	42 032	42 032	7 417	49 449
Bilans otwarcia po korektach	13 986 284	-	-	64 050	(766)	-	(2 191 002)	11 858 566	2 375 100	14 233 666
Wynik okresu	-	-	-	-	-	-	291 813	291 813	67 774	359 587
Inne całkowite dochody	-	-	-	-	(5 472)	-	-	(5 472)	(966)	(6 438)
Razem całkowite dochody za okres	-	-	-	-	(5 472)	-	291 813	286 341	66 808	353 149
Podział zysków z lat ubiegłych	-	-	-	176 159	-	-	(176 159)	-	-	-
Świadczenia pracownicze w formie akcji – naliczone	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Na dzień 31 marca 2010 roku (niebadane)	13 986 284	-	-	240 209	(6 238)	-	(2 075 348)	12 144 907	2 441 908	14 586 815

Katowice, dnia 7 maja 2010 roku

ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM ZA OKRES 3 MIESIĘCY ZAKOŃCZONY DNIA 31 MARCA 2009 ROKU

Nota	Kapitał własny przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej									
	Kapitał podstawowy	Kapitał spółek zależnych na podniesienie kapitału podstawowego	Akcje własne	Kapitał zapasowy	Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów zabezpieczających	Kapitał z tytułu świadczeń w formie akcji	Zyski zatrzymane/ Niepokryte straty	Razem	Udziały niekontrolujące	Razem kapitał własny
Na dzień 1 stycznia 2009 roku	13 698 646	287 883	(245)	59 601	(17 765)	21 411	(2 923 621)	11 125 910	2 219 533	13 345 443
Wynik okresu	-	-	-	-	-	-	186 024	186 024	35 015	221 039
Inne całkowite dochody	-	-	-	-	13 538	-	-	13 538	2 548	16 086
Razem całkowite dochody za okres	-	-	-	-	13 538	-	186 024	199 562	37 563	237 125
Podział zysków z lat ubiegłych	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Świadczenia pracownicze w formie akcji – naliczone	-	-	-	-	-	783	-	783	138	921
Na dzień 31 marca 2009 roku (niebadane)	13 698 646	287 883	(245)	59 601	(4 227)	22 194	(2 737 597)	11 326 255	2 257 234	13 583 489

Katowice, dnia 7 maja 2010 roku

ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z PRZEPLÝWÓW PIENIĘŻNYCH ZA OKRES 3 MIESIĘCY ZAKOŃCZONY DNIA 31 MARCA 2010 ROKU

Nota	Okres 3 miesięcy zakończony dnia 31 marca 2010 roku (niebadane)	Okres 3 miesięcy zakończony dnia 31 marca 2009 roku (niebadane)
Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej		
Zysk/(strata) brutto	449 729	305 859
Korekty o pozycje:		
Amortyzacja	346 604	324 642
Zysk/strata z tytułu różnic kursowych	(2 430)	6 644
Odsetki i dywidendy, netto	30 626	21 811
(Zysk)/strata na działalności inwestycyjnej	1 198	(68 576)
(Zwiększenie)/zmniejszenie stanu należności	(284 957)	(185 454)
(Zwiększenie)/zmniejszenie stanu zapasów	90 350	(86 344)
Zwiększenie/(zmniejszenie) stanu zobowiązań z wyjątkiem kredytów i pożyczek	(28 033)	69 718
Zmiana stanu pozostałych aktywów długo- i krótkoterminowych	165 305	(33 980)
Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych przychodów i dotacji rządowych oraz rozliczeń międzyokresowych biernych kosztów	(51 505)	8 506
Zmiana stanu rezerw	(449 511)	(325 950)
Podatek dochodowy zapłacony	(48 810)	(23 286)
Koszty z tytułu płatności w formie akcji własnych	-	921
Pozostałe	(7 991)	(372)
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	210 575	14 139
Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej		
Sprzedaż rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych	1 599	3 130
Nabycie rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych	(318 329)	(364 066)
Sprzedaż pozostałych aktywów finansowych	4 496	42 397
Nabycie pozostałych aktywów finansowych	(86 081)	(12 898)
Nabycie inwestycji w jednostkach zależnych, stowarzyszonych i wspólnych przedsięwzięciach	-	-
Nabycie jednostki zależnej, po potrąceniu przejętych środków pieniężnych	-	-
Dywidendy otrzymane	-	-
Odsetki otrzymane	134	183
Spłata udzielonych pożyczek	-	1 000
Udzielenie pożyczek	-	-
Pozostałe	8	1 599
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(398 173)	(328 655)

ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH ZA OKRES 3 MIESIĘCY ZAKOŃCZONY DNIA 31 MARCA 2010 ROKU – ciąg dalszy

	Nota	Okres 3 miesięcy zakończony dnia 31 marca 2010 roku <i>(niebadane)</i>	Okres 3 miesięcy zakończony dnia 31 marca 2009 roku <i>(niebadane)</i>
Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej			
Nabycie akcji własnych		-	-
Spłata zobowiązań z tytułu leasingu finansowego		(10 386)	(10 874)
Wpływy z tytułu zaciągnięcia pożyczek/kredytów		40 082	45 374
Spłata pożyczek/kredytów		(84 553)	(78 999)
Emisja dłużnych papierów wartościowych		-	-
Wykup dłużnych papierów wartościowych		-	-
Dywidendy wypłacone akcjonariuszom jednostki dominującej		-	-
Dywidendy wypłacone akcjonariuszom mniejszościowym		(10)	(2)
Inne wydatki na rzecz właścicieli		-	-
Odsetki zapłacone		(17 396)	(21 188)
Pozostałe		(465)	375
Środki pieniężne netto z działalności finansowej		(72 728)	(65 314)
Pozostałe		-	-
Zwiększenie/(zmniejszenie) netto stanu środków pieniężnych i ich ekwiwalentów			
Różnice kursowe netto		(121)	1 183
Środki pieniężne na początek okresu		972 655	906 944
Środki pieniężne na koniec okresu, w tym:	9	712 329	527 114
o ograniczonej możliwości dysponowania		18 399	2 886

Katowice, dnia 7 maja 2010 roku

DODATKOWE NOTY OBJAŚNIAJĄCE

1. Informacje ogólne

Grupa Kapitałowa TAURON Polska Energia S.A. („Grupa”, „Grupa TAURON”) składa się z TAURON Polska Energia S.A. („jednostka dominująca”, „Spółka”) i jej spółek zależnych. Śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy obejmuje okres 3 miesięcy zakończony dnia 31 marca 2010 roku oraz zawiera dane porównawcze za okres 3 miesięcy zakończony dnia 31 marca 2009 roku oraz na dzień 31 grudnia 2009 roku. Zamieszczone w niniejszym śródrocznym skróconym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym dane porównawcze za okres zakończony dnia 31 marca 2009 roku nie były przedmiotem przeglądu lub badania przez biegłego rewidenta.

Jednostka dominująca jest wpisana do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego prowadzonego przez Sąd Rejonowy Katowice-Wschód Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, pod numerem KRS 0000271562.

Jednostce dominującej nadano numer statystyczny REGON 240524697.

Czas trwania jednostki dominującej oraz jednostek wchodzących w skład Grupy Kapitałowej jest nieoznaczony.

Podstawowym przedmiotem działania Grupy jest:

1. Wydobycie węgla kamiennego.
2. Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej ze źródeł konwencjonalnych.
3. Wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych.
4. Dystrybucja energii elektrycznej.
5. Sprzedaż energii i pozostałych produktów rynku energetycznego.
6. Świadczenie innych usług związanych z realizacją zadań, o których mowa powyżej.

Działalność prowadzona jest na podstawie odpowiednich koncesji przyznanych poszczególnym jednostkom wchodzącym w skład Grupy.

Podmiotem kontrolującym Spółkę jest Skarb Państwa Rzeczypospolitej Polskiej.

2. Podstawa sporządzenia śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego

Niniejsze śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej zatwierdzonymi przez UE („MSSF”), w szczególności zgodnie z Międzynarodowym Standardem Rachunkowości nr 34. Na dzień zatwierdzenia niniejszego sprawozdania do publikacji, biorąc pod uwagę toczący się w UE proces wprowadzania standardów MSSF oraz prowadzoną przez Grupę działalność, w zakresie stosowanych przez Grupę zasad rachunkowości nie ma różnicy między standardami MSSF, które weszły w życie, a standardami MSSF zatwierdzonymi przez UE.

MSSF obejmują standardy i interpretacje zaakceptowane przez Radę Międzynarodowych Standardów Rachunkowości („RMSR”) oraz Komitet ds. Interpretacji Międzynarodowej Sprawozdawczości Finansowej („KIMSF”).

Niniejsze śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe jest przedstawione w złotych („PLN”), a wszystkie wartości, o ile nie wskazano inaczej, podane są w tysiącach PLN.

Niniejsze śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone przy założeniu kontynuowania działalności gospodarczej przez spółki Grupy w dającej się przewidzieć przyszłości, z uwzględnieniem planowanego połączenia Spółki z jednostkami zależnymi Enion Zarządzanie Aktywami Sp. z o.o. i Energomix Servis Sp. z o.o., co zostało szerzej opisane w nocie 19 niniejszego śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego. Na dzień zatwierdzenia do publikacji niniejszego sprawozdania finansowego nie stwierdza się istnienia okoliczności wskazujących na zagrożenie kontynuowania działalności przez spółki Grupy.

Śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe nie obejmuje wszystkich informacji oraz ujawnień wymaganych w rocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym i należy je czytać łącznie ze skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym Grupy sporządzonym zgodnie z MSSF za rok zakończony dnia 31 grudnia 2009 roku.

3. Istotne zasady (polityki) rachunkowości

Zasady (polityki) rachunkowości zastosowane do sporządzenia śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego są spójne z tymi, które zastosowano przy sporządzaniu rocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy za rok zakończony dnia 31 grudnia 2009 roku, z wyjątkiem zastosowania następujących zmian do standardów oraz nowych interpretacji obowiązujących dla okresów rocznych rozpoczynających się w dniu lub po 1 stycznia 2010 roku:

- W latach ubiegłych Grupa rozpoznawała wartość uzyskanych opłat przyłączeniowych i nieodpłatnie otrzymanych aktywów jako rozliczenia międzyokresowe przychodów w pasywach sprawozdania z sytuacji finansowej. Kwoty te były następnie ujmowane w przychodach proporcjonalnie do amortyzacji powiązanych z nimi składników majątkowych. Zgodnie z interpretacją KIMSF 18 *Przekazanie aktywów przez klientów* Grupa ujmuje otrzymywane opłaty przyłączeniowe i nieodpłatnie otrzymane aktywa jako przychody w dacie ich otrzymania. Ponieważ interpretacja ta odnosi się do sposobu ujmowania opłat przyłączeniowych oraz aktywów

otrzymywanych od klientów od dnia 1 lipca 2009 roku, w związku z tym Grupa dokonała odpowiedniego przekształcenia bilansu na dzień 31 grudnia 2009 roku. Wpływ zmian wynikających z zastosowania interpretacji KIMSF 18 na skonsolidowane sprawozdanie finansowe za rok zakończony dnia 31 grudnia 2009 roku przedstawiono poniżej.

	Zyski zatrzymane/ Niepokryte straty	Udziały niekontrolujące	Rozliczenia międzyokresowe przychodów i dotacje rządowe długoterminowe	Rozliczenia międzyokresowe przychodów i dotacje rządowe krótkoterminowe	Aktywa z tytułu podatku odroczonego	Rezerwa z tytułu podatku odroczonego
Saldo na dzień 31 grudnia 2009	(2 233 034)	2 367 683	682 790	213 093	156 897	1 143 771
Zmiana wynikająca z zastosowania interpretacji KIMSF 18	42 032	7 417	(58 223)	(2 826)	(4 676)	6 924
Saldo porównawcze na dzień 31 grudnia 2009	(2 191 002)	2 375 100	624 567	210 267	152 221	1 150 695

Ponieważ zastosowanie interpretacji nie miało wpływu na dane dotyczące 1 stycznia 2009 roku przedstawione w sprawozdaniu za rok zakończony dnia 31 grudnia 2009 roku, Grupa nie przedstawia w niniejszym skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym sprawozdania z sytuacji finansowej oraz dodatkowych not objaśniających na dzień 1 stycznia 2009 roku.

- *MSSF 3 Połączenia jednostek* (znowelizowany w styczniu 2008) – mający zastosowanie dla okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2009 roku lub później. Znowelizowany MSSF 3 zwiększa liczbę transakcji, które będą ujmowane jako połączenia jednostek zgodnie z wymogami tego standardu, oraz wprowadza możliwość dokonywania wyboru, czy na moment transakcji nabycia udziały niekontrolujące w jednostce przejmowanej (wcześniej określane jako „udziały mniejszościowe”) wycenić według wartości godziwej, czy też proporcjonalnie do udziału w aktywach netto tej jednostki. Standard wprowadził także szereg zmian w zakresie m.in. ujmowania przejęć kilkuetapowych, zapłat warunkowych, kosztów związanych z nabyciem kontroli, zobowiązań warunkowych jednostki przejmowanej, aktywów wynikających z prawa do rekompensaty przyszłych wydatków. Znowelizowany standard MSSF 3 stosuje się prospektywnie, bez konieczności przekształcania wcześniejszych transakcji połączeń jednostek. W okresie objętym niniejszym skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym Grupy nie miały miejsca połączenia jednostek.
- *MSR 27 Skonsolidowane i jednostkowe sprawozdania finansowe* (zmieniony w styczniu 2008) – mający zastosowanie dla okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2009 roku lub później. Zmieniony standard wprowadza szereg zmian, w szczególności precyzuje, iż zmiany udziałów w jednostce zależnej (nieprowadzące do utraty kontroli) ujmowane są jako transakcje kapitałowe, ponoszone przez jednostkę zależną straty są alokowane pomiędzy udziały dające kontrolę i udziały niekontrolujące, a w momencie utraty kontroli nad jednostką zależną, pozostałe niezbyte udziały są wyceniane do wartości godziwej, z efektem wyceny ujętym w zysku lub stracie. Zmieniony MSR 27 stosuje się prospektywnie. Grupa stosuje zmieniony standard dla rozliczenia transakcji wchodzących w jego zakres od 1 stycznia 2010 roku.
- Zmiany do *MSR 39 Instrumenty finansowe: ujmowanie i wycena: Spełniające kryteria pozycje zabezpieczone* (zmiany opublikowane w lipcu 2008) – mające zastosowanie dla okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2009 roku lub później. W nowelizacji doprecyzowano, że jednostka może wyznaczyć jako pozycję zabezpieczoną część zmian wartości godziwej lub zmienności przepływów pieniężnych instrumentu finansowego. W nowelizacji wskazano również, iż inflacja nie stanowi oddzielnie identyfikowalnego ryzyka, zatem nie może zostać wyznaczona jako ryzyko zabezpieczone, chyba że reprezentuje ona element określonego w umowie przepływu pieniężnego. Zastosowanie tych zmian nie miało istotnego wpływu na sytuację finansową ani na wyniki działalności Grupy.
- Przekształcony *MSSF 1 Zastosowanie Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Finansowej po raz pierwszy* (znowelizowany w listopadzie 2008) – mający zastosowanie dla okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2009 roku lub później. Przekształcony standard nie ma zastosowania dla Grupy, ponieważ Grupa nie stosuje MSSF po raz pierwszy.
- Interpretacja *KIMSF 17 Przekazanie aktywów niegotówkowych właścicielom* – mająca zastosowanie dla okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2009 roku lub później. Interpretacja zawiera wytyczne odnośnie ujmowania transakcji, w ramach których następuje wydanie właścicielom aktywów niegotówkowych. Wskazówki dotyczą takich kwestii, jak moment rozpoznania zobowiązania, zasady jego wyceny i wyceny przekazywanych aktywów oraz moment, w którym te aktywa i zobowiązanie ulegają wyłączeniu ze sprawozdania z sytuacji finansowej. Zastosowanie tej interpretacji nie miało wpływu na sytuację finansową ani na wyniki działalności Grupy, ponieważ nie miały miejsca żadne zdarzenia, których by ona dotyczyła.
- Zmiany wynikające z przeglądu *MSSF* (opublikowane w kwietniu 2009 roku) – zmiany nie miały istotnego wpływu na sytuację finansową ani na wyniki działalności Grupy.

- Zmiany do MSSF 2 *Płatności w formie akcji: grupowe transakcje płatności w formie akcji rozliczane w środkach pieniężnych* (zmieniony w czerwcu 2009) – mające zastosowanie dla okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2010 roku lub później. Na zmiany wprowadzone do MSSF 2 składają się trzy zasadnicze poprawki. Zmieniono definicję transakcji i umów dotyczących płatności w formie akcji, zmieniono zakres MSSF 2, a także podano wskazówki dotyczące ujmowania transakcji płatności w formie akcji rozliczanych w środkach pieniężnych. Zastosowanie tych zmian nie miało istotnego wpływu na sytuację finansową ani na wyniki działalności Grupy.
- Interpretacja KIMSF 12 *Umowy na usługi koncesjonowane*. Interpretacja ta została zatwierdzona przez UE do stosowania, a jednostki mają obowiązek ją zastosować najpóźniej od początku pierwszego okresu rocznego rozpoczynającego się po marcu 2009 roku. Interpretacja zawiera wytyczne odnośnie ujmowania przez koncesjodawców umów na usługi koncesjonowane, zawieranych pomiędzy podmiotami sektora publicznego i podmiotami sektora prywatnego. Grupa ukończyła analizę konieczności stosowania tej interpretacji i uznała, że prowadzona działalność nie jest w zakresie KIMSF 12, zatem wejście w życie tej interpretacji nie miało wpływu na sytuację finansową ani na wyniki działalności Grupy.

4. Nowe standardy i interpretacje, które zostały opublikowane, a nie weszły jeszcze w życie

Następujące standardy i interpretacje zostały wydane przez Radę Międzynarodowych Standardów Rachunkowości lub Komitet ds. Interpretacji Międzynarodowej Sprawozdawczości Finansowej, a nie weszły jeszcze w życie:

- Zmiany do MSR 32 *Instrumenty finansowe: prezentacja: Klasyfikacja emisji praw poboru* – mające zastosowanie dla okresów rocznych rozpoczynających się 1 lutego 2010 roku lub później.
- MSR 24 *Ujawnianie informacji na temat podmiotów powiązanych* (znowelizowany w listopadzie 2009) – mający zastosowanie dla okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2011 roku lub później, do dnia zatwierdzenia niniejszego sprawozdania finansowego niezatwierdzony przez UE.
- MSSF 9 *Instrumenty finansowe* – mający zastosowanie dla okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2013 roku lub później, do dnia zatwierdzenia niniejszego sprawozdania finansowego niezatwierdzony przez UE.
- Zmiany do KIMSF 14 MSR 19 *Limit wyceny aktywów z tytułu określonych świadczeń, minimalne wymogi finansowania oraz ich wzajemne zależności: przedpłaty minimalnych wymogów finansowania* – mające zastosowanie dla okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2011 roku lub później, do dnia zatwierdzenia niniejszego sprawozdania finansowego niezatwierdzone przez UE.
- KIMSF 19 *Konwersja zobowiązań finansowych na instrumenty kapitałowe* – mająca zastosowanie dla okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2010 roku lub później, do dnia zatwierdzenia niniejszego sprawozdania finansowego niezatwierdzona przez UE.
- Zmiana do MSSF 1 *Zastosowanie Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Finansowej po raz pierwszy: ograniczone zwolnienie z obowiązku prezentowania danych porównawczych wymaganych przez MSSF 7 dla stosujących MSSF po raz pierwszy* – mająca zastosowanie dla okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2010 roku lub później, do dnia zatwierdzenia niniejszego sprawozdania finansowego niezatwierdzona przez UE.

Zarząd Spółki nie przewiduje, aby wprowadzenie powyższych standardów oraz interpretacji miało istotny wpływ na stosowane przez Spółkę zasady (politykę) rachunkowości.

5. Zmiana szacunków

W okresie zakończonym dnia 31 marca 2010 roku nie miały miejsca istotne zmiany wielkości szacunkowych oraz metodologii dokonywania szacunków, które miałyby wpływ na okres bieżący lub na okresy przyszłe.

6. Sezonowość działalności

Działalność Grupy cechuje się pewną sezonowością. Dotyczy to w szczególności produkcji, dystrybucji i sprzedaży ciepła, dystrybucji i sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom indywidualnym oraz sprzedaży węgla odbiorcom indywidualnym dla celów grzewczych.

Sprzedaż ciepła zależy od warunków atmosferycznych, w szczególności od temperatury powietrza, i jest większa w okresie jesienno-zimowym.

Poziom sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom indywidualnym zależy od długości dnia, co powoduje, że sprzedaż energii elektrycznej tej grupie odbiorców jest z reguły niższa w okresie wiosenno-letnim, a wyższa w okresie jesienno-zimowym.

Sprzedaż węgla dla odbiorców indywidualnych jest większa w okresie jesienno-zimowym.

Sezonowość pozostałych obszarów działalności Grupy jest niewielka.

7. Informacje dotyczące segmentów działalności

Grupa prezentuje informacje dotyczące segmentów działalności zgodnie z MSSF 8 *Segmenty operacyjne* za bieżący okres sprawozdawczy oraz okres porównywalny.

Organizacja i zarządzanie Grupą odbywają się w podziale na segmenty, uwzględniające rodzaj oferowanych wyrobów i usług. Każdy z segmentów stanowi strategiczną jednostkę gospodarczą, oferującą inne wyroby i obsługującą inne rynki.

Podział sprawozdawczości Grupy oparty jest na następujących segmentach operacyjnych:

- Segment Wydobycie, który obejmuje wydobycie węgla kamiennego. W Segmencie Wydobycie w ramach Grupy TAURON działa Południowy Koncern Węglowy S.A.
- Segment Wytwarzanie, który obejmuje wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach konwencjonalnych, w tym w kogeneracji, jak również wytwarzanie energii elektrycznej i innej termicznie pozyskiwanej energii. Podstawowe paliwa wykorzystywane przez Segment Wytwarzanie to węgiel kamienny, biomasa, gaz koksowniczy i wielkopiecowy. W Segmencie Wytwarzanie w ramach Grupy TAURON działają Południowy Koncern Energetyczny S.A., Elektrownia Stalowa Wola S.A., Elektrociepłownia Tychy S.A. i Elektrociepłownia EC Nowa Sp. z o.o.
- Segment Odnawialne Źródła Energii, który obejmuje wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych, z wyłączeniem wytwarzania energii przy współspalaniu biomasy, które ze względu na specyfikę wytwarzania zostało umiejscowione w Segmencie Wytwarzanie. W Segmencie Odnawialnych Źródeł Energii w ramach Grupy TAURON działają TAURON Ekoenergia Sp. z o.o. i częściowo Enion Energia Sp. z o.o.
- Segment Sprzedaży Energii i Pozostałych Produktów Rynku Energetycznego, który obejmuje handel hurtowy energią elektryczną, jak również obrót uprawnieniami do emisji i świadectwami pochodzenia oraz sprzedaż energii elektrycznej do krajowych odbiorców końcowych lub podmiotów dokonujących dalszej odsprzedaży energii elektrycznej. W tym segmencie w ramach Grupy TAURON działają TAURON Polska Energia S.A., Polska Energia Pierwsza Kompania Handlowa Sp. z o.o., Enion Energia Sp. z o.o. i EnergiaPro Gigawat Sp. z o.o.
- Segment Dystrybucji, w ramach którego działają Enion S.A. i EnergiaPro S.A.

Oprócz powyższych głównych segmentów działalności Grupa TAURON prowadzi również działalność w innych obszarach, w tym w obszarze wytwarzania, dystrybucji i sprzedaży ciepła (PEC Katowice S.A., PEC w Dąbrowie Górniczej S.A.), w obszarze wydobycia kamienia, w tym kamienia wapiennego, na potrzeby energetyki, hutnictwa, budownictwa i drogownictwa oraz w obszarze produkcji sorbentów przeznaczonych do instalacji odsiarczania spalin metodą mokrą oraz do wykorzystania w kotłach fluidalnych (KW Czatkowice Sp. z o.o.).

Grupa rozlicza transakcje między segmentami w taki sposób, jakby dotyczyły one podmiotów niepowiązanych – przy zastosowaniu bieżących cen rynkowych.

Przychody z tytułu transakcji pomiędzy segmentami są eliminowane w procesie konsolidacji.

Aktywa segmentu nie zawierają podatku odroczonego, należności z tytułu podatku dochodowego oraz aktywów finansowych.

Żaden z segmentów operacyjnych Grupy nie został połączony z innym segmentem w celu stworzenia powyższych sprawozdawczych segmentów operacyjnych.

Zarząd monitoruje oddzielnie wyniki operacyjne segmentów w celu podejmowania decyzji dotyczących alokacji zasobów, oceny skutków tej alokacji oraz wyników działalności. Podstawą oceny wyników działalności jest zysk lub strata na działalności operacyjnej, które w pewnym zakresie, jak wyjaśniono w tabeli poniżej, są mierzone inaczej niż zysk lub strata na działalności operacyjnej w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym. Finansowanie Grupy (łącznie z kosztami i przychodami finansowymi) oraz podatek dochodowy są monitorowane na poziomie Grupy i nie ma miejsca ich alokacja do segmentów.

O okres 3 miesięcy zakończony dnia 31 marca 2010 roku lub na dzień 31 marca 2010 roku (niebadane)	Wydobycie węгля kamiennego	Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej ze źródeł konwencjonalnych	Wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych	Dystrybucja energii elektrycznej	Sprzedaż energii elektrycznej i pozostałych produktów rynku energetycznego	Pozostałe	Pozycje nieprzypisane	Razem	Wyłączenia	Działalność ogółem
Przychody										
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	123 616	302 965	9 577	256 722	2 898 773	202 680	-	3 794 333	-	3 794 333
Sprzedaż między segmentami	176 280	1 112 795	22 079	889 426	195 611	7 729	-	2 403 920	(2 403 920)	-
Przychody segmentu ogółem	299 896	1 415 760	31 656	1 146 148	3 094 384	210 409	-	6 198 253	(2 403 920)	3 794 333
Wynik										
Zysk/(strata) netto za rok obrotowy	43 048	184 867	13 926	116 952	84 400	26 259	(109 865)	359 587	-	359 587
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	(90 142)	(90 142)	-	(90 142)
Zysk/(strata) przed opodatkowaniem	43 048	184 867	13 926	116 952	84 400	26 259	(19 723)	449 729	-	449 729
Udział w wyniku jednostki stowarzyszonej	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Przychody (koszty) finansowe netto	-	-	-	-	-	-	(26 317)	(26 317)	-	(26 317)
Zysk/(strata) z działalności kontynuowanej przed opodatkowaniem i przychodami (kosztami) finansowymi	43 048	184 867	13 926	116 952	84 400	26 259	6 594	476 046	-	476 046
Koszty nieprzypisane	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Zysk/(strata) segmentu	43 048	184 867	13 926	116 952	84 400	26 259	6 594	476 046	-	476 046
Aktywa i zobowiązania										
Aktywa segmentu	1 103 163	9 482 754	559 272	7 500 461	1 865 807	866 984	-	21 378 441	-	21 378 441
Udział w jednostce stowarzyszonej	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aktywa nieprzypisane	-	-	-	-	-	-	429 542	429 542	-	429 542
Aktywa ogółem	1 103 163	9 482 754	559 272	7 500 461	1 865 807	866 984	429 542	21 807 983	-	21 807 983
Zobowiązania segmentu	404 018	1 109 011	21 630	1 582 809	835 011	106 127	-	4 058 606	-	4 058 606
Zobowiązania nieprzypisane	-	-	-	-	-	-	3 162 555	3 162 555	-	3 162 555
Zobowiązania ogółem	404 018	1 109 011	21 630	1 582 809	835 011	106 127	3 162 555	7 221 161	-	7 221 161
Pozostałe informacje dotyczące segmentu										
Nakłady inwestycyjne*	25 798	39 274	8 646	89 073	3 962	3 275	-	170 028	-	170 028
Amortyzacja	(26 737)	(137 533)	(5 422)	(162 544)	(1 518)	(12 925)	-	(346 679)	-	(346 679)
Odpisy na aktywa niefinansowe	2	(18)	26	42	-	1 144	-	1 196	-	1 196

* Nakłady inwestycyjne obejmują nakłady na rzeczowe aktywa trwałe oraz wartości niematerialne, z wyłączeniem nabycia praw do emisji gazów cieplarnianych oraz świadczeń pochodzenia energii.

Okres 3 miesięcy zakończony dnia 31 marca 2009 roku (niebadane) lub na dzień 31 grudnia 2009 roku	Wydobycie węгля kamiennego	Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej ze źródeł konwencjonalnych	Wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych	Dystrybucja energii elektrycznej	Sprzedaż energii elektrycznej i pozostałych produktów rynku energetycznego		Pozostałe	Pozycje nieprzypisane	Razem	Wyłączenia	Działalność ogółem
					Sprzedaż energii elektrycznej i pozostałych produktów rynku energetycznego	Pozostałe					
Przychody											
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	112 584	168 052	12 103	178 440	2 899 466	178 860	–	–	3 549 505	–	3 549 505
Sprzedaż między segmentami	146 618	1 087 923	20 787	867 395	361 955	5 922	–	–	2 490 600	(2 490 600)	–
Przychody segmentu ogółem	259 202	1 255 975	32 890	1 045 835	3 261 421	184 782	–	–	6 040 105	(2 490 600)	3 549 505
Wynik											
Zysk/(strata) netto za rok obrotowy	44 662	174 951	17 095	(18 389)	112 918	14 650	(124 848)	–	221 039	–	221 039
Podatek dochodowy	–	–	–	–	–	–	(84 820)	–	(84 820)	–	(84 820)
Zysk/(strata) przed opodatkowaniem	44 662	174 951	17 095	(18 389)	112 918	14 650	(40 028)	–	305 859	–	305 859
Udział w wyniku jednostki stowarzyszonej	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Przychody (koszty) finansowe netto	–	–	–	–	–	–	(28 807)	–	(28 807)	–	(28 807)
Zysk/(strata) z działalności kontynuowanej przed opodatkowaniem i przychodami (kosztami) finansowymi	44 662	174 951	17 095	(18 389)	112 918	14 650	(11 221)	–	334 666	–	334 666
Koszty nieprzypisane	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Zysk/(strata) segmentu	44 662	174 951	17 095	(18 389)	112 918	14 650	(11 221)	–	334 666	–	334 666
Aktywa i zobowiązania											
Aktywa segmentu	1 042 195	9 578 454	567 080	7 766 790	1 958 249	847 236	–	–	21 760 004	–	21 760 004
Udział w jednostce stowarzyszonej	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Aktywa nieprzypisane	–	–	–	–	–	–	–	395 489	395 489	–	395 489
Aktywa ogółem	1 042 195	9 578 454	567 080	7 766 790	1 958 249	847 236	–	395 489	22 155 493	–	22 155 493
Zobowiązania segmentu	445 667	1 137 399	16 899	1 688 241	1 286 757	109 812	–	–	4 684 775	–	4 684 775
Zobowiązania nieprzypisane	–	–	–	–	–	–	–	3 237 052	3 237 052	–	3 237 052
Zobowiązania ogółem	445 667	1 137 399	16 899	1 688 241	1 286 757	109 812	–	3 237 052	7 921 827	–	7 921 827
Pozostałe informacje dotyczące segmentu											
Nakłady inwestycyjne*	16 026	114 898	3 110	115 387	2 266	9 777	–	–	261 464	–	261 464
Amortyzacja	(26 475)	(117 872)	(5 151)	(160 134)	(1 095)	(13 990)	–	–	(324 717)	–	(324 717)
Odpisy na aktywa niefinansowe	–	(1 425)	–	–	(66)	34	–	–	(1 457)	–	(1 457)

* Nakłady inwestycyjne obejmują nakłady na rzeczowe aktywa trwałe oraz wartości niematerialne, z wyłączeniem nabycia praw do emisji gazów cieplarnianych oraz świadczeń pochodzenia energii.

8. Podatek dochodowy

Obciążenia podatkowe w sprawozdaniu z całkowitych dochodów

Główne składniki obciążenia podatkowego w sprawozdaniu z całkowitych dochodów przedstawiają się następująco:

	Za okres 3 miesięcy zakończony 31 marca 2010 <i>(niebadane)</i>	Za okres 3 miesięcy zakończony 31 marca 2009 <i>(niebadane)</i>
Bieżący podatek dochodowy	(24 970)	(52 405)
Bieżące obciążenie z tytułu podatku dochodowego	(24 610)	(52 405)
Korekty dotyczące bieżącego podatku dochodowego z lat ubiegłych	(360)	–
Odroczony podatek dochodowy	(65 172)	(32 415)
Obciążenie podatkowe wykazane w sprawozdaniu z całkowitych dochodów	(90 142)	(84 820)

Odroczony podatek dochodowy

Odroczony podatek dochodowy wynika z następujących pozycji:

	Stan na 31 marca 2010 <i>(niebadane)</i>	Stan na 31 grudnia 2009 <i>(dane porównawcze)</i>
Rezerwa z tytułu podatku odroczonego		
– od różnicy pomiędzy podatkową a bilansową wartością środków trwałych oraz wartości niematerialnych	1 463 739	1 448 240
– od różnicy pomiędzy podatkową a bilansową wartością aktywów finansowych	12 629	11 520
– z tytułu odmiennego momentu podatkowego uznania przychodu ze sprzedaży produktów i usług	50 172	47 755
– z tytułu ujęcia szacowanych przychodów ze sprzedaży usługi dystrybucyjnej energii elektrycznej	23 858	21 975
– od różnicy pomiędzy podatkową a bilansową wartością praw majątkowych pochodzenia energii	15 565	25 550
– z tytułu rekompensaty za rozwiązanie kontraktów długoterminowych	68 119	61 677
– pozostałe	30 890	26 233
Rezerwa z tytułu podatku odroczonego	1 664 972	1 642 950

	Stan na 31 marca 2010 <i>(niebadane)</i>	Stan na 31 grudnia 2009 <i>(dane porównawcze)</i>
Aktywa z tytułu podatku odroczonego		
– od różnicy pomiędzy podatkową a bilansową wartością środków trwałych oraz wartości niematerialnych	4 409	7 551
– od różnicy pomiędzy podatkową a bilansową wartością zapasów	3 452	4 662
– od różnicy pomiędzy podatkową a bilansową wartością pozostałych aktywów niefinansowych	982	981
– nieodpłatnie otrzymana infrastruktura energetyczna i otrzymane opłaty przyłączeniowe	95 383	89 407
– od rezerw bilansowych	298 019	384 476
– od różnicy pomiędzy podatkową a bilansową wartością aktywów finansowych	5 704	5 167
– od różnicy pomiędzy podatkową a bilansową wartością zobowiązań finansowych	8 027	9 214
– z tytułu odmiennego momentu podatkowego uznania kosztu sprzedaży produktów i usług	46 657	43 921
– pozostałe naliczone koszty	6 600	1 380
– straty podatkowe	109 673	81 079
– pozostałe	23 930	16 638
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	602 836	644 476
Po skompensowaniu sald na poziomie spółek z Grupy Kapitałowej podatek odroczonego Grupy prezentowany jest jako:		
Aktywo z tytułu podatku odroczonego	113 834	152 221
Rezerwa z tytułu podatku odroczonego	(1 175 970)	(1 150 695)

9. Środki pieniężne i ich ekwiwalenty

Środki pieniężne w banku są oprocentowane według zmiennych stóp procentowych, których wysokość zależy od stopy oprocentowania jednodniowych lokat bankowych. Lokaty krótkoterminowe są dokonywane na różne okresy, najczęściej od jednego dnia do jednego miesiąca, w zależności od aktualnego zapotrzebowania Grupy na środki pieniężne i są oprocentowane według ustalonych dla nich stóp procentowych.

Saldo środków pieniężnych i ich ekwiwalentów wykazywane w rachunku przepływów pieniężnych składało się z następujących pozycji:

	Stan na 31 marca 2010 roku (niebadane)	Stan na 31 grudnia 2009 roku
Środki pieniężne w banku i w kasie	153 787	174 925
Lokaty krótkoterminowe do 3 miesięcy	602 447	854 854
Inne	1 914	2 324
Razem saldo środków pieniężnych i ich ekwiwalentów wykazane w bilansie, w tym:	758 148	1 032 103
środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania	18 399	18 635
Kredyt w rachunku bieżącym	(45 947)	(59 453)
Różnice kursowe i pozostałe różnice	128	5
Razem saldo środków pieniężnych i ich ekwiwalentów wykazane w rachunku przepływów pieniężnych	712 329	972 655

10. Dywidendy wypłacone i zaproponowane do wypłaty

W dniu 4 marca 2010 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy podjęło uchwałę o przeznaczeniu wypracowanego przez Spółkę w 2009 roku zysku netto w kwocie 184 535 tysięcy złotych na dokonywaną zgodnie z odrębnymi przepisami wpłatę z zysku w kwocie 8 376 tysięcy złotych oraz zasilenie kapitału zapasowego Spółki w kwocie 176 159 tysięcy złotych.

W dniu 17 czerwca 2009 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy podjęło uchwałę o przeznaczeniu zysku netto Spółki za 2008 rok w kwocie 55 616 tysięcy złotych na dywidendę w kwocie 51 167 tysięcy złotych oraz na kapitał zapasowy w kwocie 4 449 tysięcy złotych.

11. Wartości niematerialne

Zmiany w okresie od 1 stycznia do 31 marca 2010 roku (niebadane)

	Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Oprogramowa- nie	Inne nabyte koncesje, patenty, licencje i podobne wartości	Świadcstwa pochodzenia energii	Prawa do emisji gazów cieplarnianych	Inne wartości niematerialne	Wartości niematerialne nie oddane do użytkowania	Wartości niematerialne razem
WARTOŚĆ BRUTTO									
Bilans otwarcia	4 104	169 553	187 529	3 034	481 885	52 701	3 969	7 266	910 041
zakup bezpośredni	-	-	103	132	83 936	-	-	3 262	87 433
rozliczenie wartości nie oddanych do użytkowania	-	-	2 579	-	-	-	219	(2 798)	-
sprzedaż, zbycie	-	-	-	-	(1 034)	-	-	-	(1 034)
przemieszczenia pomiędzy grupami	-	-	(2)	-	-	-	2	-	-
darowizny i nieodpłatne przekazania	-	-	-	-	-	-	-	-	-
likwidacja	-	-	(315)	(28)	-	-	-	-	(343)
nieodpłatne otrzymanie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
aport	-	-	-	-	-	-	-	-	-
wytworzenie we własnym zakresie świadcstw pochodzenia energii	-	-	-	-	65 323	-	-	-	65 323
umorzenie świadcstw pochodzenia energii	-	-	-	-	(419 127)	-	-	-	(419 127)
nabycie jednostki zależnej	-	-	-	-	-	-	-	-	-
spisanie inwestycji zaniechanych	-	-	-	-	-	-	-	-	-
przyjęcie ze środków trwałych w budowie	-	-	2	-	-	-	200	2 034	2 236
ujawnienie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe zmiany	-	-	-	-	(465)	-	-	-	(465)
Bilans zamknięcia	4 104	169 553	189 896	3 138	210 518	52 701	4 390	9 764	644 064
SKUMULOWANA AMORTYZACJA (UMORZENIE)									
Bilans otwarcia	(2 038)	-	(80 615)	(878)	-	-	(1 309)	(450)	(85 290)
amortyzacja za okres	(226)	-	(8 020)	(119)	-	-	(97)	-	(8 462)
zwiększenie odpisów aktualizujących	-	-	-	-	-	-	-	-	-
zmniejszenie odpisów aktualizujących	-	-	2	-	-	-	-	-	2
sprzedaż, zbycie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
przemieszczenia pomiędzy grupami	-	-	3	(1)	-	-	(2)	-	-
darowizny i nieodpłatne przekazania	-	-	-	-	-	-	-	-	-
likwidacja	-	-	239	28	-	-	-	-	267
nieodpłatne otrzymanie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
aport	-	-	-	-	-	-	-	-	-
nabycie jednostki zależnej	-	-	-	-	-	-	-	-	-
przyjęcie ze środków trwałych w budowie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe zmiany	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bilans zamknięcia	(2 264)	-	(88 391)	(970)	-	-	(1 408)	(450)	(93 483)
WARTOŚĆ NETTO NA POCZĄTEK OKRESU	2 066	169 553	106 914	2 156	481 885	52 701	2 660	6 816	824 751
WARTOŚĆ NETTO NA KONIEC OKRESU	1 840	169 553	101 505	2 168	210 518	52 701	2 982	9 314	550 581

Zmiany w okresie od 1 stycznia do 31 marca 2009 roku (niebadane)

	Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Oprogramowa- nie	Inne nabyte koncesje, patenty, licencje i podobne wartości	Świadectwa pochodzenia energii	Prawa do emisji gazów cieplarnianych	Inne wartości niematerialne	Wartości niematerialne nie oddane do użytkowania	Wartości niematerialne razem
WARTOŚĆ BRUTTO									
Bilans otwarcia	3 759	169 553	158 610	1 412	244 945	2	4 276	5 274	587 831
zakup bezpośredni	-	-	228	75	11 823	41 093	-	4 207	57 426
rozliczenie wartości nie oddanych do użytkowania	-	-	3 520	-	-	-	128	(3 648)	-
sprzedaż, zbycie	-	-	-	-	(937)	-	-	-	(937)
przemieszczenia pomiędzy grupami	-	-	396	(89)	-	-	(307)	-	-
darowizny i nieodpłatne przekazania	-	-	-	-	-	-	-	-	-
likwidacja	-	-	(253)	-	-	-	-	-	(253)
nieodpłatne otrzymanie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
aport	-	-	-	-	-	-	-	-	-
nabycie jednostki zależnej	-	-	-	-	-	-	-	-	-
wytworzenie we własnym zakresie świadectw pochodzenia energii	-	-	-	-	57 159	-	-	-	57 159
umorzenie świadectw pochodzenia energii	-	-	-	-	(236 842)	-	-	-	(236 842)
spisanie inwestycji zaniechanych	-	-	-	-	-	-	-	-	-
przyjęcie ze środków trwałych w budowie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ujawnienie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe zmiany	-	-	(12)	78	5 774	35	(75)	-	5 800
Bilans zamknięcia	3 759	169 553	162 489	1 476	81 922	41 130	4 022	5 833	470 184
SKUMULOWANA AMORTYZACJA (UMORZENIE)									
Bilans otwarcia	(1 134)	-	(51 345)	(410)	-	-	(1 185)	(450)	(54 524)
amortyzacja za okres	(226)	-	(7 391)	(207)	-	-	(115)	-	(7 939)
zwiększenie odpisów aktualizujących	-	-	-	-	-	-	(66)	-	(66)
zmniejszenie odpisów aktualizujących	-	-	-	-	-	-	-	-	-
sprzedaż, zbycie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
przemieszczenia pomiędzy grupami	-	-	(107)	12	-	-	95	-	-
darowizny i nieodpłatne przekazania	-	-	-	-	-	-	-	-	-
likwidacja	-	-	219	-	-	-	-	-	219
nieodpłatne otrzymanie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
aport	-	-	-	-	-	-	-	-	-
nabycie jednostki zależnej	-	-	-	-	-	-	-	-	-
przyjęcie ze środków trwałych w budowie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe zmiany	-	-	6	(37)	-	6	37	-	12
Bilans zamknięcia	(1 360)	-	(58 618)	(642)	-	6	(1 234)	(450)	(62 298)
WARTOŚĆ NETTO NA POZĄTEK OKRESU	2 625	169 553	107 265	1 002	244 945	2	3 091	4 824	533 307
WARTOŚĆ NETTO NA KONIEC OKRESU	2 399	169 553	103 871	834	81 922	41 136	2 788	5 383	407 886

12. Rzeczowe aktywa trwałe
Zmiany w okresie od 1 stycznia do 31 marca 2010 roku (niebadane)

	Grunt	Prawo użytkowania wieczystego gruntu	Budynki, lokale i obiekty inżynierii łądowej i wodnej	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu	Inne środki trwałe	Środki trwałe razem	Środki trwałe w budowie	Rzeczowe aktywa trwałe razem
WARTOŚĆ BRUTTO									
Bilans otwarcia	57 747	783 111	10 090 384	9 247 487	213 779	221 163	20 613 671	351 397	20 965 068
zakup bezpośredni	182	-	54	54	486	28	750	160 518	161 268
rozliczenie środków trwałych w budowie	554	239	64 906	48 341	1 453	5 672	121 165	(121 165)	-
sprzedaż, zbycie	(6)	(262)	(698)	(456)	(271)	(1)	(1 694)	(11)	(1 705)
przemieszczenia pomiędzy grupami	-	-	14 255	(14 271)	-	16	-	-	-
darowizny i nieodpłatne przekazania	-	(1)	(2)	(29)	-	-	(32)	-	(32)
likwidacja	-	(5)	(3 293)	(2 576)	(157)	(872)	(6 903)	-	(6 903)
nieodpłatne otrzymanie	-	8 884	4 046	458	-	48	13 436	-	13 436
nabycie jednostki zależnej	-	-	-	-	-	-	-	-	-
przyjęte do użytkowania na podstawie umowy najmu, dzierżawy, leasingu lub innej umowy o podobnym charakterze	-	-	-	-	890	-	890	-	890
części zapasowe alokowane do środków trwałych	-	-	-	(290)	-	1 291	1 001	-	1 001
koszty remontów	-	-	-	176	-	-	176	(109)	67
spisanie inwestycji zaniechanych	-	-	-	-	-	-	-	(10)	(10)
przekazanie na wartości niematerialne	-	-	-	-	-	-	-	(2 236)	(2 236)
ujawnienie	-	345	-	64	-	-	409	-	409
wytworzenie we własnym zakresie	-	-	-	-	-	-	-	4 306	4 306
pozostałe zmiany	-	-	-	8 137	-	28	8 165	9	8 174
Bilans zamknięcia	58 477	792 311	10 169 598	9 287 095	216 180	227 373	20 751 034	392 699	21 143 733
SKUMULOWANA AMORTYZACJA (UMORZENIE)									
Bilans otwarcia	(867)	(1 065)	(1 755 603)	(1 774 164)	(64 427)	(97 229)	(3 693 355)	(11 140)	(3 704 495)
amortyzacja za okres	-	-	(155 020)	(167 957)	(7 894)	(7 346)	(338 217)	-	(338 217)
zwiększenie odpisów aktualizujących	-	-	(36)	(151)	-	(9)	(196)	-	(196)
zmniejszenie odpisów aktualizujących	7	24	1 001	274	6	23	1 335	99	1 434
sprzedaż, zbycie	-	-	95	365	199	1	660	-	660
przemieszczenia pomiędzy grupami	-	-	(1 878)	1 607	-	-	(271)	271	-
darowizny i nieodpłatne przekazania	-	-	-	29	-	-	29	-	29
likwidacja	-	-	2 664	2 014	149	448	5 275	-	5 275
nieodpłatne otrzymanie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
nabycie jednostki zależnej	-	-	-	-	-	-	-	-	-
amortyzacja odniesiona na sr. trwałe w bud.	-	-	-	-	-	-	-	-	-
przekazanie na wartości niematerialne	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe zmiany	-	(4)	(20)	(78)	-	(28)	(130)	(75)	(205)
Bilans zamknięcia	(860)	(1 045)	(1 908 797)	(1 938 061)	(71 967)	(104 140)	(4 024 870)	(10 845)	(4 035 715)
WARTOŚĆ NETTO NA POCZĄTEK OKRESU	56 880	782 046	8 334 781	7 473 323	149 352	123 934	16 920 316	340 257	17 260 573
WARTOŚĆ NETTO NA KONIEC OKRESU	57 617	791 266	8 260 801	7 349 034	144 213	123 233	16 726 164	381 854	17 108 018

Zmiany w okresie od 1 stycznia do 31 marca 2009 roku (niebadane)

	Grunty	Prawo użytkowania wieczystego gruntu	Budynki, lokale i obiekty inżynierii lądowej i wodnej	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu	Inne środki trwałe	Środki trwałe razem	Środki trwałe w budowie	Rzeczowe aktywa trwałe razem
WARTOŚĆ BRUTTO									
Bilans otwarcia	53 688	782 073	9 041 737	7 410 587	178 390	189 439	17 655 914	1 886 661	19 542 575
zakup bezpośredni	-	-	7	76	-	76	159	216 935	217 094
rozliczenie środków trwałych w budowie	1 226	1 092	69 602	43 996	3 796	9 176	128 888	(128 888)	-
sprzedaż, zbycie	-	(19)	(171)	(2 444)	(1 375)	(25)	(4 034)	(9)	(4 043)
przemieszczenia pomiędzy grupami	-	-	7	35	-	(42)	-	-	-
darowizny i nieodpłatne przekazania	-	-	-	-	-	-	-	-	-
likwidacja	-	-	(1 333)	(2 923)	(1)	(305)	(4 562)	-	(4 562)
nieodpłatne otrzymanie	-	452	3 019	161	-	-	3 632	3 280	6 912
nabycie jednostki zależnej	-	-	-	-	-	-	-	-	-
przyjęte do użytkowania na podstawie umowy najmu, dzierżawy, leasingu lub innej umowy o podobnym charakterze	-	-	-	2 539	1 242	-	3 781	(149)	3 632
części zapasowe alokowane do środków trwałych	-	-	-	(53)	-	789	736	-	736
koszty remontów	-	-	-	9 801	-	-	9 801	-	9 801
spisanie inwestycji zaniechanych	-	-	-	-	-	-	-	(4)	(4)
przekazanie na wartości niematerialne	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ujawnienie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
wytworzenie we własnym zakresie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe zmiany	-	-	(2)	(17)	(54)	(13)	(86)	26 427	26 427
Bilans zamknięcia	54 914	783 598	9 112 866	7 461 758	181 998	199 095	17 794 229	2 020 340	19 814 569
SKUMULOWANA AMORTYZACJA (UMORZENIE)									
Bilans otwarcia	(809)	(401)	(1 149 462)	(1 170 948)	(37 641)	(68 695)	(2 427 956)	(15 777)	(2 443 733)
amortyzacja za okres	-	-	(175 393)	(127 974)	(7 019)	(6 392)	(316 778)	-	(316 778)
zwiększenie odpisów aktualizujących	-	-	(26)	(1 354)	-	(1)	(1 381)	-	(1 381)
zmniejszenie odpisów aktualizujących	-	-	-	5	-	-	5	-	5
sprzedaż, zbycie	-	-	52	59	1 290	12	1 413	-	1 413
przemieszczenia pomiędzy grupami	-	-	(5)	(17)	-	22	-	-	-
darowizny i nieodpłatne przekazania	-	-	-	-	-	-	-	-	-
likwidacja	-	-	477	1 911	-	223	2 611	-	2 611
nieodpłatne otrzymanie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
nabycie jednostki zależnej	-	-	-	-	-	-	-	-	-
amortyzacja odniesiona na śr. trwałe w bud.	-	-	-	-	-	-	-	-	-
przekazanie na wartości niematerialne	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe zmiany	-	-	(1)	7	22	1	29	-	29
Bilans zamknięcia	(809)	(401)	(1 324 358)	(1 298 311)	(43 348)	(74 830)	(2 742 057)	(15 777)	(2 757 834)
WARTOŚĆ NETTO NA POCZĄTEK OKRESU	52 879	781 672	7 892 275	6 239 639	140 749	120 744	15 227 958	1 870 884	17 098 842
WARTOŚĆ NETTO NA KONIEC OKRESU	54 105	783 197	7 788 508	6 163 447	138 650	124 265	15 052 172	2 004 563	17 056 735

13. Zapasy

	Stan na 31 marca 2010 (niebadane)	Stan na 31 grudnia 2009
Koszt historyczny		
Materiały	344 624	424 465
Półprodukty i produkcja w toku	62 706	87 114
Produkty gotowe	30 283	17 566
Towary	2 035	1 702
Prawa majątkowe pochodzenia energii	9 967	9 131
Prawa do emisji zanieczyszczeń	-	-
Razem	449 615	539 978
Odpisy aktualizujące wartość		
Materiały	(3 646)	(3 612)
Półprodukty i produkcja w toku	-	-
Produkty gotowe	(164)	(165)
Towary	-	-
Prawa majątkowe pochodzenia energii	-	-
Prawa do emisji zanieczyszczeń	-	-
Razem	(3 810)	(3 777)
Wartość netto możliwa do odzyskania		
Materiały	340 978	420 853
Półprodukty i produkcja w toku	62 706	87 114
Produkty gotowe	30 119	17 401
Towary	2 035	1 702
Prawa majątkowe pochodzenia energii	9 967	9 131
Prawa do emisji zanieczyszczeń	-	-
Razem	445 805	536 201

14. Należności z tytułu dostaw i usług

Należności z tytułu dostaw i usług nie są oprocentowane i mają zazwyczaj 30-dniowy termin płatności w przypadku kontrahentów instytucjonalnych. W odniesieniu do klientów indywidualnych płatności dokonywane są w cyklach miesięcznych lub dwumiesięcznych.

Za wyjątkiem sprzedaży realizowanej na rzecz klientów indywidualnych, sprzedaż jest realizowana tylko zweryfikowanym klientom. Dzięki temu, zdaniem kierownictwa, nie istnieje dodatkowe ryzyko kredytowe, ponad poziom określony odpisem aktualizującym nieściągalne należności właściwym dla należności handlowych Grupy.

Wartość należności z tytułu dostaw i usług na koniec okresu trzech miesięcy zakończonego 31 marca 2010 roku przedstawia poniższa tabela.

Należności z tytułu dostaw i usług według stanu na dzień 31 marca 2010 roku oraz na dzień 31 grudnia 2009 roku

	Stan na 31 marca 2010 (niebadane)	Stan na 31 grudnia 2009
Wartość pozycji przed uwzględnieniem odpisu aktualizującego	2 321 355	2 038 138
Odpisy aktualizujące	(156 713)	(158 024)
Wartość pozycji netto (wartość bilansowa)	2 164 642	1 880 114

15. Rezerwy i świadczenia pracownicze

Zmiana stanu rezerw na świadczenia pracownicze w okresie trzech miesięcy zakończonym dnia 31 marca 2010 roku (niebadane)

	Rezerwa na świadczenia emerytalne, rentowe i podobne	Taryfa pracownicza	ZFŚS	Rezerwa na deputaty węglowe	Nagrody jubileuszowe	Rezerwy razem
Bilans otwarcia	176 385	319 772	98 009	26 642	441 186	1 061 994
nabycie jednostki zależnej	–	–	–	–	–	–
koszty bieżącego zatrudnienia	1 981	1 167	514	150	6 424	10 236
zyski i straty aktuarialne	(3 691)	(4 993)	(756)	91	(6 360)	(15 709)
wypłacone świadczenia	(2 531)	(19)	(509)	(238)	(6 751)	(10 048)
koszty przeszłego zatrudnienia	–	1 986	–	–	–	1 986
koszty odsetek	2 939	5 617	1 547	374	6 130	16 607
pozostałe zmiany	–	–	–	–	–	–
Bilans zamknięcia	175 083	323 530	98 805	27 019	440 629	1 065 066
REZERWY KRÓTKOTERMINOWE	29 394	19 602	4 528	1 006	52 353	106 883
REZERWY DŁUGOTERMINOWE	145 689	303 928	94 277	26 013	388 276	958 183

Zmiana stanu rezerw na świadczenia pracownicze w okresie trzech miesięcy zakończonym dnia 31 marca 2009 roku (niebadane)

	Rezerwa na świadczenia emerytalne, rentowe i podobne	Taryfa pracownicza	ZFŚS	Rezerwa na deputaty węglowe	Nagrody jubileuszowe	Rezerwy razem
Bilans otwarcia	163 787	286 702	91 265	27 219	457 564	1 026 537
nabycie jednostki zależnej	–	–	–	–	–	–
koszty bieżącego zatrudnienia	2 063	1 156	506	132	6 140	9 997
zyski i straty aktuarialne	1 530	2 124	1 240	63	(3 954)	1 003
wypłacone świadczenia	(5 611)	(2 143)	(949)	(206)	(10 740)	(19 649)
koszty przeszłego zatrudnienia	–	1 986	2	–	–	1 988
koszty odsetek	2 939	5 028	1 375	347	6 055	15 744
pozostałe zmiany	74	–	–	–	–	74
Bilans zamknięcia	164 782	294 853	93 439	27 555	455 065	1 035 694
REZERWY KRÓTKOTERMINOWE	30 690	19 599	4 363	1 066	50 261	105 979
REZERWY DŁUGOTERMINOWE	134 092	275 254	89 076	26 489	404 804	929 715

Grupa ustala rezerwy na przyszłe świadczenia pracownicze w wysokości oszacowanej metodami aktuarialnymi, z uwzględnieniem stopy dyskonta, definiowanej na podstawie rynkowych stóp zwrotu z obligacji skarbowych. Podziału rezerw na długo- i krótkoterminowe Grupa dokonuje na podstawie szacunków dotyczących rozkładu wypłat w czasie przygotowanego za pomocą technik aktuarialnych. Główne założenia przyjęte przez aktuarium na dzień 31 grudnia 2009 roku do wyliczenia kwoty zobowiązania są następujące:

	31 grudnia 2009
Stopa dyskontowa (%)	5,75%
Przewidywany wskaźnik inflacji (%)	2,50%
Wskaźnik rotacji pracowników (%)	1,08% – 2,62%
Przewidywana stopa wzrostu wynagrodzeń (%)	2,50%
Przewidywana stopa wzrostu cen energii elektrycznej (%)	2,70%
Przewidywana stopa wzrostu wartości odpisu na ZFŚS (%)	4,10%
Pozostały średni okres zatrudnienia	9,97 – 14,18

Projekcja rezerw na 2010 rok została wykonana na podstawie uprzednio wyliczonych kwot rezerw na dzień 31 grudnia 2009 roku. Do projekcji rezerw przyjęto założenia zastosowane przy kalkulacji rezerwy na dzień 31 grudnia 2009 roku.

16. Rezerwy

16.1. Zmiany stanu rezerw

Zmiana stanu rezerw w okresie trzech miesięcy zakończonym dnia 31 marca 2010 roku (*niebadane*)

	Rezerwy na roszczenia od kontrahentów, na spory sądowe, na umowę rodzącą obciążenia	Rezerwy na sprawy pracownicze, na restrukturyzację	Rezerwa na rekultywację i koszty likwidacji środków trwałych	Rezerwa z tytułu obowiązku przedstawienia świadectw pochodzenia energii	Rezerwa na bezumowne korzystanie z nieruchomości pod obiektami energetycznymi i pozostałe rezerwy	Rezerwy razem
Bilans otwarcia	19 552	238	22 639	750 015	62 360	854 804
nabycie jednostki zależnej	–	–	–	–	–	–
korekta stopy dyskontowej	–	–	240	–	–	240
utworzenie	252	–	8 106	287 365	1 777	297 500
rozwiązanie	(156)	–	–	(10 478)	(1 003)	(11 637)
wykorzystanie	(27)	–	–	(739 243)	(317)	(739 587)
pozostałe zmiany	–	–	900	–	–	900
Bilans zamknięcia	19 621	238	31 885	287 659	62 817	402 220
REZERWY KRÓTKOTERMINOWE	19 621	238	–	287 659	62 066	369 584
REZERWY DŁUGOTERMINOWE	–	–	31 885	–	751	32 636

Zmiana stanu rezerw w okresie trzech miesięcy zakończonym dnia 31 marca 2009 roku (*niebadane*)

	Rezerwy na roszczenia od kontrahentów, na spory sądowe, na umowę rodzącą obciążenia	Rezerwy na sprawy pracownicze, na restrukturyzację	Rezerwa na rekultywację i koszty likwidacji środków trwałych	Rezerwa z tytułu obowiązku przedstawienia świadectw pochodzenia energii	Rezerwa na bezumowne korzystanie z nieruchomości pod obiektami energetycznymi i pozostałe rezerwy	Rezerwy razem
Bilans otwarcia	15 603	1 504	23 550	620 706	47 086	708 449
nabycie jednostki zależnej	–	–	–	–	–	–
korekta stopy dyskontowej	–	–	284	–	–	284
utworzenie	–	–	–	232 060	–	232 060
rozwiązanie	(105)	–	–	(7 260)	(87)	(7 452)
wykorzystanie	(36)	(238)	–	(616 501)	(655)	(617 430)
pozostałe zmiany	41	–	140	–	(41)	140
Bilans zamknięcia	15 503	1 266	23 974	229 005	46 303	316 051
REZERWY KRÓTKOTERMINOWE	15 013	1 027	–	229 005	45 428	290 473
REZERWY DŁUGOTERMINOWE	490	239	23 974	–	875	25 578

16.2. Opis istotnych tytułów rezerw

16.2.1. Rezerwa na roszczenia od kontrahentów, na spory sądowe, na umowę rodzącą obciążenia

Rezerwa na postępowania przed UOKiK

Spółka ENION S.A. utworzyła w 2009 roku rezerwę w wysokości 15 850 tysięcy złotych na kary pieniężne nałożone przez Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w sprawie nadużywania przez ENION S.A. pozycji dominującej na rynku dystrybucji energii elektrycznej. ENION S.A. złożyła odwołanie od decyzji do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Na dzień 31 marca 2010 roku postępowanie w powyższej kwestii jest w toku.

16.2.2. Rezerwa na rekultywację i koszty likwidacji środków trwałych

Spółki górnicze Południowy Koncern Węglowy S.A. oraz Kopalnia Wapienia Czatkowice Sp. z o.o. tworzą rezerwy na przyszłe koszty likwidacji obiektów zakładów górniczych w oparciu o prawny obowiązek wynikający z ustawy Prawo geologiczne i górnicze. Rezerwy tworzone są na bazie szacunku przewidywanych kosztów likwidacji obiektów górniczych i innych obiektów technologicznych oraz przywrócenia stanu pierwotnego terenu po zakończeniu eksploatacji. Podstawą szacowania wielkości rezerw są specjalistyczne opracowania oraz ekspertyzy technologiczno-ekonomiczne sporządzone przez służby wewnętrzne lub zewnętrznych ekspertów. Wartość rezerw jest szacowana i weryfikowana na każdy dzień bilansowy na podstawie bieżących oszacowań kosztowych oraz współczynników inflacji i dyskonta.

Na dzień 31 marca 2010 roku rezerwy z tego tytułu obejmujące Fundusz Likwidacji Zakładów Górniczych utworzone przez Południowy Koncern Węglowy S.A. oraz Kopalnię Wapienia Czatkowice Sp. z o.o. wynosiły odpowiednio 20 321 tysięcy złotych oraz 3 458 tysięcy złotych.

16.2.3. Rezerwa z tytułu obowiązku przedstawienia świadectw pochodzenia energii

W związku ze sprzedażą energii elektrycznej do odbiorców finalnych Grupa ma obowiązek umorzenia określonej ilości certyfikatów pochodzenia energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, gazowych i z kogeneracji. Na dzień 31 marca 2010 roku utworzona rezerwa z tego tytułu wynosiła 287 659 tysięcy złotych.

16.2.4. Pozostałe rezerwy

Rezerwa na bezumowne korzystanie z gruntów

Spółki Grupy tworzą rezerwy na wszystkie zgłoszone roszczenia właścicieli nieruchomości, na których usytuowane są składniki infrastruktury energetycznej bez odpowiedniego tytułu prawnego. Na dzień 31 marca 2010 roku rezerwa z tego tytułu wynosiła 13 343 tysięcy złotych. Spółki nie tworzą rezerw na potencjalne niezgłoszone roszczenia właścicieli gruntów o nieuregulowanym stanie korzystania z tych gruntów.

Rezerwa na podatek od nieruchomości

W związku z prowadzonymi postępowaniami podatkowymi spółka Południowy Koncern Węglowy S.A. utworzyła rezerwę na podatek od nieruchomości od wyrobisk górniczych oraz od budowli usytuowanych w tych wyrobiskach za okres od początku 2005 roku do 31 marca 2010 roku obejmującą kwotę potencjalnych zaległości oraz odsetki. Rezerwa ta na dzień 31 marca 2010 roku wynosiła 15 714 tysięcy złotych.

Pozostała kwota obejmuje rezerwy na zgłoszone i uznane szkody górnicze oraz potencjalne kary i odszkodowania.

17. Rozliczenia międzyokresowe**17.1. Rozliczenia międzyokresowe przychodów i dotacje rządowe**

	Stan na 31 marca 2010 (niebadane)	Stan na 31 grudnia 2009 (dane porównawcze)
Rozliczenia międzyokresowe przychodów		
Darowizny, nieodpłatnie otrzymane środki trwałe	181 665	180 636
Dotacje otrzymane inne niż rządowe	14 480	14 650
Otrzymane dopłaty na nabycie środków trwałych	46 961	47 524
Oplaty przyłączeniowe	350 147	355 524
Pozostałe rozliczenia przychodów	9 398	7 410
Razem, w tym:	602 651	605 744
Długoterminowe	554 260	559 267
Krótkoterminowe	48 391	46 477
Dotacje rządowe		
Umorzenie pożyczek z funduszy środowiskowych	10 440	10 874
Pozostałe rozliczenia dotacji rządowych	56 480	57 000
Razem, w tym:	66 920	67 874
Długoterminowe	64 415	65 300
Krótkoterminowe	2 505	2 574

Saldo rozliczeń międzyokresowych z tytułu opłat przyłączeniowych oraz nieodpłatnie otrzymanych środków trwałych dotyczy transakcji, jakie miały miejsce do dnia 30 czerwca 2009 roku, tj. przed zastosowaniem interpretacji KIMSF 18. Począwszy od dnia 1 lipca 2009 roku, Grupa ujmuje opłaty przyłączeniowe oraz otrzymywane nieodpłatnie środki trwałe w przychodach.

Przedstawione w niniejszym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym dotacje rządowe przedstawiają głównie wartość umorzonych pożyczek, przyznanych przez fundusze środowiskowe. Część pożyczek z funduszy środowiskowych jest umarzana pod warunkiem osiągnięcia zakładanych efektów ekologicznych.

17.2. Bierne rozliczenia międzyokresowe kosztów

	Stan na 31 marca 2010 (niebadane)	Stan na 31 grudnia 2009 (dane porównawcze)
Rozliczenia międzyokresowe z tytułu niewykorzystanych urlopów	35 819	20 039
Rozliczenia międzyokresowe z tytułu premii rocznej	64 180	128 815
Rozliczenia międzyokresowe z tytułu kosztów badania sprawozdań finansowych	84	1 114
Nagrody dla Zarządu	298	-
Pozostałe rozliczenia międzyokresowe kosztów	26 655	11 248
Razem, w tym:	127 036	161 216
Długoterminowe	-	-
Krótkoterminowe	127 036	161 216

18. Oprocentowane kredyty bankowe i pożyczki oraz wyemitowane obligacje

Zaciągnięte kredyty i pożyczki według stanu na dzień 31 marca 2010 roku oraz 31 grudnia 2009 roku przedstawiają poniższe tabele.

Zaciągnięte kredyty i pożyczki według stanu na dzień 31 marca 2010 roku

Waluta kredytu	Stopa oprocentowania	Wartość kredytów, pożyczek na dzień bilansowy <i>(niebadane)</i>		Z tego o terminie spłaty przypadającym w terminie (od dnia bilansowego):					
		w walucie	w złotych	poniżej 3 miesięcy	od 3 do 12 miesięcy	od 1 roku do 2 lat	od 2 lat do 3 lat	od 3 lat do 5 lat	powyżej 5 lat
PLN	zmienna	854 001	854 001	157 011	222 945	270 992	158 486	44 527	40
	stała	6 046	6 046	314	2 033	1 036	1 036	1 627	–
Razem PLN		860 047	860 047	157 325	224 978	272 028	159 522	46 154	40
EUR	zmienna	5 673	21 909	868	2 604	3 472	3 472	5 593	5 900
	stała	–	–	–	–	–	–	–	–
Razem EUR		5 673	21 909	868	2 604	3 472	3 472	5 593	5 900
USD	zmienna	83 337	239 344	29 477	78 218	95 491	36 158	–	–
	stała	–	–	–	–	–	–	–	–
Razem USD		83 337	239 344	29 477	78 218	95 491	36 158	–	–
Razem			1 121 300	187 670	305 800	370 991	199 152	51 747	5 940
odsetki zwiększające wartość bilansową			876						
Razem kredyty i pożyczki			1 122 176						

Zaciągnięte kredyty i pożyczki według stanu na dzień 31 grudnia 2009 roku

Waluta kredytu	Stopa oprocentowania	Wartość kredytów, pożyczek na dzień bilansowy		Z tego o terminie spłaty przypadającym w terminie (od dnia bilansowego):					
		w walucie	w złotych	poniżej 3 miesięcy	od 3 do 12 miesięcy	od 1 roku do 2 lat	od 2 lat do 3 lat	od 3 lat do 5 lat	powyżej 5 lat
PLN	zmienna	888 394	888 394	111 921	289 785	275 852	170 644	40 144	48
	stała	1 658	1 658	–	1 598	60	–	–	–
Razem PLN		890 052	890 052	111 921	291 383	275 912	170 644	40 144	48
EUR	zmienna	5 887	24 187	883	2 649	3 532	3 532	7 064	6 527
	stała	–	–	–	–	–	–	–	–
Razem EUR		5 887	24 187	883	2 649	3 532	3 532	7 064	6 527
USD	zmienna	92 633	264 031	24 374	83 316	108 131	48 210	–	–
	stała	–	–	–	–	–	–	–	–
Razem USD		92 633	264 031	24 374	83 316	108 131	48 210	–	–
Razem			1 178 270	137 178	377 348	387 575	222 386	47 208	6 575
odsetki zwiększające wartość bilansową			670						
Razem kredyty i pożyczki			1 178 940						

Zmiana stanu kredytów i pożyczek bez odsetek zwiększających wartość w okresie trzech miesięcy zakończonym 31 marca 2010 roku oraz w okresie trzech miesięcy zakończonym 31 marca 2009 roku przedstawia poniższa tabela.

	01.01.2010 – 31.03.2010 <i>(niebadane)</i>	01.01.2009 – 31.03.2009 <i>(niebadane)</i>
Bilans otwarcia	1 178 270	1 357 231
Zmiana stanu kredytów w rachunku bieżącym	(13 506)	(6 780)
Zmiana stanu kredytów i pożyczek (bez kredytów w rachunku bieżącym):	(43 464)	(24 217)
Zaciągnięcie	40 082	45 374
Spłata	(84 553)	(78 999)
Zmiana wyceny	1 007	9 408
Bilans zamknięcia	1 121 300	1 326 234

Zobowiązania z tytułu wyemitowanych obligacji według stanu na dzień 31 marca 2010 roku oraz 31 grudnia 2009 roku przedstawiają poniższe tabele.

Wyemitowane obligacje według stanu na dzień 31 marca 2010 roku

Nazwa spółki	Stopa oprocentowania	Waluta kredytu	Stan na dzień bilansowy		Z tego o terminie spłaty przypadającym w terminie (od dnia bilansowego)					
			Narostę odsetki	Wartość kapitału według zamortyzowanego kosztu (niebadane)	poniżej 3 miesięcy	od 3 do 12 miesięcy	od 1 roku do 2 lat	od 2 lat do 3 lat	od 3 lat do 5 lat	powyżej 5 lat
Południowy Koncern Energetyczny S.A.	zmienna	PLN	10 774	597 055	40 902	40 091	80 989	80 993	161 986	192 094
Razem obligacje			10 774	597 055	40 902	40 091	80 989	80 993	161 986	192 094

Wyemitowane obligacje według stanu na dzień 31 grudnia 2009 roku

Nazwa spółki	Stopa oprocentowania	Waluta kredytu	Stan na dzień bilansowy		Z tego o terminie spłaty przypadającym w terminie (od dnia bilansowego)					
			Narostę odsetki	Wartość kapitału według zamortyzowanego kosztu	poniżej 3 miesięcy	od 3 do 12 miesięcy	od 1 roku do 2 lat	od 2 lat do 3 lat	od 3 lat do 5 lat	powyżej 5 lat
Południowy Koncern Energetyczny S.A.	zmienna	PLN	126	596 655	–	80 993	81 314	81 314	162 629	190 405
Razem obligacje			126	596 655	–	80 993	81 314	81 314	162 629	190 405

Zmiana stanu wyemitowanych obligacji, bez odsetek zwiększających wartość zobowiązania, w okresie trzech miesięcy zakończonym 31 marca 2010 roku o 400 tysięcy złotych oraz w okresie trzech miesięcy zakończonym 31 marca 2009 roku o 51 tysięcy złotych wynikała z wyceny obligacji wyemitowanych przez PKE S.A.

W celu zabezpieczenia spłaty zobowiązań Grupa stosuje wiele form zabezpieczeń. Do najpowszechniejszych należą hipoteki, zastawy rejestrowe, przewłaszczenia i umowy leasingowe na nieruchomościach oraz innych rzeczowych aktywach trwałych, a także na zapasach, należnościach, czy też blokady środków pieniężnych.

Wartość bilansową składników majątku stanowiących zabezpieczenie spłaty zobowiązań na poszczególne dni bilansowe przedstawia poniższa tabela.

Wartość bilansowa aktywów stanowiąca zabezpieczenie spłaty zobowiązań

	Stan na 31 marca 2010 (niebadane)	Stan na 31 grudnia 2009
Nieruchomości	3 487 510	3 467 430
Urządzenia techniczne i maszyny	350 845	295 987
Środki transportu	5 921	6 668
Środki trwałe w budowie	745	745
Należności z tytułu dostaw i usług	–	17 751
Środki pieniężne	3 450	84 574
Inne należności finansowe i niefinansowe	15 616	15 616
Razem wartość aktywów stanowiących zabezpieczenie spłaty zobowiązań	3 864 087	3 888 771

Ponadto w celu zabezpieczenia środków na pokrycie przyszłych kosztów likwidacji obiektów zakładów górniczych, wchodzące w skład Grupy przedsiębiorstwa górnicze tworzą, zgodnie z odrębnymi przepisami, Fundusz Likwidacji Zakładów Górniczych.

19. Połączenia jednostek gospodarczych i nabycia udziałów mniejszości

W okresie od 1 stycznia do 31 marca 2010 roku nie miało miejsca połączenie jednostek gospodarczych. Spółka dominująca TAURON Polska Energia S.A. oraz spółki zależne ENION Zarządzanie Aktywami Sp. z o.o. i Energomix Servis Sp. z o.o. są obecnie w trakcie procesu przygotowującego do połączenia tych spółek, które ma mieć miejsce w pierwszym półroczu 2010 roku. W wyniku planowanego połączenia udziałowcy spółek przejmowanych, ENION Zarządzanie Aktywami Sp. z o.o. i Energomix Servis Sp. z o.o., otrzymają akcje Spółki nowej emisji. Z punktu widzenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego transakcja ta będzie nabyciem udziałów niekontrolujących z różnicą rozliczaną przez kapitał własny.

20. Instrumenty finansowe

Wartość godziwa instrumentów finansowych, jakie Grupa posiadała na dzień 31 marca 2010 roku oraz na dzień 31 grudnia 2009 roku, nie odbiegała istotnie od wartości prezentowanych w sprawozdaniach finansowych za poszczególne lata z następujących powodów:

- w odniesieniu do instrumentów krótkoterminowych ewentualny efekt dyskonta nie jest istotny;
- instrumenty te dotyczą transakcji zawieranych na warunkach rynkowych;
- w odniesieniu do akcji i udziałów niebędących przedmiotem obrotu na aktywnych rynkach, ich wartość bilansowa została ustalona według ceny nabycia z uwzględnieniem odpisów z tytułu utraty wartości tam, gdzie było to konieczne, i stanowi przybliżenie wartości godziwej.

Wartość bilansową i wartość godziwą klas i kategorii instrumentów finansowych na dzień 31 marca 2010 roku oraz na dzień 31 grudnia 2009 roku prezentują poniższe tabele.

Kategorie i klasy aktywów finansowych	Wartość bilansowa	
	Stan na 31 marca 2010 roku (niebadane)	Stan na 31 grudnia 2009 roku
1 Aktywa wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	7 433	7 084
Udziały i akcje (krótkoterminowe)	550	485
Jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych	6 883	6 599
2 Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	153 724	153 162
Udziały i akcje (długoterminowe)	145 595	145 095
Udziały i akcje (krótkoterminowe)	873	937
Jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych	3 004	2 873
Obligacje, bony skarbowe oraz inne dłużne papiery wartościowe	1 900	1 905
Pozostałe aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	2 352	2 352
3 Aktywa finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	4 219	4 151
Obligacje, bony skarbowe oraz inne dłużne papiery wartościowe	4 219	4 151
4 Pożyczki i należności	2 273 156	1 907 351
Należności z tytułu dostaw i usług	2 164 642	1 880 114
Lokaty i depozyty	105 251	23 887
Pozostałe pożyczki i należności finansowe	3 263	3 350
Pożyczki udzielone	305	315
Pozostałe należności finansowe	2 958	3 035
5 Instrumenty pochodne zabezpieczające (aktywa)	–	1 747
6 Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	758 148	1 032 103

Kategorie i klasy zobowiązań finansowych	Wartość bilansowa	
	Stan na 31 marca 2010 roku (niebadane)	Stan na 31 grudnia 2009 roku
1 Zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	–	–
2 Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	2 837 776	3 261 092
Kredyty i pożyczki preferencyjne	332 879	329 369
Kredyty i pożyczki udzielane na warunkach rynkowych	743 350	790 118
Kredyty w rachunku bieżącym	45 947	59 453
Wyemitowane obligacje i papiery dłużne	607 829	596 781
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	784 239	966 193
Pozostałe zobowiązania finansowe	92 448	108 895
Zobowiązania z tytułu nabycia środków trwałych oraz wartości niematerialnych	130 176	271 609
Zobowiązania z tytułu wynagrodzeń	87 249	117 843
Zobowiązania z tytułu umów ubezpieczenia	13 659	20 831
3 Zobowiązania z tytułu gwarancji, faktoringu i wyłączone z zakresu MSR 39	113 462	123 668
Zobowiązania z tytułu leasingu i umów dzierżawy z opcją zakupu	113 462	123 668
4 Instrumenty pochodne zabezpieczające (zobowiązania)	15 617	11 038

21. Cele i zasady zarządzania ryzykiem finansowym

Cele i zasady zarządzania ryzykiem finansowym nie uległy zmianie w stosunku do stanu na dzień 31 grudnia 2009 roku.

22. Zarządzanie kapitałem

W okresie objętym niniejszym śródrocznym skróconym skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym nie wystąpiły istotne zmiany celów, zasad i procedur zarządzania kapitałem. Grupa monitoruje stan kapitałów, stosując wskaźnik dźwigni zaprezentowany w poniższej tabeli.

	Stan na 31 marca 2010 (niebadane)	Stan na 31 grudnia 2009 (dane porównawcze)
Oprocentowane kredyty, pożyczki i dłużne papiery wartościowe	1 730 005	1 775 721
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług, pozostałe zobowiązania oraz zobowiązania z tytułu leasingu finansowego i umów dzierżawy z opcją zakupu	1 236 850	1 620 077
Minus środki pieniężne i ich ekwiwalenty	758 148	1 032 103
Zadłużenie netto	2 208 707	2 363 695
Kapitał własny przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej	12 144 911	11 858 566
Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów zabezpieczających	(6 238)	(766)
Kapitał razem	12 151 149	11 859 332
Kapitał i zadłużenie netto	14 359 856	14 223 027
Wskaźnik dźwigni	15%	17%

23. Zobowiązania warunkowe i aktywa warunkowe

Dnia 11 marca 2010 roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wszczął postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej spółce ENION S.A. w związku z możliwością naruszenia warunków i kryteriów niezależności operatora systemu dystrybucyjnego, o którym mowa w art. 9d ust. 1–2 ustawy Prawo Energetyczne.

Ponadto dnia 30 marca 2010 roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wszczął postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej spółce ENION S.A. w związku z:

- możliwością zaistnienia nieprawidłowości polegających na nieutrzymywaniu w należytym stanie technicznym obiektów, instalacji i urządzeń oraz na nieprzestrzeganiu obowiązków wynikających z koncesji na dystrybucję energii elektrycznej;
- ujawnieniem w prowadzonej działalności koncesjonowanej naruszenia prawa polegającego na stosowaniu taryfy niezgodnie z określonymi w niej warunkami, tj. odmowie uznania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej jako podstawy udzielenia bonifikat w odniesieniu do odbiorców posiadających umowy kompleksowe z ENION Energia Sp. z o.o.

Na dzień podpisania niniejszego sprawozdania finansowego postępowania w powyższych sprawach są w toku.

Status pozostałych zobowiązań warunkowych, w szczególności dotyczących sporu spółki Południowy Koncern Energetyczny S.A. z Urzędem Regulacji Energetyki w zakresie rekompensat z tytułu kosztów osieroconych, nie uległ istotnej zmianie w porównaniu do informacji zamieszczonych w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy za rok zakończony 31 grudnia 2009 roku. W pierwszym kwartale 2010 roku Grupa rozpoznała przychody z tytułu rekompensaty na pokrycie kosztów osieroconych w wysokości 73 615 tysięcy złotych. W pierwszym kwartale 2009 roku kwota rozpoznanych przychodów z tego tytułu wyniosła 29 654 tysiące złotych.

24. Zobowiązania inwestycyjne

Na dzień 31 marca 2010 roku Grupa zobowiązała się ponieść nakłady na rzeczowe aktywa trwałe w kwocie 905 624 tysięcy złotych, z tego największą pozycję, podobnie jak na dzień 31 grudnia 2009 roku, stanowiły zobowiązania inwestycyjne związane z odbudową mocy wytwórczych w Elektrociepłowni Bielsko-Biała.

Zobowiązania inwestycyjne w Grupie Kapitałowej TAURON Polska Energia S.A. na dzień 31 grudnia 2009 roku wynosiły 892 289 tysięcy złotych, z tego największą pozycję stanowiły zobowiązania inwestycyjne związane z odbudową mocy wytwórczych we wchodzącej w skład Południowego Koncernu Energetycznego S.A. Elektrociepłowni Bielsko-Biała, na kwotę 409 700 tysięcy złotych.

25. Transakcje z udziałem spółek Skarbu Państwa

Jednostką nadrzędną Grupy jest Skarb Państwa Rzeczypospolitej Polskiej, w związku z tym spółki Skarbu Państwa są traktowane jako podmioty powiązane. Transakcje z jednostkami powiązаныmi są dokonywane w oparciu o ceny rynkowe dostarczanych towarów, produktów lub usług, skalkulowane na bazie kosztu ich wytworzenia.

Łączna wartość transakcji z powyższymi jednostkami oraz stan należności i zobowiązań zostały przedstawione w tabelach poniżej.

Sprzedaż i zakupy

	Okres 3 miesięcy zakończony dnia 31 marca 2010 roku (niebadane)	Okres 3 miesięcy zakończony dnia 31 marca 2009 roku (niebadane)
Sprzedaż na rzecz spółek Skarbu Państwa	298 706	348 593
Zakupy od spółek Skarbu Państwa	(526 407)	(805 915)

Należności i zobowiązania

	Stan na 31 marca 2010 roku (niebadane)	Stan na 31 grudnia 2009 roku
Należności od spółek Skarbu Państwa	174 631	114 883
Zobowiązania wobec spółek Skarbu Państwa	192 579	297 668

Spośród spółek Skarbu Państwa największymi kontrahentami Grupy Kapitałowej TAURON Polska Energia S.A. w okresie trzech miesięcy zakończonym 31 marca 2010 roku były PSE Operator S.A., KGHM Polska Miedź S.A. oraz Kompania Węglowa S.A. Łącznie sprzedaż do powyższych kontrahentów wyniosła 86% wielkości przychodów zrealizowanych w transakcjach ze spółkami Skarbu Państwa. Największe transakcje zakupu Grupa dokonała od PSE Operator S.A. oraz Kompanii Węglowej S.A. Zakupy od powyższych kontrahentów stanowiły blisko 80% wartości zakupów od spółek Skarbu Państwa w okresie trzech miesięcy zakończonym 31 marca 2010 roku. Transakcje ze spółkami Skarbu Państwa dotyczą głównie działalności operacyjnej Grupy i dokonywane są na warunkach rynkowych.

W okresie trzech miesięcy zakończonym 31 marca 2009 roku miała miejsce transakcja sprzedaży przez PKE S.A. na rzecz PSE-Operator S.A. energii elektrycznej wyprodukowanej w związku z próbnym ruchem nowego bloku energetycznego w Elektrowni Łągisza. W okresie tym uzyskany z tego tytułu przychód w wysokości 7 664 tysięcy złotych pomniejszył wartość środków trwałych w budowie.

26. Omówienie pozostałych istotnych zmian, jakie miały miejsce w okresie sprawozdawczym

26.1. Pozostałe koszty operacyjne

W pozostałych kosztach operacyjnych, w okresie trzech miesięcy zakończonym 31 marca 2010 roku, Grupa ujęła w szczególności koszty usuwania szkód wywołanych niekorzystnymi warunkami atmosferycznymi, które wystąpiły na początku 2010 roku w wysokości 31 827 tysięcy złotych.

26.2. Pozostałe krótko- i długoterminowe aktywa niefinansowe

Wzrost długoterminowych aktywów niefinansowych spowodowany jest w głównej mierze wzrostem przekazanych zaliczek na środki trwałe, związanych z kontraktem na budowę nowego bloku w EC Bielsko-Biała w kwocie 16 791 tysięcy złotych realizowanym przez Południowy Koncern Energetyczny S.A.

Wzrost krótkoterminowych aktywów niefinansowych wynika ze wzrostu rozliczeń międzyokresowych z tytułu przekazania odpisów na Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych w kwocie 27 513 tysięcy złotych oraz z tytułu podatku od nieruchomości w kwocie 60 020 tysięcy złotych.

26.3. Pozostałe krótkoterminowe aktywa finansowe

Pozostałe krótkoterminowe aktywa finansowe w wysokości 100 201 tysięcy złotych na dzień 31 marca 2010 roku obejmują w szczególności następujące pozycje:

- środki pieniężne ulokowane na okres powyżej 3 miesięcy, które są przeznaczone na sfinansowanie planowanych wydatków inwestycyjnych spółki Południowy Koncern Węglowy S.A., w kwocie 44 081 tysięcy złotych;
- środki pieniężne na zastrzeżonym rachunku bankowym w wysokości 24 839 tysięcy złotych, przeznaczone na wykup wyemitowanych obligacji oraz spłatę odsetek w pierwszym półroczu 2010 roku przez Południowy Koncern Energetyczny S.A.;
- zablokowane środki pieniężne na rachunku posiadanym przez TAURON Ekoenergia Sp. z o.o w kwocie 7 516 tysięcy złotych, przeznaczone na nabycie spółki mającej wybudować i eksploatować farmę wiatrową.

26.4. Pozostałe zobowiązania krótkoterminowe

Wzrost pozostałych zobowiązań krótkoterminowych w kwocie 222 726 tysięcy złotych spowodowany był w głównej mierze wzrostem zobowiązań z tytułu podatków, cel, ubezpieczeń i innych świadczeń w kwocie 169 747 tysięcy złotych. Wzrost ww. zobowiązań podatkowych wynikał przede wszystkim ze zmiany stanu rozrachunków z tytułu VAT oraz wzrostu zobowiązań z tytułu podatku od nieruchomości.

27. Zdarzenia następujące po dniu bilansowym

Planowane połączenie z ENION Zarządzanie Aktywami Sp. z o.o. i Energomix Servis Sp. z o.o.

W 2009 roku Grupa TAURON rozpoczęła proces łączenia jednostki dominującej z ENION Zarządzanie Aktywami Sp. z o.o. i z Energomix Servis Sp. z o.o., poprzez przeniesienie całego majątku tych spółek na jednostkę dominującą. W ramach procesu łączenia, jednostka dominująca, ENION Zarządzanie Aktywami Sp. z o.o. i Energomix Servis Sp. z o.o. uzgodniły plan połączenia. Biegły wyznaczony przez właściwy sąd wydał pozytywną opinię dotyczącą tego planu. Zgodnie z planem, połączenie ma mieć miejsce pod koniec pierwszego półrocza 2010 roku.

Planowane upublicznienie TAURON Polska Energia S.A.

W dniu 25 czerwca 2008 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie TAURON Polska Energia S.A. przyjęło uchwałę, w której wyraziło zgodę na rozpoczęcie procesu wprowadzania akcji Spółki, dotychczasowych oraz nowej emisji, do publicznego obrotu. Podjęcie powyższej uchwały było realizacją założeń Rządowego Programu Prywatyzacji na lata 2008–2011.

W związku z podjętą uchwałą, w spółkach Grupy Kapitałowej trwają prace związane z przygotowaniem do wejścia na Giełdę Papierów Wartościowych.

Zarząd Spółki

Katowice, dnia 7 maja 2010 roku

Dariusz Lubera – Prezes Zarządu

Dariusz Stolarczyk – Wiceprezes Zarządu

Stanisław Tokarski – Wiceprezes Zarządu

Krzysztof Zamasz – Wiceprezes Zarządu

Krzysztof Zawadzki – Wiceprezes Zarządu

30.3 **Opinia z badania Zbadanego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego za lata obrotowe zakończone w dniach 31 grudnia 2007 r., 2008 r. i 2009 r.**



 **ERNST & YOUNG**

Ernst & Young Audit sp. z o.o.
Ronda ONZ 1
00 124 Warszawa
Tel. +48 22 557 70 00
Faks +48 22 557 70 01
warszawa@ey.com
www.ey.com/pl

OPINIA NIEZALEŻNEGO BIEGŁEGO REWIDENTA

Dla Rady Nadzorczej TAURON Polska Energia S.A.

Na potrzeby niniejszego dokumentu rejestracyjnego oraz zgodnie z wymogami Rozporządzenia Komisji (WE) nr 809/2004 z dnia 29 kwietnia 2004 roku, wykonującego dyrektywę 2003/71/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie informacji zawartych w prospektach emisyjnych oraz formy, włączenia przez odniesienie i publikacji takich prospektów emisyjnych oraz rozpowszechniania reklam, przeprowadziliśmy badanie prezentowanego w nim skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej TAURON Polska Energia S.A. („Grupa”), w której jednostką dominującą jest TAURON Polska Energia S.A. („Spółka”), składającego się ze skonsolidowanych sprawozdań z sytuacji finansowej sporządzonych na dzień 31 grudnia 2007 roku, 31 grudnia 2008 roku oraz 31 grudnia 2009 roku, skonsolidowanych sprawozdań z całkowitych dochodów, skonsolidowanych sprawozdań ze zmian w kapitałach własnych oraz skonsolidowanych rachunków przepływów pieniężnych sporządzonych za lata zakończone 31 grudnia 2007 roku, 31 grudnia 2008 roku oraz 31 grudnia 2009 roku, jak również zasad (polityki) rachunkowości oraz dodatkowych not objaśniających („załączone skonsolidowane sprawozdanie finansowe”).

Odpowiedzialność Zarządu za załączone skonsolidowane sprawozdanie finansowe

Za sporządzenie i rzetelną prezentację załączonego skonsolidowanego sprawozdania finansowego zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej, które zostały zatwierdzone przez Unię Europejską, odpowiada Zarząd Spółki. Odpowiedzialność ta obejmuje: zaprojektowanie, wdrożenie i zapewnienie działania kontroli wewnętrznych, odpowiednich dla zapewnienia sporządzenia i rzetelnej prezentacji sprawozdań finansowych, które są wolne od istotnych nieprawidłowości, wywołanych oszustwami lub błędem, wybór i wdrożenie odpowiednich zasad (polityki) rachunkowości oraz dokonywanie szacunków księgowych, uzasadnionych w danych okolicznościach.

Odpowiedzialność biegłego rewidenta

Naszym zadaniem było wyrażenie opinii o załączonym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym na podstawie przeprowadzonego przez nas badania. Badanie przeprowadziliśmy zgodnie z:

- Międzynarodowymi Standardami Rewizji Finansowej,
- rozdziałem 7 ustawy z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości (tekst jednolity Dz.U. z 2009 roku nr 152, poz. 1223, z późn. zm.),
- stosowaną w Polsce praktyką badania sprawozdań finansowych (opartą na dotychczas obowiązujących normach wykonywania zawodu biegłego rewidenta wydanych przez Krajową Radę Biegłych Rewidentów z uwzględnieniem przepisów ustawy z dnia 7 maja 2009 roku o biegłych rewidentach i ich samorządzie, podmiotach uprawnionych do badania sprawozdań finansowych oraz o nadzorze publicznym – Dz.U. z 2009 roku, nr 77, poz. 649).

Regulacje te nakładają na nas obowiązek postępowania zgodnie z wymogami etyki oraz zaplanowania i przeprowadzenia badania w taki sposób, aby uzyskać wystarczającą pewność, że załączone skonsolidowane sprawozdanie finansowe nie zawiera istotnych nieprawidłowości.

Badanie obejmuje przeprowadzenie procedur mających na celu uzyskanie dowodów badania dotyczących kwot i ujawnień zawartych w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym. Wybór procedur badania zależy od osądu biegłego rewidenta, w tym od oceny ryzyka wystąpienia istotnych nieprawidłowości skonsolidowanego sprawozdania finansowego, spowodowanych oszustwami lub błędami. W dokonywaniu tego osądu, biegły rewident bierze pod uwagę kontrole wewnętrzne odpowiednie dla sporządzenia i rzetelnej prezentacji skonsolidowanych sprawozdań finansowych.

**ERNST & YOUNG**

w celu zaprojektowania procedur badania, które są odpowiednie do sytuacji, nie zaś w celu wyrażenia opinii o efektywności kontroli wewnętrznych jednostek wchodzących w skład Grupy. Badanie obejmuje również ocenę stosowanych zasad (polityki) rachunkowości, oraz ocenę zasadności szacunków księgowych dokonanych przez Zarząd Spółki, jak również ocenę ogólnej prezentacji załączonego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Uważamy, że uzyskane przez nas dowody badania są wystarczające i odpowiednie, aby stanowić podstawę do wyrażenia niniejszej opinii.

Opinia

Naszym zdaniem załączone skonsolidowane sprawozdanie finansowe przedstawia rzetelnie, we wszystkich istotnych aspektach sytuację finansową Grupy na dzień 31 grudnia 2007 roku, 31 grudnia 2008 roku i 31 grudnia 2009 roku, a także jej wyniki finansowe i przepływy pieniężne za lata zakończone w tych dniach, zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej, które zostały zatwierdzone przez Unię Europejską.

Objaśnienie uzupełniające opinię

Nie zgłaszając zastrzeżeń zwracamy uwagę na fakt, że jak zostało szerzej opisane w nocie 34 dodatkowych not objaśniających załączonego skonsolidowanego sprawozdania finansowego, jednostka zależna Spółki, Południowy Koncern Energetyczny S.A. („PKE”), posiada prawo do rekompensat z tytułu kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej wynikających z ustawy z dnia 29 czerwca 2007 roku (Dz. U. z 2007 roku, nr 130, poz. 905, „Ustawa o KDT”). W oparciu o politykę rachunkowości dotyczącą rekompensat bazującą na regulacjach Ustawy o KDT oraz własne szacunki i założenia, Grupa rozpoznała przychody z tego tytułu w kwocie 192 milionów złotych w roku obrotowym zakończonym dnia 31 grudnia 2008 roku oraz 484 milionów złotych w roku obrotowym zakończonym dnia 31 grudnia 2009 roku. Jak opisano w wyżej powołanej nodzie, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał w dniu 31 lipca 2009 roku decyzję nakazującą zwrot części otrzymanej zaliczki za rok 2008 w kwocie 160 milionów złotych („Decyzja”). Zarząd PKE nie zgodził się z Decyzją i złożył od niej odwołanie do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w Warszawie. Zarząd Spółki, w wyniku przeprowadzonej analizy prawnej opartej między innymi o opinie niezależnych, renomowanych kancelarii prawnych, stoi na stanowisku, iż odwołanie wniesione przez PKE będzie skutkowało uchYLENIEM lub zmianą Decyzji. Zarząd Spółki jest przekonany, iż rozwiązanie powyższej kwestii nie wpłynie istotnie negatywnie na całkowite dochody Grupy. Na dzień niniejszej opinii postępowanie sądowe jest w toku, a jego ostateczny rezultat może mieć istotny wpływ na całkowite dochody oraz sytuację finansową Grupy.

w imieniu:
Ernst & Young Audit sp. z o.o.
Rondo ONZ 1
00-124 Warszawa
nr ewid. 130

Kluczowy biegły rewident



Artur Żwak
Biegły rewident nr 9894
Warszawa, dnia 16 marca 2010 roku

30.4 Zbadane Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za lata obrotowe zakończone w dniach 31 grudnia 2007 r., 2008 r. i 2009 r.

Grupa Kapitałowa TAURON Polska Energia S.A.

**Skonsolidowane sprawozdanie finansowe
zgodne z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej
za lata zakończone
dnia 31 grudnia 2009 roku, dnia 31 grudnia 2008 roku oraz dnia 31 grudnia 2007 roku
wraz z opinią niezależnego biegłego rewidenta**

SPIS TREŚCI

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z CAŁKOWITYCH DOCHODÓW	F-46
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ	F-47
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITAŁACH WŁASNYCH	F-49
SKONSOLIDOWANY RACHUNEK PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH	F-52
ZASADY (POLITYKI) RACHUNKOWOŚCI ORAZ DODATKOWE NOTY OBJAŚNIAJĄCE	F-54
1. Informacje ogólne	F-54
2. Skład Grupy	F-55
3. Skład Zarządu Spółki dominującej	F-57
4. Zatwierdzenie sprawozdania finansowego	F-58
5. Kontynuacja działalności	F-58
6. Podstawa sporządzenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego	F-58
6.1. Oświadczenie o zgodności	F-58
6.2. Waluta pomiaru i waluta sprawozdań finansowych	F-58
7. Istotne wartości oparte na profesjonalnym osądzie i szacunkach	F-58
8. Zmiana szacunków	F-60
9. Zastosowanie MSSF po raz pierwszy	F-60
10. Nowe standardy i interpretacje, które zostały opublikowane, a nie weszły jeszcze w życie	F-63
11. Istotne zasady rachunkowości	F-64
11.1. Zasady konsolidacji	F-64
11.2. Przeliczanie pozycji wyrażonych w walutach obcych	F-65
11.3. Rzeczowe aktywa trwałe	F-65
11.4. Wartości niematerialne	F-66
11.5. Wartość firmy	F-68
11.6. Utrata wartości niefinansowych aktywów trwałych	F-68
11.7. Koszty finansowania zewnętrznego	F-69
11.8. Aktywa finansowe	F-69
11.9. Utrata wartości aktywów finansowych	F-70
11.10. Wbudowane instrumenty pochodne	F-71
11.11. Pochodne instrumenty finansowe i zabezpieczenia	F-71
11.12. Zabezpieczenia wartości godziwej	F-72
11.13. Zabezpieczenie przepływów pieniężnych	F-72
11.14. Pozostałe aktywa niefinansowe	F-72
11.15. Zapasy	F-73
11.16. Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	F-73
11.17. Środki pieniężne i ekwiwalenty środków pieniężnych	F-74
11.18. Kapitał podstawowy	F-74
11.19. Rezerwy	F-74
11.20. Płatności w formie akcji własnych	F-75
11.21. Podział zysku na cele pracownicze oraz fundusze specjalne	F-75
11.22. Kredyty i pożyczki	F-76
11.23. Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania finansowe	F-76
11.24. Pozostałe zobowiązania niefinansowe	F-76
11.25. Rozliczenia międzyokresowe przychodów	F-76
11.26. Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych	F-76
11.27. Prawa do emisji gazów	F-77
11.28. Leasing	F-77

11.29.	Podatki	F-77
11.30.	Przychody	F-78
11.31.	Koszty	F-79
11.32.	Pozostałe przychody i koszty operacyjne	F-79
11.33.	Przychody i koszty finansowe	F-79
11.34.	Wynik netto na akcję	F-80
11.35.	Rachunek przepływów pieniężnych	F-80
12.	Informacje dotyczące segmentów działalności	F-80
12.1.	Segmenty operacyjne	F-81
12.2.	Geograficzne obszary działalności	F-85
13.	Przychody i koszty	F-85
13.1.	Pozostałe przychody operacyjne	F-85
13.2.	Pozostałe koszty operacyjne	F-85
13.3.	Przychody finansowe	F-86
13.4.	Koszty finansowe	F-86
13.5.	Koszty według rodzaju	F-87
13.6.	Koszty amortyzacji, odpisy aktualizujące oraz koszty leasingu operacyjnego ujęte w sprawozdaniu z całkowitych dochodów	F-87
13.7.	Koszty świadczeń pracowniczych	F-88
14.	Podatek dochodowy	F-88
14.1.	Obciążenia podatkowe	F-88
14.2.	Uzgodnienie efektywnej stawki podatkowej	F-89
14.3.	Odroczony podatek dochodowy	F-90
15.	Majątek socjalny, zobowiązania ZFŚS oraz fundusze specjalne	F-92
16.	Rzeczowe aktywa trwałe	F-93
17.	Aktywa trwałe zaklasyfikowane jako przeznaczone do sprzedaży	F-97
18.	Leasing	F-97
18.1.	Zobowiązania z tytułu leasingu operacyjnego – Grupa jako leasingobiorca	F-97
18.2.	Zobowiązania z tytułu umów leasingu finansowego i umów dzierżawy z opcją zakupu	F-97
19.	Wartości niematerialne	F-98
20.	Zapasy	F-101
21.	Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	F-101
22.	Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	F-102
23.	Pozostałe aktywa	F-102
23.1.	Pozostałe aktywa finansowe	F-102
23.2.	Pozostałe długoterminowe aktywa niefinansowe	F-102
23.3.	Pozostałe krótkoterminowe aktywa niefinansowe	F-103
24.	Pozostałe zobowiązania niefinansowe	F-103
24.1.	Pozostałe zobowiązania długoterminowe	F-103
24.2.	Pozostałe zobowiązania krótkoterminowe	F-103
25.	Rozliczenia międzyokresowe	F-104
25.1.	Rozliczenia międzyokresowe przychodów i dotacje rządowe	F-104
25.2.	Bierne rozliczenia międzyokresowe kosztów	F-104
26.	Prawa do emisji dwutlenku węgla	F-104
27.	Świadczenia na rzecz pracowników	F-106
27.1.	Świadczenia pracownicze, w tym świadczenia po okresie zatrudnienia	F-106
28.	Zysk przypadający na jedną akcję	F-108
29.	Dywidendy wypłacone i zaproponowane do zapłaty	F-109

30.	Połączenia jednostek gospodarczych	F-109
31.	Kapitał podstawowy i pozostałe kapitały	F-112
31.1.	Kapitał podstawowy	F-112
31.2.	Wartość nominalna akcji	F-112
31.3.	Prawa akcjonariuszy	F-112
31.4.	Akcjonariusze o znaczącym udziale	F-114
31.5.	Kapitał zapasowy	F-114
31.6.	Niepodzielony wynik finansowy oraz ograniczenia w wypłacie dywidendy	F-114
31.7.	Udziały mniejszości	F-115
32.	Rezerwy	F-116
32.1.	Zmiany stanu rezerw	F-116
32.2.	Opis istotnych tytułów rezerw	F-119
32.2.1.	Rezerwa na roszczenia od kontrahentów, na spory sądowe, na umowę rodzącą obciążenia	F-119
32.2.2.	Rezerwa na rekultywację i koszty likwidacji środków trwałych	F-119
32.2.3.	Rezerwa z tytułu obowiązku przedstawienia świadectw pochodzenia energii	F-119
32.2.4.	Pozostałe rezerwy	F-119
33.	Zobowiązania inwestycyjne	F-119
34.	Zobowiązania warunkowe	F-119
35.	Rozliczenia podatkowe	F-121
36.	Informacja o podmiotach powiązanych	F-122
36.1.	Transakcje z udziałem spółek Skarbu Państwa	F-122
36.2.	Wynagrodzenie kadry kierowniczej	F-122
37.	Instrumenty finansowe	F-123
37.1.	Wartość bilansowa i wartość godziwa kategorii i klas instrumentów finansowych	F-123
37.2.	Pozycje przychodów, kosztów, zysków i strat ujęte w sprawozdaniu z całkowitych dochodów w podziale na kategorie instrumentów finansowych	F-125
37.3.	Opis istotnych pozycji w ramach poszczególnych kategorii instrumentów finansowych	F-127
37.3.1.	Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	F-127
37.3.2.	Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	F-127
37.3.3.	Aktywa finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	F-127
37.3.4.	Instrumenty pochodne (aktywa)	F-127
37.3.5.	Zobowiązania finansowe wyceniane według zamortyzowanego kosztu	F-128
37.3.6.	Instrumenty zabezpieczające (zobowiązania)	F-131
37.3.7.	Zabezpieczenie spłaty zobowiązań	F-131
38.	Cele i zasady zarządzania ryzykiem finansowym	F-132
38.1.	Ryzyko stopy procentowej	F-133
38.2.	Ryzyko walutowe	F-134
38.3.	Ryzyko cen surowców i towarów	F-136
38.4.	Ryzyko kredytowe	F-137
38.4.1.	Nabyte obligacje, bony skarbowe oraz inne dłużne papiery wartościowe	F-137
38.4.2.	Należności z tytułu dostaw i usług	F-137
38.4.3.	Lokaty, depozyty, środki pieniężne i ich ekwiwalenty	F-138
38.4.4.	Instrumenty pochodne	F-138
38.4.5.	Odpisy aktualizujące i wiekowanie należności	F-138
38.5.	Ryzyko związane z płynnością	F-140
38.6.	Zabezpieczenia	F-141
38.7.	Ryzyko rynkowe – analiza wrażliwości	F-141
38.7.1.	Analiza wrażliwości na ryzyko walutowe	F-143
38.7.2.	Analiza wrażliwości na ryzyko stopy procentowej	F-145

39.	Zarządzanie kapitałem	F-148
40.	Struktura zatrudnienia	F-148
41.	Wynagrodzenie biegłego rewidenta lub podmiotu uprawnionego	F-148
42.	Zdarzenia następujące po dniu bilansowym	F-148

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z CAŁKOWITYCH DOCHODÓW

	Nota	Rok zakończony 31 grudnia 2009	Rok zakończony 31 grudnia 2008	Rok zakończony 31 grudnia 2007
Działalność kontynuowana				
Przychody ze sprzedaży towarów, produktów i materiałów bez wyłączenia akcyzy		9 855 179	8 541 605	8 577 567
Podatek akcyzowy	35	(412 755)	(384 961)	(440 193)
Przychody ze sprzedaży towarów, produktów i materiałów		9 442 424	8 156 644	8 137 374
Przychody ze sprzedaży usług		4 166 489	4 268 797	4 107 509
Pozostałe przychody		24 660	23 225	19 114
Przychody ze sprzedaży		13 633 573	12 448 666	12 263 997
Koszt własny sprzedaży	13.5	(11 521 540)	(11 266 254)	(11 480 508)
Zysk brutto ze sprzedaży		2 112 033	1 182 412	783 489
Pozostałe przychody operacyjne	13.1	112 106	68 872	114 298
Koszty sprzedaży	13.5	(188 182)	(211 807)	(118 536)
Koszty ogólnego zarządu	13.5	(621 537)	(591 079)	(493 344)
Pozostałe koszty operacyjne	13.2	(154 686)	(101 350)	(99 008)
Zysk operacyjny		1 259 734	347 048	186 899
Przychody finansowe	13.3	113 456	113 443	148 860
Koszty finansowe	13.4	(208 170)	(210 232)	(186 143)
Zysk brutto		1 165 020	250 259	149 616
Podatek dochodowy	14.1	(266 306)	(67 978)	163
Zysk netto z działalności kontynuowanej		898 714	182 281	149 779
Zysk netto za rok obrotowy		898 714	182 281	149 779
Pozostałe całkowite dochody:				
Zmiana wartości instrumentów zabezpieczających		24 576	(26 439)	751
Podatek dochodowy odnoszący się do elementów pozostałych całkowitych dochodów		(4 670)	5 024	(143)
Pozostałe całkowite dochody za rok obrotowy, po uwzględnieniu podatku		19 906	(21 415)	608
Całkowite dochody za rok obrotowy, po uwzględnieniu podatku		918 620	160 866	150 387
Zysk netto za rok obrotowy				
Przynależny akcjonariuszom jednostki dominującej		732 394	130 848	153 509
Przynależny akcjonariuszom mniejszościowym	31.7	166 320	51 433	(3 730)
Całkowite dochody za rok obrotowy		749 393	112 566	154 026
Przynależne akcjonariuszom jednostki dominującej		169 227	48 300	(3 639)
Przynależne akcjonariuszom mniejszościowym				
Zysk na jedną akcję (w złotych)				
Podstawowy z zysku za rok obrotowy przypadającego akcjonariuszom jednostki dominującej	28	0,05	0,01	0,01
Podstawowy z zysku z działalności kontynuowanej przypadającego akcjonariuszom jednostki dominującej	28	0,05	0,01	0,01
Rozwodniony z zysku za rok obrotowy przypadającego akcjonariuszom jednostki dominującej	28	0,05	0,01	0,01
Rozwodniony z zysku z działalności kontynuowanej przypadającego akcjonariuszom jednostki dominującej	28	0,05	0,01	0,01

Katowice, dnia 16 marca 2010 roku

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ

	Nota	Stan na 31 grudnia 2009	Stan na 31 grudnia 2008	Stan na 31 grudnia 2007	Stan na 1 stycznia 2007
AKTYWA					
Aktywa trwałe					
Rzeczowe aktywa trwałe	16	17 260 573	17 098 842	16 469 748	15 521 618
Wartości niematerialne	19	824 751	533 305	285 180	175 038
Pozostałe długoterminowe aktywa finansowe	23.1	179 746	176 904	537 062	189 841
Pozostałe długoterminowe aktywa niefinansowe	23.2	58 547	61 522	84 600	168 510
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	14.3	156 897	113 583	10 395	7 474
		18 480 514	17 984 156	17 386 985	16 062 481
Aktywa obrotowe					
Zapasy	20	536 201	395 163	267 332	316 980
Należności z tytułu podatku dochodowego		52 926	40 351	48 218	5 712
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	37, 21	1 874 996	1 275 331	1 229 989	1 193 169
Pozostałe krótkoterminowe aktywa niefinansowe	23.3	158 725	113 350	157 685	224 043
Pozostałe krótkoterminowe aktywa finansowe	23.1	18 753	63 401	181 597	257 257
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	22	1 032 103	949 710	974 221	1 067 600
		3 673 704	2 837 306	2 859 042	3 064 761
Aktywa trwałe zaklasyfikowane jako przeznaczone do sprzedaży	17	5 951	1 671	1 671	6 331
SUMA AKTYWÓW		22 160 169	20 823 133	20 247 698	19 133 573

Katowice, dnia 16 marca 2010 roku

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ – ciąg dalszy

Nota	Stan na 31 grudnia 2009	Stan na 31 grudnia 2008	Stan na 31 grudnia 2007	Stan na 1 stycznia 2007	
PASYWA					
Kapitał własny przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej					
Kapitał podstawowy	31.1	13 986 284	13 698 646	13 698 646	500
Kapitał spółek zależnych na podniesienie kapitału TAURON		–	287 883	287 883	13 779 881
Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej		–	–	–	–
Akcje własne	31.1	–	(245)	(245)	(245)
Kapitał zapasowy	31.5	64 050	59 601	–	–
Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów zabezpieczających		(766)	(17 765)	517	–
Kapitał z tytułu świadczeń w formie akcji	31.3	–	21 411	851 866	845 595
Zyski zatrzymane/Niepokryte straty	31.6	(2 233 034)	(2 923 621)	(3 811 885)	(3 979 201)
		11 816 534	11 125 910	11 026 782	10 646 530
Kapitały akcjonariuszy mniejszościowych		2 367 683	2 219 533	2 179 270	2 202 691
Kapitał własny ogółem		14 184 217	13 345 443	13 206 052	12 849 221
Zobowiązania długoterminowe					
Kredyty, pożyczki i dłużne papiery wartościowe	37.3	1 179 406	1 426 185	1 535 120	1 201 858
Zobowiązania z tytułu leasingu oraz umów dzierżawy z opcją zakupu	18.2	88 291	120 630	148 516	73 100
Rezerwy długoterminowe i świadczenia pracownicze	32, 27	978 807	944 358	862 133	843 824
Długoterminowe rozliczenia międzyokresowe i dotacje rządowe	25	682 790	584 129	433 426	342 857
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług i pozostałe finansowe zobowiązania długoterminowe	37.1	5 683	34 891	19 326	35 441
Pozostałe zobowiązania długoterminowe	24.1	–	–	–	–
Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	14.3	1 143 771	988 143	1 044 156	1 177 258
		4 078 748	4 098 336	4 042 677	3 674 338
Zobowiązania krótkoterminowe					
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług i pozostałe zobowiązania	37.1	1 490 726	1 240 063	1 373 409	1 460 581
Bieżąca część kredytów, pożyczek i dłużnych papierów wartościowych	37.1, 37.3	596 315	649 744	460 947	312 248
Bieżąca część zobowiązań z tytułu leasingu oraz umów dzierżawy z opcją zakupu	18.2	35 377	34 306	33 324	22 089
Pozostałe zobowiązania krótkoterminowe	24.2	556 669	460 019	452 430	414 561
Rozliczenia międzyokresowe i dotacje rządowe	25	213 093	197 878	170 608	107 833
Zobowiązania z tytułu podatku dochodowego		67 034	6 716	31 091	88 400
Rezerwy krótkoterminowe i świadczenia pracownicze	32, 27	937 990	790 628	477 160	204 302
Zobowiązanie bezpośrednio związane z aktywami trwałymi zaklasyfikowanymi jako przeznaczone do sprzedaży		–	–	–	–
		3 897 204	3 379 354	2 998 969	2 610 014
Zobowiązania razem		7 975 952	7 477 690	7 041 646	6 284 352
SUMA PASYWÓW		22 160 169	20 823 133	20 247 698	19 133 573

Katowice, dnia 16 marca 2010 roku

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITAŁACH WŁASNYCH

Rok zakończony dnia 31 grudnia 2009 roku

Nota	Kapitał własny przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej									
	Kapitał podstawowy	Kapitał spółek zależnych na podniesienie kapitału	Akcje własne	Kapitał zapasowy	Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów zabezpieczających	Kapitał z tytułu świadczeń w formie akcji	Zyski zatrzymane/ Niepokryte straty	Razem	Kapitały akcjonariuszy mniejszościowych	Razem kapitał własny
Na dzień 1 stycznia 2009 roku	13 698 646	287 883	(245)	59 601	(17 765)	21 411	(2 923 621)	11 125 910	2 219 533	13 345 443
Wynik okresu	-	-	-	-	-	-	732 394	732 394	166 320	898 714
Inne całkowite dochody	-	-	-	-	16 999	-	-	16 999	2 907	19 906
Razem całkowite dochody za rok obrotowy	-	-	-	-	16 999	-	732 394	749 393	169 227	918 620
Podział zysków z lat ubiegłych	-	-	-	4 449	-	-	(4 449)	-	-	-
Emisja akcji	287 883	(287 883)	-	-	-	-	-	-	-	-
Wypłata z zysku dla Skarbu Państwa	-	-	-	-	-	-	(8 376)	(8 376)	-	(8 376)
Wypłata dywidendy	-	-	-	-	-	-	(51 167)	(51 167)	(21 214)	(72 381)
Świadczenia pracownicze w formie akcji – naliczone	-	-	-	-	-	774	-	774	137	911
Świadczenia pracownicze w formie akcji – rozliczone	-	-	-	-	-	(22 185)	22 185	-	-	-
Umorzenie akcji własnych	(245)	-	245	-	-	-	-	-	-	-
Nabycie spółek zależnych	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nabycie/Sprzedaz udziałów mniejszościowych	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Na dzień 31 grudnia 2009 roku	13 986 284	-	-	64 050	(766)	-	(2 233 034)	11 816 534	2 367 683	14 184 217

Katowice, dnia 16 marca 2010 roku

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITAŁACH WŁASNYCH

Rok zakończony dnia 31 grudnia 2008 roku

Nota	Kapitał własny przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej									
	Kapitał podstawowy	Kapitał spółek zależnych na podniesienie kapitału	Akcje własne	Kapitał zapasowy	Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów zabezpieczających	Kapitał z tytułu świadczeń w formie akcji	Zyski zatrzymane/ Niepokryte straty	Razem	Kapitały akcjonariuszy mniejszościowych	Razem kapitał własny
Na dzień 1 stycznia 2008 roku	13 698 646	287 883	(245)	-	517	851 866	(3 811 885)	11 026 782	2 179 270	13 206 052
Wynik okresu	-	-	-	-	-	-	130 848	130 848	51 433	182 281
Inne całkowite dochody	-	-	-	-	(18 282)	-	-	(18 282)	(3 133)	(21 415)
Razem całkowite dochody za rok obrotowy	-	-	-	-	(18 282)	-	130 848	112 566	48 300	160 866
Podział zysków z lat ubiegłych	-	-	-	59 601	-	-	(59 601)	-	-	-
Emisja akcji	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wypłata z zysku dla Skarbu Państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wypłata dywidendy	-	-	-	-	-	-	(21 792)	(21 792)	(18 032)	(39 824)
Świadczenia pracownicze w formie akcji – naliczone	-	-	-	-	-	8 354	-	8 354	1 362	9 716
Świadczenia pracownicze w formie akcji – rozliczone	-	-	-	-	-	(838 809)	838 809	-	-	-
Umorzenie akcji własnych	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nabywanie spółek zależnych	-	-	-	-	-	-	-	-	8 633	8 633
Nabywanie/Sprzedaz udziałów mniejszościowych	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Na dzień 31 grudnia 2008 roku	13 698 646	287 883	(245)	59 601	(17 765)	21 411	(2 923 621)	11 125 910	2 219 533	13 345 443

Katowice, dnia 16 marca 2010 roku

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITAŁACH WŁASNYCH

Rok zakończony dnia 31 grudnia 2007 roku

Nota	Kapitał własny przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej									
	Kapitał podstawowy	Kapitał spółek zależnych na podniesienie kapitału	Akcje własne	Kapitał zapasowy	Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów zabezpieczających	Kapitał z tytułu świadczeń w formie akcji	Zyski zatrzymane/ Niepokryte straty	Razem	Kapitały akcjonariuszy mniejszościowych	Razem kapitał własny
Na dzień 1 stycznia 2007 roku	500	13 779 881	(245)	-	-	845 595	(3 979 201)	10 646 530	2 202 691	12 849 221
Wynik okresu	-	-	-	-	-	-	153 509	153 509	(3 730)	149 779
Inne całkowite dochody	-	-	-	-	517	-	-	517	91	608
Razem całkowite dochody za rok obrotowy	-	-	-	-	517	-	153 509	154 026	(3 639)	150 387
Podział zysków z lat ubiegłych	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emisja akcji	13 698 146	(13 491 998)	-	-	-	-	-	206 148	-	206 148
Wyplata z zysku dla Skarbu Państwa	-	-	-	-	-	-	(39 221)	(39 221)	(3 830)	(43 051)
Wyplata dywidendy	-	-	-	-	-	-	(10 670)	(10 670)	(23 766)	(34 436)
Świadczenia pracownicze w formie akcji – naliczone	-	-	-	-	-	64 357	-	64 357	11 345	75 702
Świadczenia pracownicze w formie akcji – rozliczone	-	-	-	-	-	(58 086)	58 086	-	-	-
Umorzenie akcji własnych	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nabycie spółek zależnych	-	-	-	-	-	-	-	-	5 923	5 923
Nabycie/Sprzedaz udziałów mniejszościowych	-	-	-	-	-	-	5 612	5 612	(9 454)	(3 842)
Na dzień 31 grudnia 2007 roku	13 698 646	287 883	(245)	-	517	851 866	(3 811 885)	11 026 782	2 179 270	13 206 052

Katowice, dnia 16 marca 2010 roku

SKONSOLIDOWANY RACHUNEK PRZEPLÝWÓW PIENIĘŻNYCH

	Nota	Rok zakończony 31 grudnia 2009	Rok zakończony 31 grudnia 2008	Rok zakończony 31 grudnia 2007
Przeplýwy środków pieniężnych z działalności operacyjnej				
Zysk/(strata) brutto		1 165 020	250 259	149 616
Korekty o pozycje:				
Amortyzacja		1 321 028	1 268 722	1 197 696
Zysk/strata z tytułu różnic kursowych		2 963	11 002	1 420
Odsetki i dywidendy, netto		94 116	99 305	99 557
(Zysk)/strata na działalności inwestycyjnej		(54 215)	(4 391)	(29 234)
(Zwiększenie)/zmniejszenie stanu należności		(603 601)	(36 267)	(32 748)
(Zwiększenie)/zmniejszenie stanu zapasów		(193 124)	(142 967)	14 281
Zwiększenie/(zmniejszenie) stanu zobowiązań z wyjątkiem kredytów i pożyczek		334 007	(42 721)	(111 626)
Zmiana stanu pozostałych aktywów długo- i krótkoterminowych		(296 073)	(24 927)	2 348
Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych przychodów i dotacji rządowych oraz rozliczeń międzyokresowych biernych kosztów		69 913	141 383	231 502
Zmiana stanu rezerw		233 714	346 902	113 337
Podatek dochodowy zapłacony		(111 648)	(259 948)	(241 100)
Koszty z tytułu płatności w formie akcji własnych		911	9 716	75 702
Pozostałe		188	(586)	518
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej		1 963 199	1 615 482	1 471 269
Przeplýwy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej				
Sprzedaż rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych		15 879	78 118	119 422
Nabycie rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych		(1 440 255)	(1 792 225)	(1 819 367)
Sprzedaż pozostałych aktywów finansowych		91 287	339 966	172 233
Nabycie pozostałych aktywów finansowych		(34 777)	(201 811)	(91 252)
Nabycie inwestycji w jednostkach zależnych, stowarzyszonych i wspólnych przedsięwzięciach		–	–	(150 000)
Nabycie jednostki zależnej, po potrąceniu przejętych środków pieniężnych		–	49 214	137
Dywidendy otrzymane		5 256	3 301	2 625
Odsetki otrzymane		1 594	6 876	3 884
Splata udzielonych pożyczek		4 000	5 800	7 715
Udzielenie pożyczek		(1 295)	(2 274)	(700)
Pozostałe		4 287	(1 152)	(314)
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej		(1 354 024)	(1 514 187)	(1 755 617)

SKONSOLIDOWANY RACHUNEK PRZEPIŹYWÓW PIENIĘŻNYCH – ciąg dalszy

	Nota	Rok zakończony 31 grudnia 2009	Rok zakończony 31 grudnia 2008	Rok zakończony 31 grudnia 2007
Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej				
Splata zobowiązań z tytułu leasingu finansowego		(37 272)	(33 404)	(25 614)
Wpływy z tytułu zaciągnięcia pożyczek/kredytów		208 398	98 389	325 362
Splata pożyczek/kredytów		(415 385)	(317 365)	(407 137)
Emisja dłużnych papierów wartościowych		44 000	386 000	420 000
Wykup dłużnych papierów wartościowych		(166 308)	(75 000)	–
Dywidendy wypłacone akcjonariuszom jednostki dominującej		(51 167)	(20 000)	–
Dywidendy wypłacone akcjonariuszom mniejszościowym		(7 074)	(13 859)	(32 312)
Inne wydatki na rzecz właścicieli		(8 376)	(1 207)	(51 163)
Odsetki zapłacone		(109 333)	(118 591)	(110 115)
Pozostałe		(947)	(692)	(634)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej		(543 464)	(95 729)	118 387
Zwiększenie/(zmniejszenie) netto stanu środków pieniężnych i ich ekwiwalentów				
Różnice kursowe netto		220	2 051	(2 531)
Środki pieniężne na początek okresu		906 944	901 378	1 067 339
Środki pieniężne na koniec okresu, w tym	22	972 655	906 944	901 378
o ograniczonej możliwości dysponowania		18 635	2 941	9 751

Katowice, dnia 16 marca 2010 roku

ZASADY (POLITYKI) RACHUNKOWOŚCI ORAZ DODATKOWE NOTY OBJAŚNIAJĄCE

1. Informacje ogólne

Grupa Kapitałowa TAURON Polska Energia S.A. („Grupa”, „Grupa Kapitałowa”, „Grupa TAURON”) składa się z TAURON Polska Energia S.A. („jednostka dominująca”, „Spółka”) i jej spółek zależnych. TAURON Polska Energia S.A. prowadzi działalność w formie spółki akcyjnej, zawiązanej aktem notarialnym w dniu 6 grudnia 2006 roku. Do dnia 16 listopada 2007 roku Spółka działała pod firmą Energetyka Południe S.A. Skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy obejmuje rok zakończony dnia 31 grudnia 2009 roku oraz zawiera dane porównawcze za rok zakończony dnia 31 grudnia 2008 roku i dane porównawcze za rok zakończony dnia 31 grudnia 2007 roku.

Jednostka dominująca jest wpisana do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego prowadzonego przez Sąd Rejonowy, Katowice-Wschód Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, pod numerem KRS 0000271562.

Jednostce dominującej nadano numer statystyczny REGON 240524697.

Czas trwania jednostki dominującej oraz jednostek wchodzących w skład Grupy Kapitałowej jest nieoznaczony.

Podstawowym przedmiotem działania Grupy jest:

1. Wydobycie węgla kamiennego.
2. Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej ze źródeł konwencjonalnych.
3. Wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych.
4. Dystrybucja energii elektrycznej.
5. Sprzedaż energii i pozostałych produktów rynku energetycznego.
6. Świadczenie innych usług związanych z realizacją zadań, o których mowa powyżej.

Działalność prowadzona jest na podstawie odpowiednich koncesji przyznanych poszczególnym jednostkom wchodzącym w skład Grupy.

Podmiotem kontrolującym Spółkę jest Skarb Państwa Rzeczypospolitej Polskiej.

2. Skład Grupy

W latach 2007–2009 Grupę Kapitałową TAURON Polska Energia S.A. tworzyły spółki bezpośrednio i pośrednio zależne objęte konsolidacją, przedstawione w poniższej tabeli. Opis powstania Grupy oraz zasad konsolidacji przedstawiono w nocie 30 niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Lp.	Nazwa spółki	Adres	Podstawowy przedmiot działalności	Udział TAURON w kapitale spółki	Jednostka posiadająca udziały/akcje na 31 grudnia 2009 roku	Udział TAURON w organie stanowiącym spółki	Jednostka posiadająca udziały/akcje na 31 grudnia 2009 roku
1.	Południowy Koncern Energetyczny S.A.	40-389 Katowice; ul. Lwowska 23	Wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej i ciepła	85,00%	TAURON Polska Energia S.A. – 85,00%	85,00%	TAURON Polska Energia S.A. – 85,00%
2.	ENION S.A.	30-390 Kraków; ul. Zawia 65 L	Przesyłanie, dystrybucja energii elektrycznej	85,00%	TAURON Polska Energia S.A. – 85,00%	85,00%	TAURON Polska Energia S.A. – 85,00%
3.	EnergiaPro S.A.	53-314 Wrocław; pl. Powstańców Śląskich 20	Przesyłanie, dystrybucja energii elektrycznej	85,00%	TAURON Polska Energia S.A. – 85,00%	85,00%	TAURON Polska Energia S.A. – 85,00%
4.	Elektrownia Stalowa Wola S.A.	37-450 Stalowa Wola; ul. Energetyków 13	Wytwarzanie i dystrybucja energii elektrycznej i ciepła	85,00%	TAURON Polska Energia S.A. – 85,00%	85,00%	TAURON Polska Energia S.A. – 85,00%
5.	ENION Energia Sp. z o.o.	30-417 Kraków; ul. Łagiewnicka 60	Sprzedaż energii elektrycznej	85,00%	ENION Zarządzanie Aktywami Sp. z o.o. – 100,00%	85,00%	ENION Zarządzanie Aktywami Sp. z o.o. – 100,00%
6.	EnergiaPro Gigawat Sp. z o.o.	53-314 Wrocław; pl. Powstańców Śląskich 16	Sprzedaż energii elektrycznej	85,00%	ENERGOMIX SERVIS Sp. z o.o. – 100,00%	85,00%	ENERGOMIX SERVIS Sp. z o.o. – 100,00%
7.	TAURON Ekoenergia Sp. z o.o.	58-500 Jelenia Góra; ul. Obrońców Pokoju 2B	Wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej	85,00%	ENERGOMIX SERVIS Sp. z o.o. – 100,00%	85,00%	ENERGOMIX SERVIS Sp. z o.o. – 100,00%
8.	Elektrociepłownia Tychy S.A.	43-100 Tychy; ul. Przemysłowa 47	Wytwarzanie energii elektrycznej, produkcja i dystrybucja ciepła	95,47%	TAURON Polska Energia S.A. – 95,47%	95,47%	TAURON Polska Energia S.A. – 95,47%
9.	Kopalnia Wapienia Czatkowice Sp. z o.o.	32-063 Krzeszowice 3; os. Czatkowice 248	Wydobywanie, kruszenie i rozdrabnianie skał wapiennych oraz wydobywanie kamienia dla potrzeb budownictwa	85,00%	PKE S.A. – 100,00%	85,00%	PKE S.A. – 100,00%
10.	Południowy Koncern Węglowy S.A.	43-600 Jaworzno; ul. Grunwaldzka 37	Wydobywanie węgla kamiennego	44,61%	PKE S.A. – 52,48%	57,81%	PKE S.A. – 68,01%
11.	Polska Energia Pierwsza Kompania Handlowa Sp. z o.o.	40-389 Katowice; ul. Lwowska 23	Obrót energią elektryczną	68,00%	PKE S.A. – 70,00%; ENION Zarządzanie Aktywami Sp. z o.o. – 10,00%	75,55%	PKE S.A. – 61,11%; ENION Zarządzanie Aktywami Sp. z o.o. – 27,77%

Grupa Kapitałowa TAURON Polska Energia S.A.

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe za lata zakończone dnia 31 grudnia 2009 roku, 31 grudnia 2008 roku i 31 grudnia 2007 roku zgodne z MSSF
(w tysiącach złotych)

Lp.	Nazwa spółki	Adres	Podstawowy przedmiot działalności	Udział TAURON w kapitale spółki	Jednostka posiadająca udziały/akcje na 31 grudnia 2009 roku	Udział TAURON w organie stanowiącym spółki	Jednostka posiadająca udziały/akcje na 31 grudnia 2009 roku
12.	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Katowice S.A.	40-126 Katowice; ul. Grazyńskiego 49	Produkcja i dystrybucja ciepła	95,66%	TAURON Polska Energia S.A. – 95,66%	95,66%	TAURON Polska Energia S.A. – 95,66%
13.	Elektrociepłownia EC Nowa Sp. z o.o.	41-308 Dąbrowa Górnica; al. J. Piłsudskiego 92	Wytwarzanie energii elektrycznej, produkcja i dystrybucja ciepła, produkcja gazów technicznych	77,72%	TAURON Polska Energia S.A. – 42,10%; ENION Zarządzanie Aktywami Sp. z o.o. – 41,90%	77,72%	TAURON Polska Energia S.A. – 42,10%; ENION Zarządzanie Aktywami Sp. z o.o. – 41,90%
14.	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Dąbrowie Górniczej S.A.	41-300 Dąbrowa Górnica; al. J. Piłsudskiego 2	Produkcja i dystrybucja ciepła	85,00%	TAURON Polska Energia S.A. – 85,00%	85,00%	TAURON Polska Energia S.A. – 85,00%
15.	Energomix Servis Sp. z o.o.	40-389 Katowice; ul. Lwowska 23	Działalność holdingów finansowych	85,00%	TAURON Polska Energia S.A. – 85,00%	85,00%	TAURON Polska Energia S.A. – 85,00%
16.	ENION Zarządzanie Aktywami Sp. z o.o.	40-389 Katowice; ul. Lwowska 23	Działalność holdingów finansowych	85,00%	TAURON Polska Energia S.A. – 85,00%	85,00%	TAURON Polska Energia S.A. – 85,00%
17.	TAURON Czech Energy s.r.o.	Ostrawa Republika Czeska	Obrót energią elektryczną	100%	TAURON Polska Energia S.A. – 100%	100%	TAURON Polska Energia S.A. – 100%

3. Skład Zarządu Spółki dominującej

W skład Zarządu na dzień 1 stycznia 2007 roku wchodził:

- Joanna Strzelec-Łobodzińska – Członek Zarządu,
- Jerzy Hejnar – Członek Zarządu,
- Remigiusz Nowakowski – Członek Zarządu.

Od dnia 1 stycznia 2007 roku do dnia 31 grudnia 2007 roku w składzie Zarządu miały miejsce następujące zmiany:

- Joanna Strzelec-Łobodzińska – powołana na Prezesa Zarządu z dniem 23 stycznia 2007 roku,
- Jerzy Hejnar – złożył rezygnację w dniu 17 maja 2007 roku,
- Remigiusz Nowakowski – w dniu 10 lipca 2007 roku powołany na Wiceprezesa Zarządu, w dniu 7 października 2007 roku został odwołany z pełnionej funkcji,
- Janusz Grudziński – powołany na Wiceprezesa Zarządu z dniem 16 lipca 2007 roku,
- Filip Grzegorzczak – powołany na Członka Zarządu z dniem 15 marca 2007 roku, w dniu 10 lipca 2007 roku powołany na Wiceprezesa Zarządu, w dniu 19 grudnia 2007 roku odwołany z pełnionej funkcji,
- Bartosz Krzemieniewski – powołany na stanowisko Wiceprezesa Zarządu w dniu 12 listopada 2007 roku, w dniu 19 grudnia 2007 roku został odwołany z pełnionej funkcji.

W skład Zarządu na dzień 31 grudnia 2007 roku wchodził:

- Joanna Strzelec-Łobodzińska – Prezes Zarządu,
- Janusz Grudziński – Wiceprezes Zarządu.

Od dnia 1 stycznia 2008 roku do dnia 31 grudnia 2008 roku w składzie Zarządu miały miejsce następujące zmiany:

- Prezes Zarządu Joanna Strzelec-Łobodzińska – odwołana z dniem 8 marca 2008 roku,
- Wiceprezes Zarządu Janusz Grudziński – odwołany z dniem 8 marca 2008 roku,
- Dariusz Lubera – Prezes Zarządu – powołany z dniem 8 marca 2008 roku,
- Dariusz Stolarczyk – Wiceprezes Zarządu – powołany z dniem 8 marca 2008 roku,
- Stanisław Tokarski – Wiceprezes Zarządu – powołany z dniem 8 marca 2008 roku,
- Bogusław Oleksy – Wiceprezes Zarządu – powołany z dniem 8 marca 2008 roku,
- Krzysztof Zamasz – Wiceprezes Zarządu – powołany z dniem 8 marca 2008 roku.

W skład Zarządu na dzień 31 grudnia 2008 roku wchodził:

- Dariusz Lubera – Prezes Zarządu,
- Dariusz Stolarczyk – Wiceprezes Zarządu,
- Stanisław Tokarski – Wiceprezes Zarządu,
- Bogusław Oleksy – Wiceprezes Zarządu,
- Krzysztof Zamasz – Wiceprezes Zarządu.

Od dnia 1 stycznia 2009 roku do dnia 31 grudnia 2009 roku w składzie Zarządu miały miejsce następujące zmiany:

- Wiceprezes Zarządu Bogusław Oleksy – złożył rezygnację w dniu 30 czerwca 2009 roku,
- Wiceprezes Zarządu Krzysztof Zawadzki – powołany w dniu 21 sierpnia 2009 roku.

W skład Zarządu na dzień 31 grudnia 2009 roku wchodził:

- Dariusz Lubera – Prezes Zarządu,
- Dariusz Stolarczyk – Wiceprezes Zarządu,
- Stanisław Tokarski – Wiceprezes Zarządu,
- Krzysztof Zamasz – Wiceprezes Zarządu,
- Krzysztof Zawadzki – Wiceprezes Zarządu.

Po dniu bilansowym do dnia sporządzenia niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego nie wystąpiły zmiany w Zarządzie jednostki dominującej.

4. Zatwierdzenie sprawozdania finansowego

Niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało zatwierdzone do publikacji przez Zarząd w dniu 16 marca 2010 roku.

5. Kontynuacja działalności

Niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone przy założeniu kontynuowania działalności gospodarczej przez spółki Grupy w dającej się przewidzieć przyszłości. Na dzień zatwierdzenia niniejszego sprawozdania finansowego nie stwierdza się istnienia okoliczności wskazujących na zagrożenie kontynuowania działalności przez spółki Grupy.

6. Podstawa sporządzenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego

6.1. Oświadczenie o zgodności

Niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe stanowi pierwsze pełne roczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej („MSSF”), które zostały zatwierdzone przez Unię Europejską („UE”), z wyjątkiem interpretacji KIMSF 18 mającej zastosowanie najpóźniej dla okresów rocznych rozpoczynających się po dniu 31 października 2009 roku. Na potrzeby niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego, datą przejścia na stosowanie standardów MSSF jest 1 stycznia 2007 roku.

Na dzień zatwierdzenia niniejszego sprawozdania do publikacji, biorąc pod uwagę toczący się w UE proces wprowadzania standardów MSSF oraz prowadzoną przez Grupę działalność, w zakresie stosowanych przez Grupę zasad rachunkowości nie ma różnicy między standardami MSSF, które weszły w życie, a standardami MSSF zatwierdzonymi przez UE. MSSF obejmują standardy i interpretacje zaakceptowane przez Radę Międzynarodowych Standardów Rachunkowości („RMSR”) oraz Komitet ds. Interpretacji Międzynarodowej Sprawozdawczości Finansowej („KIMSF”).

Jednostki Grupy prowadzą swoje księgi rachunkowe zgodnie z polityką (zasadami) rachunkowości określonymi przez ustawę z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości („ustawa o rachunkowości”) z późniejszymi zmianami i wydanymi na jej podstawie przepisami („polskie standardy rachunkowości”, „PSR”). Skonsolidowane sprawozdanie finansowe zawiera korekty nie zawarte w księgach rachunkowych jednostek Grupy wprowadzone w celu doprowadzenia niniejszego sprawozdania skonsolidowanego do zgodności z MSSF.

6.2. Waluta pomiaru i waluta sprawozdań finansowych

Walutą pomiaru jednostki dominującej i innych spółek uwzględnionych w niniejszym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym oraz walutą sprawozdawczą niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego jest złoty polski. Niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe jest przedstawione w złotych („PLN”), a wszystkie wartości, o ile nie wskazano inaczej, podane są w tysiącach PLN.

7. Istotne wartości oparte na profesjonalnym osądzie i szacunkach

W procesie stosowania polityki rachunkowości wobec zagadnień podanych poniżej największe znaczenie, oprócz szacunków księgowych, miał profesjonalny osąd kierownictwa, który wpływa na wielkości wykazywane w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym, w tym w dodatkowych notach objaśniających. Założenia tych szacunków opierają się na najlepszej wiedzy Zarządu odnośnie bieżących i przyszłych działań i zdarzeń w poszczególnych obszarach. Szczegółowe informacje na temat przyjętych założeń zostały przedstawione w odpowiednich notach niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Poniżej omówiono podstawowe założenia dotyczące przyszłości i inne kluczowe źródła niepewności występujące na dzień bilansowy, z którymi związane jest istotne ryzyko znaczącej korekty wartości bilansowych aktywów i zobowiązań w następnym roku finansowym.

Utrata wartości aktywów

Grupa przeprowadziła testy na utratę wartości aktywów trwałych tych ośrodków wypracowujących strumienie pieniężne, w przypadku których zidentyfikowano przesłanki utraty wartości. Wymagało to oszacowania wartości użytkowej tych ośrodków wypracowujących środki pieniężne. Ponadto Grupa przeprowadziła testy utraty wartości w odniesieniu do tych ośrodków wypracowujących strumienie pieniężne, do których należą wartości niematerialne, które wymagają corocznego testowania utraty wartości. Oszacowanie wartości użytkowej polega na ustaleniu przyszłych przepływów pieniężnych generowanych przez ośrodek wypracowujący środki pieniężne i wymaga ustalenia stopy dyskontowej do zastosowania w celu obliczenia bieżącej wartości tych przepływów.

Stawki amortyzacyjne

Wysokość stawek oraz odpisów amortyzacyjnych jest ustalana na podstawie przewidywanego okresu ekonomicznego użytkowania danego składnika rzeczowych aktywów trwałych lub wartości niematerialnych oraz szacunków dotyczących wartości rezydualnej środków trwałych. Kapitalizowane remonty generalne są amortyzowane w okresach pozostałych do przewidywanego rozpoczęcia kolejnego remontu generalnego danego urządzenia. Grupa corocznie dokonuje weryfikacji przyjętych okresów ekonomicznej użyteczności na podstawie bieżących szacunków.

Doszacowanie przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej

Odczyty liczników dotyczące wielkości sprzedanej energii elektrycznej w handlu detalicznym oraz jej fakturowanie są dokonywane w większości w okresach odmiennych od okresów sprawozdawczych. W związku z powyższym spółki obrotu energią wchodzące w skład Grupy dokonują odpowiednich szacunków sprzedaży na każdy dzień bilansowy, za okres nie objęty odczytem.

Rekompensaty z tytułu rozwiązania kontraktów długoterminowych

Grupa otrzymuje rekompensaty na pokrycie kosztów osieroconych zgodnie z Ustawą z dnia 29 czerwca 2007 roku o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej. Przychód z tytułu rekompensat ujmowany jest sukcesywnie do wypracowanych praw do rekompensat do końca okresu ich obowiązywania. W celu oszacowania wartości przychodu przynależnego do danego okresu Grupa dokonuje szacunków celem określenia wskaźnika szacowanych kosztów osieroconych do łącznej sumy otrzymanych, zwróconych i oczekiwanych zdyskontowanych zaliczek rocznych (w tym dotychczas otrzymanych zaliczek rocznych), korekt rocznych oraz przewidywanej korekty końcowej.

Wycena rezerw na świadczenia pracownicze

Rezerwy na świadczenia pracownicze (rezerwa na odprawy emerytalne i rentowe, deputaty węglowe, rezerwa na odpis na Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych dla przyszłych emerytów i rencistów, rezerwa na taryfę pracowniczą za energię elektryczną) zostały oszacowane na podstawie metod aktuarialnych. Przyjęte w tym celu założenia zostały przedstawione w nocie 27.

Wycena rezerwy na koszty likwidacji zakładów górniczych oraz środków trwałych

Rezerwa tworzona jest w odniesieniu do zakładów górniczych wchodzących w skład Grupy na bazie szacunku przewidywanych kosztów likwidacji obiektów i przywrócenia stanu pierwotnego terenu po zakończeniu eksploatacji. Podstawą szacowania wielkości rezerwy są opracowania sporządzone w oparciu o prognozy eksploatacji złoża (dla obiektów górniczych) oraz analizy technologiczno-ekonomiczne. Ponadto rezerwy na koszty likwidacji środków trwałych tworzone są w przypadku wystąpienia takiego obowiązku lub podjęcia takiego zobowiązania przez Grupę.

Składnik aktywów z tytułu podatku odroczonego

Aktywa z tytułu podatku odroczonego są wyceniane przy zastosowaniu stawek podatkowych, które będą stosowane na moment przewidywanego zrealizowania składnika aktywów, przyjmując za podstawę przepisy podatkowe, które obowiązywały na dzień bilansowy. Grupa rozpoznaje składnik aktywów z tytułu podatku odroczonego, bazując na założeniu, że w przyszłości zostanie osiągnięty zysk podatkowy pozwalający na jego wykorzystanie. Pogorszenie uzyskiwanych wyników podatkowych w przyszłości mogłoby spowodować, że założenie to stałoby się nieuzasadnione.

Klasyfikacja instrumentów finansowych

Stosując się do wytycznych MSR 39 w zakresie klasyfikacji instrumentów finansowych niebędących instrumentami pochodnymi, posiadających ustalony termin płatności lub dające się ustalić terminy wymagalności, dokonuje się klasyfikacji takich aktywów do kategorii aktywów finansowych utrzymywanych do terminu wymagalności. Dokonując takiego osądu, ocenia się intencję i możliwość utrzymania takich inwestycji do terminu wymagalności.

Wartość godziwa instrumentów finansowych

Wartość godziwą instrumentów finansowych, dla których nie istnieje aktywny rynek, wycenia się, wykorzystując odpowiednie techniki wyceny. Przy wyborze odpowiednich metod i założeń Grupa kieruje się profesjonalnym osądem. Sposób ustalenia wartości godziwej poszczególnych instrumentów finansowych został przedstawiony w nocie 37.

Płatności w akcjach

Na mocy ustawy o komercjalizacji i prywatyzacji z dnia 30 sierpnia 1996 roku pracownicy i byli pracownicy niektórych spółek zależnych TAURON Polska Energia S.A. są uprawnieni do otrzymania akcji przedsiębiorstw, których pracownikami byli w dniu wykreślenia z rejestru komercjalizowanego przedsiębiorstwa państwowego.

Zgodnie z Interpretacją KIMSF 8 MSSF 2 *Płatności w formie akcji* ma zastosowanie do transakcji, w których jednostka wydaje swoje instrumenty finansowe nawet w zamian za niemożliwe do zidentyfikowania dobra i usługi, w związku z czym przyznanie akcji pracowniczych zostało zaprezentowane w niniejszym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym zgodnie z MSSF 2.

Warunki programu oraz szacunki dotyczące wyceny programu, tj. dane będące podstawą szacunku wartości programu – daty oraz wyceny zostały przedstawione w nocie 31.3.

Odpisy aktualizujące wartość należności

Na dzień bilansowy Grupa ocenia, czy istnieją obiektywne dowody utraty wartości składnika należności lub grupy należności. Jeżeli wartość możliwa do odzyskania składnika aktywów jest niższa od jego wartości bilansowej, dana jednostka dokonuje odpisu aktualizującego do poziomu bieżącej wartości planowanych przepływów pieniężnych.

8. Zmiana szacunków

W okresie objętym skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym miały miejsce następujące istotne zmiany szacunków, wpływające na wartości wykazane w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym:

- zmiana założeń szacunków aktuarialnych, wpływ zmian szacunków na wysokość rezerw został przedstawiony w nocie 27.1.,
- szacunki rezerwy na koszty likwidacji zakładów górniczych,
- szacunki okresów ekonomicznej użyteczności środków trwałych i wartości niematerialnych,
- szacunki w zakresie założeń dla testów na utratę wartości majątku.

9. Zastosowanie MSSF po raz pierwszy

Rada Międzynarodowych Standardów Rachunkowości wydała Międzynarodowy Standard Sprawozdawczości Finansowej nr 1 („MSSF 1”) *Zastosowanie Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Finansowej po raz pierwszy*, który obowiązuje przy sporządzaniu sprawozdań finansowych za okresy rozpoczynające się w dniu 1 stycznia 2004 roku lub później. MSSF 1 dotyczy jednostek, które przygotowują po raz pierwszy sprawozdanie finansowe według MSSF, oraz jednostek, które stosowały MSSF, ale w ich sprawozdaniu znajdowało się stwierdzenie o niezgodności z określonymi standardami. MSSF 1 wymaga, aby pierwsze sprawozdanie finansowe według MSSF było pierwszym rocznym sprawozdaniem finansowym, w którym jednostka zastosuje wszystkie standardy MSSF, wraz ze stwierdzeniem pełnej zgodności z wszystkimi standardami MSSF.

Zgodnie z powyższym, niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe stanowi pierwsze pełne roczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy sporządzone zgodnie ze standardami MSSF zatwierdzonymi przez UE. Na potrzeby niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego, datą przejścia na stosowanie standardów MSSF jest 1 stycznia 2007 roku. Ostatnim dostępnym, na dzień zatwierdzenia niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego do publikacji, skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym Grupy sporządzonym zgodnie z polskimi standardami rachunkowości, zdefiniowanymi w ustawie o rachunkowości było skonsolidowane sprawozdanie finansowe sporządzone za rok zakończony dnia 31 grudnia 2008 roku.

Zgodnie z MSSF 1 skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone przy zastosowaniu wszystkich standardów obowiązujących na dzień 31 grudnia 2009 roku, tak jak gdyby obowiązywały one na dzień 1 stycznia 2007 roku, przy czym Grupa skorzystała z następujących zwolnień z obowiązku przekształcania, o których mowa w standardzie MSSF 1:

- **Połączenie jednostek gospodarczych (MSSF 1.15, Załącznik B)**

Grupa skorzystała ze zwolnienia dotyczącego połączeń jednostek gospodarczych. W myśl zapisów punktu B1 Załącznika B do MSSF 1, jednostka stosująca MSSF po raz pierwszy może nie stosować postanowień MSSF 3 retrospektywnie w odniesieniu do połączeń jednostek gospodarczych, które miały miejsce przed dniem przejścia na MSSF. W związku z tym Grupa nie przekształcała rozliczeń połączeń jednostek gospodarczych, które miały miejsce przed dniem 1 stycznia 2007 roku. Nadwyżka udziału jednostki przejmującej w wartości godziwej netto możliwych do zidentyfikowania aktywów, zobowiązań i zobowiązań warunkowych jednostki przejmowanej nad kosztem połączenia (tzw. ujemna wartość firmy) została odniesiona na zyski zatrzymane/niepokryte straty na dzień przejścia na MSSF. Wartości firmy powstałe z rozliczenia połączeń jednostek gospodarczych przed datą przejścia na MSSF zostały zachowane w sprawozdaniu z sytuacji finansowej według ich wartości netto na dzień 1 stycznia 2007 roku.

- **Wartość godziwa lub przeszacowanie do zakładanego kosztu (MSSF 1.16)**

Korzystając ze zwolnienia dopuszczonego przez MSSF 1, Grupa wyceniła rzeczowe aktywa trwałe nabyte przed dniem 1 stycznia 2007 roku w wartości godziwej na dzień przejścia na MSSF i zastosowała tę wartość godziwą jako zakładany koszt nabycia ustalony na ten dzień. Wycena poszczególnych aktywów została przeprowadzana przez zewnętrznych, niezależnych rzeczoznawców majątkowych. Ponadto w wybranych przypadkach uwzględniono korekty wynikające z wyceny rzeczowych aktywów trwałych metodą dochodową.

- **Płatności w formie akcji własnych (MSSF 1.25B)**

Zgodnie z zapisami MSSF 1 jednostce stosującej MSSF po raz pierwszy zaleca się, ale nie musi ona stosować postanowień MSSF 2 *Płatności w formie akcji* w odniesieniu do instrumentów kapitałowych, które zostały przyznane 7 listopada 2002 roku lub wcześniej lub zostały przyznane po dniu 7 listopada 2002 roku i stały się wymagalne przed dniem przejścia na MSSF. W związku z powyższym Grupa skorzystała ze zwolnień MSSF 1 i nie zastosowała wymogów MSSF 2 w stosunku do akcji, które zostały przyznane i nabyte przed dniem 1 stycznia 2007 roku.

Poniżej przedstawiono uzgodnienie aktywów, kapitału własnego oraz całkowitych dochodów wykazywanych zgodnie z ustawą o rachunkowości z aktywami, kapitałem własnym i całkowitymi dochodami okresu wykazywanymi zgodnie z MSSF na dzień 31 grudnia 2008 roku oraz za rok zakończony tego dnia. Nie zamieszczono uzgodnienia kapitału własnego Grupy na dzień przejścia na MSSF ze względu na fakt, że w dniu tym jednostka dominująca miała formę spółki w trakcie rejestracji, a jej kapitał zakładowy wynosił 500 tysięcy złotych. W dniu tym Spółka nie prowadziła działalności operacyjnej, a pierwsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy zostało sporządzone zgodnie z ustawą o rachunkowości na dzień 31 grudnia 2007 roku.

Wpływ korekt MSSF na kapitały własne na 31 grudnia 2008 roku oraz na zysk netto za rok 2008 został zaprezentowany w odniesieniu do zatwierdzonego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy TAURON Polska Energia S.A.

Rodzaje korekt, które musiała wprowadzić Grupa, aby zastosować w pełni MSSF, oraz ich wpływ na całkowite dochody i kapitały własne zostały przedstawione poniżej.

	Kapitały własne na dzień 31 grudnia 2008	Całkowite dochody za rok zakończony 31 grudnia 2008	Aktywa na dzień 31 grudnia 2008
Dane wykazane w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym sporządzonym zgodnie z ustawą o rachunkowości	13 557 749	(38 493)	23 455 339
Odmienne rozliczenie wartości firmy i ujemnej wartości firmy	(2 579 962)	146 624	(2 602 544)
Włączenie udziałów mniejszości do kapitałów własnych	2 196 947	–	–
Odmienne zakres konsolidacji wynikający z metody łączenia udziałów	366 755	(15 987)	492 684
Ujęcie opłat przyłączeniowych i nieodpłatnego otrzymania środków trwałych	(275 590)	13 556	–
Wycena rezerw na świadczenia pracownicze	72 698	(16 652)	–
Wycena środków trwałych i wartości niematerialnych	37 290	74 687	46 037
Ujęcie akcji pracowniczych	–	(9 717)	–
Odmienne prezentacja podatku odroczonego	–	–	(501 523)
Odmienne prezentacja funduszy specjalnych	–	–	(66 860)
Pozostałe tytuły	(30 444)	6 848	–
Dane wykazane w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym sporządzonym zgodnie z MSSF	13 345 443	160 866	20 823 133

Poniżej przedstawiono uzgodnienie przepływów z działalności operacyjnej, inwestycyjnej, finansowej oraz zmiany stanu środków pieniężnych i ich ekwiwalentów wykazywanych zgodnie z ustawą o rachunkowości z przepływami z działalności operacyjnej, inwestycyjnej, finansowej oraz zmianą stanu środków pieniężnych i ich ekwiwalentów zgodnie z MSSF na dzień 31 grudnia 2008 roku oraz za rok zakończony tego dnia.

Wpływ korekt MSSF na przepływy z działalności operacyjnej, inwestycyjnej, finansowej oraz zmianę stanu środków pieniężnych za rok 2008 został zaprezentowany w odniesieniu do zatwierdzonego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy TAURON Polska Energia S.A.

Rok zakończony 31 grudnia 2008 roku	Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej	Przepływy pieniężne z działalności inwestycyjnej	Przepływy pieniężne z działalności finansowej	Zwiększenie/ (Zmniejszenie) netto stanu środków pieniężnych i ich ekwiwalentów
Dane wykazane w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym sporządzonym zgodnie z polskimi zasadami rachunkowości	1 477 532	(1 423 377)	(58 866)	(4 711)
Odmienne zakres konsolidacji wynikający z metody łączenia udziałów	(5 609)	(7 862)	(17 699)	(31 170)
Aktywowanie kosztów remontów	90 757	(90 757)	–	–
Odmienne prezentacja kredytów bieżących	–	–	45 927	45 927
Odmienne prezentacja dotacji	54 201	–	(54 201)	–
Odmienne prezentacja ZFŚS i FLZG	(1 399)	(3 081)	–	(4 480)
Odmienne prezentacja wypłaty dywidendy dla akcjonariuszy mniejszościowych	–	10 890	(10 890)	–
Dane wykazane w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym sporządzonym zgodnie z MSSF	1 615 482	(1 514 187)	(95 729)	5 566

Główne korekty pomiędzy PSR a MSSF:

Odmienne sposoby rozliczenia oraz zakres konsolidacji dla celów MSSF

W skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym sporządzonym zgodnie z ustawą o rachunkowości rozliczenie powstania Grupy zostało przeprowadzone przy zastosowaniu metody nabycia. Na potrzeby niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego powyższa transakcja została rozliczona jako transakcja pod wspólną kontrolą przy zastosowaniu metody łączenia udziałów. Szczegóły transakcji zostały przedstawione w nocie 30. Różnica ta ma wpływ na zakres konsolidowanych podmiotów, w szczególności skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym według MSSF objęte zostały spółki Elektrociepłownia EC Nowa Sp. z o.o. oraz PEC w Dąbrowie Górniczej S.A., które zostały wniesione do jednostki dominującej w 2009 roku i nie były objęte skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym za 2008 rok sporządzonym zgodnie z PSR.

Wycena rezerw na świadczenia pracownicze

Odmienne sposoby rozliczenia powstania Grupy według PSR i MSSF ma wpływ na ujmowanie kosztów przeszłego zatrudnienia, które dla celów PSR rozpoznane zostały w całości, podczas gdy w sprawozdaniu według MSSF koszty te są rozpoznawane przez ustalony aktuarialnie średni okres nabywania prawa do świadczeń. W związku z powyższym wartość rezerw na świadczenia pracownicze jest niższa w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym według MSSF.

Ujęcie opłat przyłączeniowych i równowartości nieodpłatnie otrzymanych środków trwałych

Odmienne sposoby rozliczenia powstania Grupy według PSR i MSSF ma wpływ na ujmowanie opłat przyłączeniowych i równowartości nieodpłatnie otrzymanych środków trwałych uzyskanych przez jednostki Grupy przed dniem 9 maja 2007 roku. Dla celów PSR pozycje te zostały włączone do kapitałów własnych, podczas gdy w sprawozdaniu według MSSF wartości te są prezentowane jako przychody przyszłych okresów i rozliczane w czasie.

Wycena rzeczowych aktywów trwałych

Grupa wyceniła rzeczowe aktywa trwałe nabyte przed dniem przejścia na MSSF na dzień 1 stycznia 2007 roku i zastosowała tę wartość godziwą jako zakładany koszt nabycia ustalony na ten dzień. W wyniku dokonanej wyceny środków trwałych i wartości niematerialnych na dzień 1 stycznia 2007 roku w celu przejścia na MSSF odpisy dokonywane w związku z aktualizacją wartości tych aktywów w kolejnych okresach sprawozdawczych były odmienne w skonsolidowanych sprawozdaniach finansowych sporządzonych zgodnie z MSSF i PSR.

Korekta prezentacyjna przychodów z najmu

Korekta niniejsza polega na przeniesieniu wartości przychodów z najmu nieruchomości z przychodów ze sprzedaży usług do oddzielnej linii przychodów z najmu.

Odrębna prezentacja podatku akcyzowego w sprawozdaniu z całkowitych dochodów

Korekta polega na eliminacji podatku akcyzowego z przychodów i kosztów wykazanych w wyniku finansowym zgodnie z polskimi regulacjami. W sprawozdaniu z całkowitych dochodów dla celów prezentacyjnych wykazana została kwota przychodów z uwzględnieniem podatku akcyzowego oraz bez podatku akcyzowego.

Podział zysku na cele pracownicze

Zgodnie z polską praktyką gospodarczą akcjonariusze mogą dokonać podziału zysku wypracowanego przez wchodzące w skład Grupy jednostki na cele pracownicze, wśród których można przykładowo wymienić: powiększenie Zakładowego Funduszu Świadczeń Socjalnych („ZFŚS”) lub nagrody z zysku dla pracowników. Takie wypłaty są ujmowane w sprawozdaniach finansowych zgodnych z PSR w ramach kapitałów własnych. W sprawozdaniach finansowych sporządzonych zgodnie z MSSF podział wypracowanego zysku na powiększenie ZFŚS lub nagrody z zysku dla pracowników są kosztami operacyjnymi okresu, za który dokonano podziału zysku.

Wpłaty z zysku

Zgodnie z PSR wpłaty z zysku przekazywane na rzecz Skarbu Państwa do dnia 31 grudnia 2008 roku wykazywane były w ramach obciążeń podatkowych w zysku lub stracie. Wpłaty te mają charakter dystrybucji do właścicieli i w sprawozdaniach finansowych sporządzonych według MSSF prezentowane są w ramach kapitałów własnych analogicznie do wypłaty dywidendy.

Prezentacja netto podatku odroczonego

Zgodnie z zapisami MSR 12 *Podatek dochodowy* należy dokonać kompensaty składnika aktywów z tytułu podatku odroczonego z odpowiednią rezerwą, jeśli jednostka posiada tytuł prawny do przeprowadzania kompensat.

W odniesieniu do poszczególnych spółek Grupy, które są odrębnymi podatnikami podatku dochodowego od osób prawnych i w związku z tym z założenia mają możliwość jednoczesnego rozliczania dodatnich i ujemnych różnic przejściowych, dokonano zaprezentowania aktywów i rezerw z tytułu podatku odroczonego w kwocie netto, tj. jako aktywa lub rezerwy w zależności, która z kwot jest wyższa.

Aktywa Zakładowego Funduszu Świadczeń Socjalnych

Zgodnie z polskim prawem jednostki Grupy Kapitałowej TAURON Polska Energia S.A. zarządzają ZFŚS w imieniu swoich pracowników. Odpisy na ZFŚS są deponowane na oddzielnych kontach bankowych jednostek.

W skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym wg PSR aktywa ZFŚS zostały ujęte jako środki pieniężne, należności lub rozliczenia międzyokresowe kosztów.

W skonsolidowanych danych finansowych wg MSSF nie ujęto aktywów ZFŚS ze względu na brak spodziewanych przyszłych korzyści ekonomicznych Grupy.

Świadczenia w formie akcji

Na mocy ustawy o komercjalizacji i prywatyzacji z dnia 30 sierpnia 1996 roku pracownicy i byli pracownicy spółek Grupy TAURON są uprawnieni do otrzymania akcji przedsiębiorstw, których pracownikami byli w dniu wykreślenia z rejestru komercjalizowanego przedsiębiorstwa państwowego. PSR nie wymaga rozpoznania kosztów świadczeń pracowniczych z tego tytułu.

Zgodnie z Interpretacją KIMSF 8 *Międzynarodowy Standard Sprawozdawczości Finansowej 2 Płatności w formie akcji* ma zastosowanie do transakcji, w których jednostka wydaje swoje instrumenty finansowe nawet w zamian za niemożliwe do zidentyfikowania dobra i usługi, w związku z czym przyznanie akcji pracowniczych zostało zaprezentowane w niniejszym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym zgodnie z MSSF 2.

Ujmowanie zobowiązań z tytułu przyszłych kosztów likwidacji zakładów górniczych

Rezerwa na przyszłe koszty likwidacji zakładów górniczych tworzona jest na podstawie szacowanych przyszłych kosztów likwidacji z uwzględnieniem efektu dyskonta. W związku z wynikającym z przepisów ustawy Prawo geologiczne i górnicze obowiązkiem likwidacji obiektów zakładów górniczych oraz rekultywacji terenów pokopalnianych po zakończeniu eksploatacji złóż wchodzące w skład Grupy przedsiębiorstwa górnicze tworzą, zgodnie z odrębnymi przepisami Fundusz Likwidacji Zakładów Górniczych („FLZG”). Odpis na FLZG obciąża koszty działalności operacyjnej, natomiast jego równowartość przelewana jest na wyodrębniony rachunek bankowy. Saldo rezerwy na przyszłe koszty likwidacji uwzględnia saldo utworzonego FLZG.

Dla celów sprawozdania według MSSF ujęcie kosztów likwidacji odkrywkowych zakładów górniczych jest analogiczne, jak według sprawozdawczości zgodnie z ustawą o rachunkowości, tj. w proporcji do stopnia eksploatacji złoża. Odmienne jest natomiast ujęcie kosztów likwidacji podziemnych zakładów górniczych, które dla celów MSSF ujmowane są następująco:

- zgodnie z zapisami MSR 16 zdyskontowane koszty przyszłej likwidacji zwiększają wartość środków trwałych zakładu górniczego w korespondencji z rezerwą na likwidację zakładów górniczych,
- amortyzacja skapitalizowanych kosztów likwidacji obciąża koszty operacyjne,
- przyrost rezerwy na skutek odwracania dyskonta jest ujmowany w kosztach finansowych,
- saldo FLZG jest ujmowane w ramach salda rezerwy na likwidację,
- środki pieniężne i inne aktywa finansowe o ograniczonym zakresie dysponowania stanowiące środki FLZG prezentowane są jako pozostałe długoterminowe aktywa finansowe.

Udziały akcjonariuszy mniejszościowych

Zgodnie z PSR kapitał udziałowców mniejszościowych prezentowany jest w odrębnej pozycji skonsolidowanego bilansu, a udział mniejszości w wyniku finansowym za okres obrotowy pomniejsza zysk netto. Zgodnie z MSSF, kapitały mniejszości prezentowane są w ramach kapitału własnego w podziale na kapitał przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej oraz kapitał akcjonariuszy mniejszościowych, a zysk netto za okres obrotowy zawiera zarówno zyski przypadające akcjonariuszom jednostki dominującej, jak i akcjonariuszom mniejszościowym w jednostkach zależnych. W związku z powyższym dokonano korekt dotyczących prezentacji udziałów mniejszości.

10. Nowe standardy i interpretacje, które zostały opublikowane, a nie weszły jeszcze w życie

Następujące standardy i interpretacje zostały wydane przez Radę Międzynarodowych Standardów Rachunkowości lub Komitet ds. Interpretacji Międzynarodowej Sprawozdawczości Finansowej, a nie weszły jeszcze w życie albo nie obowiązują dla sprawozdania:

- MSSF 3 *Połączenia jednostek* (znowelizowany w styczniu 2008) – mający zastosowanie dla okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2009 roku lub później,
- MSR 27 *Skonsolidowane i jednostkowe sprawozdania finansowe* (zmieniony w styczniu 2008) – mający zastosowanie dla okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2009 roku lub później,
- Zmiany do MSR 39 *Instrumenty finansowe: ujmowanie i wycena: Spełniające kryteria pozycje zabezpieczone* (zmiany opublikowane w lipcu 2008) – mające zastosowanie dla okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2009 roku lub później,

- Przekształcony MSSF 1 *Zastosowanie Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Finansowej po raz pierwszy* (znowelizowany w listopadzie 2008) – mający zastosowanie dla okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2009 roku lub później,
- Interpretacja KIMSF 17 *Przekazanie aktywów niegotówkowych właścicielom* – mająca zastosowanie dla okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2009 roku lub później,
- Interpretacja KIMSF 18 *Przekazanie aktywów przez klientów* – mająca zastosowanie najpóźniej dla okresów rocznych rozpoczynających się po 31 października 2009 roku, interpretacja ta została zatwierdzona przez UE do stosowania.

W sytuacji spółek Grupy TAURON interpretacja ta może mieć istotne znaczenie dla spółek dystrybucyjnych w zakresie ujmowania opłat przyłączeniowych. Obecnie opłaty te ujmowane i rozliczane są zgodnie z MSR 20 *Dotacje rządowe oraz ujawnianie informacji na temat pomocy rządowej* jako rozliczenia międzyokresowe przychodów. Grupa przewiduje, że wdrożenie powyższej interpretacji, które planowane jest od dnia 1 stycznia 2010 roku, skutkować będzie rozpoznawaniem przychodów z tytułu opłat przyłączeniowych zgodnie z MSR 18 *Przychody*. Grupa jest w trakcie szacowania wpływu powyższej interpretacji na sprawozdanie finansowe,

- Zmiany wynikające z przeglądu MSSF (opublikowane w kwietniu 2009 roku) – część zmian ma zastosowanie dla okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2009 roku, a część dla okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2010 roku – do dnia zatwierdzenia niniejszego sprawozdania finansowego niezatwierdzone przez UE,
- Zmiany do MSSF 2 *Płatności w formie akcji: grupowe transakcje płatności w formie akcji rozliczane w środkach pieniężnych* (zmieniony w czerwcu 2009) – mający zastosowanie dla okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2010 roku lub później do dnia zatwierdzenia niniejszego sprawozdania finansowego niezatwierdzone przez UE,
- Zmiany do MSSF 1 *Zastosowanie Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Finansowej po raz pierwszy: dodatkowe zwolnienia dla stosujących MSSF po raz pierwszy* – mający zastosowanie dla okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2010 roku lub później do dnia zatwierdzenia niniejszego sprawozdania finansowego niezatwierdzone przez UE,
- Zmiany do MSR 32 *Instrumenty finansowe: prezentacja: Klasyfikacja emisji praw poboru* – mający zastosowanie dla okresów rocznych rozpoczynających się 1 lutego 2010 roku lub później,
- MSR 24 *Ujawnianie informacji na temat podmiotów powiązanych* (znowelizowany w listopadzie 2009 roku) – mający zastosowanie dla okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2011 roku lub później do dnia zatwierdzenia niniejszego sprawozdania finansowego niezatwierdzone przez UE,
- MSSF 9 *Instrumenty finansowe* – mający zastosowanie dla okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2013 roku lub później, do dnia zatwierdzenia niniejszego sprawozdania finansowego niezatwierdzone przez UE,
- Zmiany do KIMSF 14 MSR 19 *Limit wyceny aktywów z tytułu określonych świadczeń, minimalne wymogi finansowania oraz ich wzajemne zależności: przedpłaty minimalnych wymogów finansowania* – mające zastosowanie dla okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2011 roku lub później do dnia zatwierdzenia niniejszego sprawozdania finansowego niezatwierdzone przez UE,
- KIMSF 19 *Konwersja zobowiązań finansowych na instrumenty kapitałowe* – mająca zastosowanie dla okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2010 roku lub później do dnia zatwierdzenia niniejszego sprawozdania finansowego niezatwierdzona przez UE,
- Zmiana do MSSF 1 *Zastosowanie Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Finansowej po raz pierwszy: ograniczone zwolnienie z obowiązku prezentowania danych porównawczych wymaganych przez MSSF 7 dla stosujących MSSF po raz pierwszy* – mająca zastosowanie dla okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2010 roku lub później – do dnia zatwierdzenia niniejszego sprawozdania finansowego niezatwierdzona przez UE,
- Interpretacja KIMSF 12 *Umowy na usługi koncesjonowane* – mająca zastosowanie dla okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2008 roku lub później – interpretacja ta została zatwierdzona przez UE do stosowania, jednakże zgodnie z regulacją UE jednostki mają obowiązek ją zastosować najpóźniej od początku pierwszego okresu rocznego rozpoczynającego się po marcu 2009 roku. Zarząd Spółki planuje zastosować interpretację KIMSF 12 od 1 stycznia 2010 roku.

11. Istotne zasady rachunkowości

Niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone zgodnie z zasadą kosztu historycznego, z wyjątkiem pochodnych instrumentów finansowych oraz aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży, które są wyceniane według wartości godziwej.

11.1. Zasady konsolidacji

Niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe obejmuje dane finansowe TAURON Polska Energia S.A. oraz jej jednostek zależnych sporządzone przez każdą jednostkę za rok zakończony dnia 31 grudnia 2009 roku, 31 grudnia 2008 roku oraz 31 grudnia 2007 roku. Sprawozdania finansowe jednostek zależnych, po uwzględnieniu korekt doprowadzających do zgodności z MSSF, sporządzane są za ten sam okres sprawozdawczy, co sprawozdanie jednostki dominującej, w oparciu o jednolite zasady rachunkowości zastosowane dla transakcji

i zdarzeń gospodarczych o podobnym charakterze. Wyjątek stanowią spółki PEC Katowice S.A. oraz Elektrociepłownia EC Nowa Sp. z o.o., które są w trakcie zmiany roku obrotowego w celu dostosowania go do sprawozdawczości Grupy.

Wszystkie znaczące salda i transakcje pomiędzy jednostkami Grupy, w tym niezrealizowane zyski wynikające z transakcji w ramach Grupy, zostały w całości wyeliminowane. Niezrealizowane straty są eliminowane, chyba że dowodzą wystąpienia utraty wartości.

Jednostki zależne podlegają konsolidacji w okresie od dnia objęcia nad nimi kontroli przez Grupę, a przestają być konsolidowane od dnia ustania kontroli. Sprawowanie kontroli przez jednostkę dominującą ma miejsce wtedy, gdy posiada ona bezpośrednio lub pośrednio, poprzez swoje jednostki zależne, więcej niż połowę liczby głosów w danej spółce, chyba że możliwe jest do udowodnienia, że taka własność nie stanowi o sprawowaniu kontroli. Sprawowanie kontroli ma miejsce również wtedy, gdy Spółka ma możliwość kierowania polityką finansową i operacyjną danej jednostki bez zaangażowania kapitałowego.

11.2. Przeliczanie pozycji wyrażonych w walutach obcych

Transakcje wyrażone w walutach innych niż polski złoty są przeliczane na moment początkowego ujęcia na złote polskie przy zastosowaniu kursu obowiązującego w dniu zawarcia transakcji. Na dzień bilansowy:

- pozycje pieniężne są przeliczane przy zastosowaniu kursu zamknięcia (za kurs zamknięcia przyjmuje się kurs średni ustalony dla danej waluty przez Narodowy Bank Polski na ten dzień),
- pozycje niepieniężne wyceniane według kosztu historycznego w walucie obcej przelicza się przy zastosowaniu kursu wymiany z dnia pierwotnej transakcji (kurs banku, z którego korzysta jednostka) oraz
- pozycje niepieniężne wyceniane w wartości godziwej w walucie obcej przelicza się przy zastosowaniu kursu wymiany z dnia ustalenia wartości godziwej.

Powstałe z przeliczenia różnice kursowe ujmowane są odpowiednio w pozycji przychodów (kosztów) finansowych lub, w przypadkach określonych zasadami (polityką) rachunkowości, kapitalizowane w wartości aktywów. Aktywa i zobowiązania niepieniężne ujmowane według kosztu historycznego wyrażonego w walucie obcej są wykazywane po kursie historycznym z dnia transakcji.

Różnice kursowe powstałe na pozycjach niepieniężnych, takich jak instrumenty kapitałowe wyceniane w wartości godziwej przez zysk lub stratę, ujmuje się jako element zmian wartości godziwej. Różnice kursowe powstałe na pozycjach niepieniężnych, takich jak instrumenty kapitałowe zaklasyfikowane do aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży i wycenianych do wartości godziwej, ujmuje się w sprawozdaniu z całkowitych dochodów.

Następujące kursy zostały przyjęte dla potrzeb wyceny bilansowej:

Waluta	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008	31 grudnia 2007
USD	2,8503	2,9618	2,4350
EUR	4,1082	4,1724	3,5820

11.3. Rzeczowe aktywa trwałe

Rzeczowe aktywa trwałe to środki trwałe:

- utrzymywane przez jednostkę w celu wykorzystania ich w procesie produkcyjnym lub przy dostawach towarów i świadczeniu usług, w celach administracyjnych lub w celu oddania do używania innym podmiotom na podstawie umowy najmu, a nie stanowiące nieruchomości inwestycyjnych, oraz
- którym towarzyszy oczekiwanie, że będą wykorzystywane przez czas dłuższy niż jeden rok,
- w stosunku do których istnieje prawdopodobieństwo, że jednostka uzyska przyszłe korzyści ekonomiczne związane ze składnikiem majątkowym,
- cenę nabycia lub koszt wytworzenia składnika aktywów przez jednostkę można wycenić w wiarygodny sposób.

Jako składnik rzeczowych aktywów trwałych Grupa ujmuje grunty oraz prawo wieczystego użytkowania gruntów.

Rzeczowe aktywa trwałe wyceniane są według ceny nabycia lub kosztu wytworzenia pomniejszonych o umorzenie oraz odpisy aktualizujące z tytułu utraty wartości. Wartość początkowa środków trwałych obejmuje ich cenę nabycia lub koszt wytworzenia powiększone o wszystkie koszty bezpośrednio związane z zakupem i przystosowaniem składnika majątku do stanu zdatnego do używania. W skład kosztu wchodzi również przewidywany koszt demontażu rzeczowych aktywów trwałych, usunięcia i przywrócenia do stanu pierwotnego miejsca, w którym dany składnik aktywów się znajduje, których obowiązek poniesienia powstaje w chwili instalacji składnika aktywów lub jego używania dla celów innych niż produkcja zapasów. Koszty poniesione po dacie oddania środka trwałego do używania, takie jak koszty konserwacji i napraw, obciążają zysk lub stratę w momencie ich poniesienia.

Na dzień nabycia składnika rzeczowych aktywów trwałych są identyfikowane i wyodrębniane wszystkie istotne elementy wchodzące w skład danego składnika aktywów, mające różny okres ekonomicznej użyteczności (komponenty). Komponentem składników rzeczowych aktywów

trwałych są również koszty remontów kapitałowych, przeglądów okresowych, jeśli ich wartość jest istotna, oraz koszty wymiany głównych części składowych.

Grupa ujmuje jako odrębne pozycje rzeczowych aktywów trwałych specjalistyczne części zamienne oraz sprzęt serwisujący, jeżeli ich okres użytkowania wynosi więcej niż 1 rok.

Pozostałe części zamienne oraz wyposażenie związane z serwisem wykazuje się jako zapasy i ujmuje w zysku lub stracie w momencie ich wykorzystania, z wyjątkiem kosztów wymiany części w ramach remontu kapitałowego danego składnika aktywów trwałych. Przyjęty poziom istotności podlega weryfikacji nie rzadziej niż na koniec każdego roku bilansowego.

Podstawę naliczania odpisów amortyzacyjnych stanowi cena nabycia lub koszt wytworzenia środka trwałego pomniejszone o jego wartość rezydualną. Rozpoczęcie amortyzacji następuje, gdy składnik jest dostępny do użytkowania. Amortyzacja środków trwałych następuje na podstawie planu amortyzacji określającego przewidywany okres użytkowania środka trwałego. Zastosowana metoda amortyzacji odzwierciedla tryb konsumowania przez jednostkę gospodarczą korzyści ekonomicznych ze składnika aktywów.

Specjalistyczne części zamienne oraz sprzęt serwisujący – ujmowane w pozycji rzeczowych aktywów trwałych – amortyzuje się przez okres użytkowania środka trwałego, którego dotyczą (tj. od dnia zakupu danej części do dnia zakończenia użytkowania środka trwałego).

Przeciętne okresy użytkowania poszczególnych grup środków trwałych są następujące:

Grupa rodzajowa	Średni pozostały okres amortyzacji w latach
Budynki, lokale i obiekty inżynierii lądowej i wodnej	18 lat
Maszyny i urządzenia techniczne	12 lat
Środki transportu	7 lat
Inne środki trwałe	8 lat

Metoda amortyzacji, stawka amortyzacyjna oraz wartość rezydualna środków trwałych podlegają weryfikacji co najmniej na koniec każdego roku finansowego. Wszelkie zmiany wynikające z przeprowadzonej weryfikacji ujmuje się jako zmianę szacunków. Odpis amortyzacyjny ujmuje się w zysku lub stracie w ciężar tej kategorii kosztów, która odpowiada funkcji danego składnika aktywów trwałych.

Grupa nie dokonuje odpisów amortyzacyjnych gruntów oraz prawa wieczystego użytkowania gruntu.

Dana pozycja rzeczowych aktywów trwałych może zostać usunięta ze sprawozdania z sytuacji finansowej po dokonaniu jej zbycia lub w przypadku, gdy nie są spodziewane żadne ekonomiczne korzyści wynikające z dalszego użytkowania takiego składnika aktywów. Wszelkie zyski lub straty wynikające z usunięcia danego składnika aktywów ze sprawozdania z sytuacji finansowej (obliczone jako różnica pomiędzy ewentualnymi wpływami ze sprzedaży netto a wartością bilansową danej pozycji) są ujmowane w wyniku okresu, w którym dokonano takiego usunięcia.

Inwestycje rozpoczęte dotyczą środków trwałych będących w toku budowy lub montażu i są wykazywane według cen nabycia lub kosztu wytworzenia, pomniejszonych o ewentualne odpisy z tytułu utraty wartości. Środki trwałe w budowie nie podlegają amortyzacji do czasu zakończenia budowy i przekazania środka trwałego do używania. Elementem wartości środków trwałych w budowie są także koszty finansowe podlegające kapitalizacji. Kwestię ich kapitalizacji opisano szerzej w notcie 16.

11.4. Wartości niematerialne

Do wartości niematerialnych Grupa zalicza możliwe do zidentyfikowania niepieniężne składniki aktywów, nie posiadające postaci fizycznej, takie jak:

- nabyte przez jednostkę, zaliczane do aktywów trwałych, prawa majątkowe nadające się do gospodarczego wykorzystania, o przewidywanym okresie ekonomicznej użyteczności dłuższym niż rok, przeznaczone do używania na potrzeby własne, w szczególności:
 - autorskie lub pokrewne prawa majątkowe, koncesje, licencje (w tym dotyczące programów komputerowych),
 - prawa do wynalazków, patentów, znaków towarowych, wzorów użytkowych oraz zdobniczych, programy komputerowe,
 - know-how, tzn. wartość stanowiącą równowartość uzyskanych informacji związanych z wiedzą w dziedzinie przemysłowej, handlowej, naukowej lub organizacyjnej,
 - nabyte prawa do emisji gazów cieplarnianych (szerzej opisane w notcie 26),
 - nabyte lub otrzymane z tytułu produkcji świadectwa pochodzenia energii wytworzonej z odnawialnych źródeł energii oraz świadectwa pochodzenia energii wytworzonej w kogeneracji przeznaczone na własne potrzeby,
- koszty prac rozwojowych,
- wartość firmy z wyłączeniem wartości firmy wytworzonej przez jednostkę we własnym zakresie,
- inne wartości niematerialne rozpoznane na nabyciu w ramach połączenia jednostek gospodarczych.

Do wartości niematerialnych i prawnych zalicza się także:

- obce wartości niematerialne przyjęte w odpłatne używanie na podstawie umowy najmu, dzierżawy lub innej umowy o podobnym charakterze, jeżeli umowa kwalifikowana jest do leasingu finansowego zgodnie z MSR 17 *Leasing*,
- prawa majątkowe oddane innym jednostkom w używanie na podstawie umów najmu, dzierżawy, leasingu lub innej umowy o podobnym charakterze, jeżeli umowa zaliczana jest do leasingu operacyjnego zgodnie z MSR 17 *Leasing*.

Na dzień początkowego ujęcia składnik wartości niematerialnych wycenia się w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia w przypadku prac rozwojowych. Po ujęciu początkowym, wartości niematerialne są wykazywane w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia pomniejszonym o umorzenie i odpisy aktualizujące z tytułu utraty wartości.

Nakłady poniesione na wartości niematerialne wytworzone we własnym zakresie, z wyjątkiem aktywowanych nakładów poniesionych na prace rozwojowe, nie są aktywowane i są ujmowane w kosztach okresu, w którym zostały poniesione.

Grupa ocenia, czy okres użytkowania składnika wartości niematerialnych jest określony czy nieokreślony oraz, jeśli jest określony, oszacowuje długość tego okresu lub wielkość produkcji lub inną miarę będącą podstawą do określenia okresu użytkowania.

Wartości niematerialne o ograniczonym okresie użytkowania są amortyzowane przez szacowany okres użytkowania oraz poddawane testom na utratę wartości każdorazowo, gdy istnieją przesłanki wskazujące na utratę ich wartości. Okres i metoda amortyzacji wartości niematerialnych o ograniczonym okresie użytkowania są weryfikowane przynajmniej na koniec każdego roku bilansowego. Zmiany w oczekiwanym okresie użytkowania lub oczekiwanym sposobie konsumowania korzyści ekonomicznych pochodzących z danego składnika aktywów są ujmowane prospektywnie poprzez zmianę odpowiednio okresu lub metody amortyzacji, i traktowane jak zmiany wartości szacunkowych. Odpis amortyzacyjny składników wartości niematerialnych o ograniczonym okresie użytkowania ujemnie się w zysku lub stracie w ciężar tej kategorii, która odpowiada funkcji danego składnika wartości niematerialnych.

Wartości niematerialne o nieokreślonym okresie użytkowania oraz te, które nie są użytkowane, są corocznie poddawane testowi na utratę wartości.

Prawa do emisji przyznane nieodpłatnie w ramach Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień są rozpoznawane w wartości nominalnej, tzn. wartości zerowej. Zakupione dodatkowo uprawnienia do emisji wyceniane są w koszcie nabycia pomniejszonym o ewentualne odpisy z tytułu utraty wartości, uwzględniając wartość rezydualną tych praw.

Nabyte lub otrzymane z tytułu produkcji świadectwa pochodzenia energii wytworzonej w odnawialnych źródłach energii oraz świadectwa pochodzenia energii wytworzonej w kogeneracji lub źródłach zasilanych gazem ziemnym desygnowane na własne potrzeby ujmowane są jako składniki wartości niematerialnych odpowiednio w cenie nabycia lub wartości godziwej na datę otrzymania.

Koszty prac badawczych są odpisywane do zysku lub straty w momencie poniesienia. Nakłady poniesione na prace rozwojowe wykonane w ramach danego przedsięwzięcia są przenoszone na kolejny okres, jeżeli można uznać, że zostaną one w przyszłości odzyskane.

Z wyjątkiem kosztów prac rozwojowych wszystkie wartości niematerialne wytworzone przez Grupę nie podlegają aktywowaniu i ujmowane są w zysku lub stracie okresu, w którym dotyczące ich koszty zostały poniesione. Wartość niematerialną powstałą w wyniku prac rozwojowych ujemnie się wtedy i tylko wtedy, gdy można udowodnić:

- możliwość, z technicznego punktu widzenia, ukończenia składnika wartości niematerialnych tak, aby nadawał się do użytkowania lub sprzedaży,
- zamiar ukończenia składnika wartości niematerialnych oraz jego użytkowania lub sprzedaży,
- zdolność do użytkowania lub sprzedaży składnika wartości niematerialnych,
- sposób, w jaki składnik wartości niematerialnych będzie wytwarzał prawdopodobne przyszłe korzyści ekonomiczne,
- dostępność stosownych środków technicznych, finansowych i innych, które mają służyć ukończeniu prac rozwojowych oraz użytkowaniu lub sprzedaży składnika wartości niematerialnych,
- możliwość wiarygodnego ustalenia nakładów poniesionych w czasie prac rozwojowych, które można przyporządkować temu składnikowi wartości niematerialnych.

Do prac rozwojowych zalicza się:

- projektowanie, wykonanie i testowanie prototypów i modeli doświadczalnych (przed ich wdrożeniem do produkcji seryjnej lub użytkowania),
- projektowanie narzędzi, przyrządów do obróbki, form i matryc z wykorzystaniem nowej technologii,
- projektowanie, wykonanie i testowanie wybranych rozwiązań w zakresie nowych i udoskonalonych materiałów, urządzeń, produktów, procesów, systemów i usług.

Dla poszczególnych grup wartości niematerialnych przyjęto następujące średnie okresy użytkowania:

Grupa rodzajowa	Średni pozostały okres amortyzacji w latach
Patenty i licencje	3 lata
Koszty zakończonych prac rozwojowych	2 lata
Inne (w tym oprogramowanie)	7 lat

11.5. Wartość firmy

Wartość firmy z tytułu przejęcia jednostki gospodarczej jest początkowo ujmowana według ceny nabycia stanowiącej nadwyżkę kosztów połączenia jednostek gospodarczych nad udziałem jednostki przejmującej w wartości godziwej netto możliwych do zidentyfikowania aktywów, zobowiązań i zobowiązań warunkowych. Po początkowym ujęciu, wartość firmy jest wykazywana według ceny nabycia pomniejszonej o wszelkie skumulowane odpisy aktualizujące z tytułu utraty wartości. Test na utratę wartości przeprowadza się raz na rok lub częściej, jeśli wystąpią ku temu przesłanki. Wartość firmy nie podlega amortyzacji.

Na dzień przejęcia nabyta wartość firmy jest alokowana do każdego z ośrodków wypracowujących środki pieniężne, które mogą skorzystać z synergii połączenia. Każdy ośrodek lub zespół ośrodków, do którego została przypisana wartość firmy:

- odpowiada najniższemu poziomowi w Grupie, na którym wartość firmy jest monitorowana na wewnętrzne potrzeby zarządcze oraz
- jest nie większy niż jeden segment operacyjny w rozumieniu MSSF 8 *Segmenty operacyjne*.

Odpis z tytułu utraty wartości ustalany jest poprzez oszacowanie wartości odzyskiwalnej ośrodka wypracowującego środki pieniężne, do którego została alokowana dana wartość firmy. W przypadku, gdy odzyskiwalna wartość ośrodka wypracowującego środki pieniężne jest niższa niż wartość bilansowa, ujęty zostaje odpis z tytułu utraty wartości. W przypadku, gdy wartość firmy stanowi część ośrodka wypracowującego środki pieniężne i dokonana zostanie sprzedaż części działalności w ramach tego ośrodka, przy ustalaniu zysków lub strat ze sprzedaży takiej działalności wartość firmy związana ze sprzedaną działalnością zostaje włączona do jej wartości bilansowej. W takich okolicznościach sprzedana wartość firmy jest ustalana na podstawie względnej wartości sprzedanej działalności i wartości zachowanej części ośrodka wypracowującego środki pieniężne.

11.6. Utrata wartości niefinansowych aktywów trwałych

Na każdy dzień bilansowy Grupa ocenia, czy istnieją jakiegokolwiek przesłanki wskazujące na to, że mogła nastąpić utrata wartości któregoś ze składników niefinansowych aktywów trwałych. W razie stwierdzenia, że przesłanki takie zachodzą, lub w razie konieczności przeprowadzenia corocznego testu sprawdzającego, czy nastąpiła utrata wartości, Grupa dokonuje oszacowania wartości odzyskiwalnej danego składnika aktywów lub ośrodka wypracowującego środki pieniężne, do którego dany składnik aktywów należy.

Wartość odzyskiwalna składnika aktywów lub ośrodka wypracowującego środki pieniężne odpowiada wartości godziwej pomniejszonej o koszty sprzedaży tego składnika aktywów lub odpowiednio ośrodka wypracowującego środki pieniężne, lub jego wartości użytkowej, zależnie od tego, która z nich jest wyższa. Wartość odzyskiwalną ustala się dla poszczególnych aktywów, chyba że dany składnik aktywów nie generuje samodzielnie wpływów pieniężnych, które w większości są niezależne od tych, które są generowane przez inne aktywa lub grupy aktywów. Jeśli wartość bilansowa składnika aktywów jest wyższa niż jego wartość odzyskiwalna, ma miejsce utrata wartości i dokonuje się wówczas odpisu do ustalonej wartości odzyskiwalnej. Przy szacowaniu wartości użytkowej prognozowane przepływy pieniężne są dyskontowane do ich wartości bieżącej przy zastosowaniu stopy dyskontowej przed uwzględnieniem skutków opodatkowania, która odzwierciedla bieżące rynkowe oszacowanie wartości pieniądza w czasie oraz ryzyko typowe dla danego składnika aktywów. Odpisy aktualizujące z tytułu utraty wartości składników majątkowych używanych w działalności kontynuowanej ujmuje się w tych kategoriach kosztów, które odpowiadają funkcji składnika aktywów, w przypadku którego stwierdzono utratę wartości.

Na każdy dzień bilansowy Grupa ocenia, czy występują przesłanki wskazujące na to, że odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości, który był ujęty w okresach poprzednich w odniesieniu do danego składnika aktywów jest zbędny, lub czy powinien zostać zmniejszony. Jeżeli takie przesłanki występują, Grupa szacuje wartość odzyskiwalną tego składnika aktywów. Poprzednio ujęty odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości ulega odwróceniu wtedy i tylko wtedy, gdy od czasu ujęcia ostatniego odpisu aktualizującego nastąpiła zmiana wartości szacunkowych stosowanych do ustalenia wartości odzyskiwalnej danego składnika aktywów. W takim przypadku podwyższa się wartość bilansową składnika aktywów do wysokości jego wartości odzyskiwalnej. Podwyższona kwota nie może przekroczyć wartości bilansowej składnika aktywów, jaka zostałaby ustalona (po odjęciu umorzenia), gdyby w ubiegłych latach w ogóle nie ujęto odpisu aktualizującego z tytułu utraty wartości w odniesieniu do tego składnika aktywów. Odwrócenie odpisu aktualizującego z tytułu utraty wartości składnika aktywów ujmuje się niezwłocznie jako przychód w zysku lub stracie. Po odwróceniu odpisu aktualizującego, w kolejnych okresach odpis amortyzacyjny dotyczący danego składnika jest korygowany w sposób, który pozwala w ciągu pozostałego okresu użytkowania tego składnika aktywów dokonywać systematycznego odpisania jego zweryfikowanej wartości bilansowej pomniejszonej o wartość końcową.

11.7. Koszty finansowania zewnętrznego

Koszty finansowania zewnętrznego są kapitalizowane jako część kosztu wytworzenia środków trwałych i wartości niematerialnych. Na koszty finansowania zewnętrznego składają się odsetki oraz zyski lub straty z tytułu różnic kursowych do wysokości odpowiadającej korekcie kosztu odsetek.

11.8. Aktywa finansowe

Aktywa finansowe dzielone są na następujące kategorie:

- aktywa utrzymywane do terminu wymagalności (HTM),
- aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy (FVTPL),
- pożyczki i należności,
- aktywa dostępne do sprzedaży (AFS).

Aktywa utrzymywane do terminu wymagalności

Aktywa utrzymywane do terminu wymagalności są to aktywa finansowe o określonych lub możliwych do określenia płatnościach oraz ustalonym terminie wymagalności, względem których Grupa ma stanowczy zamiar i jest w stanie utrzymać w posiadaniu do upływu terminu wymagalności, inne niż:

- wyznaczone przez jednostkę przy początkowym ujęciu jako wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy,
- wyznaczone przez jednostkę jako dostępne do sprzedaży oraz
- spełniające definicję pożyczek i należności.

Aktywa finansowe utrzymywane do terminu wymagalności wyceniane są według zamortyzowanego kosztu przy użyciu metody efektywnej stopy procentowej. Aktywa finansowe utrzymywane do terminu wymagalności kwalifikowane są jako aktywa długoterminowe, jeżeli ich zapadalność przekracza 12 miesięcy od dnia bilansowego.

Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy

Składnikiem aktywów finansowych wycenianym w wartości godziwej przez wynik finansowy jest składnik spełniający jeden z warunków:

- Jest kwalifikowany jako przeznaczony do obrotu. Składniki aktywów finansowych kwalifikuje się jako przeznaczone do obrotu, jeśli są:
 - nabyte głównie w celu sprzedaży w krótkim terminie,
 - częścią portfela określonych instrumentów finansowych zarządzanych razem i co do których istnieje prawdopodobieństwo uzyskania zysku w krótkim terminie, lub
 - instrumentami pochodnymi, z wyłączeniem instrumentów pochodnych będących elementem rachunkowości zabezpieczeń i umów gwarancji finansowych,
- Został zgodnie z MSR 39 zakwalifikowany do tej kategorii w momencie początkowego ujęcia. Aktywa finansowe mogą być przy pierwotnym ujęciu zakwalifikowane do kategorii wycenianych w wartości godziwej przez wynik finansowy, jeżeli poniższe kryteria są spełnione: (i) taka kwalifikacja eliminuje lub znacząco obniża niespójność traktowania, gdy zarówno wycena, jak i zasady rozpoznawania strat lub zysków podlegają innym regulacjom; lub (ii) aktywa są częścią grupy aktywów finansowych, które są zarządzane i oceniane w oparciu o wartość godziwą, zgodnie z udokumentowaną strategią zarządzania ryzykiem; lub (iii) aktywa finansowe zawierają wbudowane instrumenty pochodne, które powinny być oddzielnie ujmowane.

Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy są wyceniane w wartości godziwej, uwzględniając ich wartość rynkową na dzień bilansowy bez uwzględnienia kosztów transakcji sprzedaży. Zmiany wartości tych instrumentów finansowych ujmowane są w sprawozdaniu z całkowitych dochodów jako przychody lub koszty finansowe. Jeżeli kontrakt zawiera jeden lub więcej wbudowanych instrumentów pochodnych, cały kontrakt może zostać zakwalifikowany do kategorii aktywów finansowych wycenianych w wartości godziwej przez wynik finansowy. Nie dotyczy to przypadków, gdy wbudowany instrument pochodny nie wpływa istotnie na przepływy pieniężne z kontraktu lub wydzielenie wbudowanych instrumentów pochodnych jest wyraźnie zakazane.

Pożyczki i należności

Pożyczki udzielone i należności to nie zaliczane do instrumentów pochodnych aktywa finansowe o ustalonych lub możliwych do ustalenia płatnościach, nie notowane na aktywnym rynku. Zalicza się je do aktywów obrotowych, o ile termin ich wymagalności nie przekracza 12 miesięcy od dnia bilansowego. Pożyczki udzielone i należności o terminie wymagalności przekraczającym 12 miesięcy od dnia bilansowego zalicza się do aktywów trwałych. Pożyczki i należności ujmowane są według zamortyzowanego kosztu.

Aktywa dostępne do sprzedaży

Wszystkie pozostałe aktywa finansowe są aktywami dostępnymi do sprzedaży. Aktywa dostępne do sprzedaży są ujmowane według wartości godziwej na każdy dzień bilansowy. Wartość godziwa inwestycji, dla których nie ma notowanej ceny rynkowej, jest ustalana w odniesieniu do aktualnej wartości rynkowej innego instrumentu posiadającego zasadniczo takie same cechy lub w oparciu o przewidywane przepływy pieniężne z tytułu składnika aktywów stanowiącego przedmiot inwestycji (wycena metodą zdyskontowanych przepływów pieniężnych). W przypadku braku notowań giełdowych na aktywnym rynku i braku możliwości wiarygodnego określenia ich wartości godziwej metodami alternatywnymi, aktywa finansowe dostępne do sprzedaży wyceniane są w cenie nabycia skorygowanej o odpis z tytułu utraty wartości.

Dodatnią i ujemną różnicę pomiędzy wartością godziwą aktywów dostępnych do sprzedaży (jeśli istnieje cena rynkowa ustalona na aktywnym rynku regulowanym albo których wartość godziwa może być ustalona w inny wiarygodny sposób) a ich ceną nabycia, po pomniejszeniu o podatek odroczoney, odnosi się na kapitał z aktualizacji wyceny, z wyjątkiem:

- strat z tytułu utraty wartości,
- zysków i strat z tytułu różnic kursowych, które powstają dla aktywów pieniężnych,
- odsetek wyliczonych za pomocą efektywnej stopy procentowej.

Dywidendy z instrumentów kapitałowych w portfelu AFS są rozpoznawane w zysku lub stracie w momencie, kiedy prawo jednostki do otrzymania płatności jest ustalone.

11.9. Utrata wartości aktywów finansowych

Na każdy dzień bilansowy Grupa ocenia, czy istnieją obiektywne przesłanki utraty wartości składnika aktywów finansowych lub grupy aktywów finansowych.

Aktywa ujmowane według zamortyzowanego kosztu

Jeżeli istnieją obiektywne przesłanki na to, że została poniesiona strata z tytułu utraty wartości pożyczek udzielonych i należności wycenianych według zamortyzowanego kosztu, to kwota odpisu aktualizującego z tytułu utraty wartości równa się różnicy pomiędzy wartością bilansową składnika aktywów finansowych a wartością bieżącą oszacowanych przyszłych przepływów pieniężnych (z wyłączeniem przyszłych strat z tytułu nieściągnięcia należności, które nie zostały jeszcze poniesione), zdyskontowanych z zastosowaniem pierwotnej (tj. ustalonej przy początkowym ujęciu) efektywnej stopy procentowej. Wartość bilansową składnika aktywów obniża się poprzez odpis aktualizujący. Kwotę straty ujmuje się w wyniku okresu.

Grupa ocenia najpierw, czy istnieją obiektywne przesłanki utraty wartości poszczególnych składników aktywów finansowych, które indywidualnie są znaczące, a także przesłanki utraty wartości aktywów finansowych, które indywidualnie nie są znaczące. Jeżeli z przeprowadzonej analizy wynika, że nie istnieją obiektywne przesłanki utraty wartości indywidualnie ocenianego składnika aktywów finansowych, niezależnie od tego, czy jest on znaczący, czy też nie, to Grupa włącza ten składnik do grupy aktywów finansowych o podobnej charakterystyce ryzyka kredytowego i łącznie ocenia pod kątem utraty wartości. Aktywa, które indywidualnie są oceniane pod kątem utraty wartości i dla których ujęto odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości lub uznano, że dotychczasowy odpis nie ulegnie zmianie, nie są brane pod uwagę przy łącznej ocenie grupy aktywów pod kątem utraty wartości.

Jeżeli w następnym okresie odpis z tytułu utraty wartości zmniejszył się, a zmniejszenie to można w obiektywny sposób powiązać ze zdarzeniem następującym po ujęciu odpisu, to uprzednio ujęty odpis odwraca się. Późniejsze odwrócenie odpisu aktualizującego z tytułu utraty wartości ujmuje się w zysku lub stracie w zakresie, w jakim na dzień odwrócenia wartość bilansowa składnika aktywów nie przewyższa jego zamortyzowanego kosztu.

Aktywa finansowe wykazywane według kosztu

Jeżeli występują obiektywne przesłanki, że nastąpiła utrata wartości nienotowanego instrumentu kapitałowego, który nie jest wykazywany według wartości godziwej, gdyż jego wartości godziwej nie można wiarygodnie ustalić, albo instrumentu pochodnego, który jest powiązany i musi zostać rozliczony poprzez dostawę takiego nienotowanego instrumentu kapitałowego, to kwotę odpisu z tytułu utraty wartości ustala się jako różnicę pomiędzy wartością bilansową składnika aktywów finansowych oraz wartością bieżącą oszacowanych przyszłych przepływów pieniężnych zdyskontowanych przy zastosowaniu bieżącej rynkowej stopy zwrotu dla podobnych aktywów finansowych.

Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży

Jeżeli występują obiektywne przesłanki, że nastąpiła utrata wartości składnika aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży, to kwota stanowiąca różnicę pomiędzy ceną nabycia tego składnika aktywów (pomniejszona o wszelkie spłaty kapitału i odsetki) i jego bieżącą wartością godziwą, pomniejszoną o wszelkie odpisy z tytułu utraty wartości tego składnika uprzednio ujęte w zysku lub stracie, zostaje wyksięgowana z kapitału własnego i przeniesiona do zysku lub straty. Nie można ujmować w zysku lub stracie odwrócenia odpisu z tytułu utraty wartości instrumentów kapitałowych kwalifikowanych jako dostępne do sprzedaży. Jeżeli w następnym okresie wartość godziwa instrumentu dłużnego dostępnego do sprzedaży wzrośnie, a wzrost ten może być obiektywnie łączony ze zdarzeniem następującym po ujęciu odpisu z tytułu utraty wartości w zysku lub stracie, to kwotę odwracanego odpisu ujmuje się w zysku lub stracie.

11.10. Wbudowane instrumenty pochodne

Wbudowany instrument pochodny jest składnikiem hybrydowego (łączonego) instrumentu, który zawiera również umowę zasadniczą, niebędącą instrumentem pochodnym. Składnik ten powoduje, że część przepływów pieniężnych wynikających z instrumentu łącznego zmienia się w sposób podobny do przepływów wynikających z samodzielnie występującego instrumentu pochodnego.

Grupa dokonuje analizy zawieranych i obowiązujących umów w celu identyfikacji wbudowanych instrumentów pochodnych.

Wbudowane instrumenty pochodne są oddzielane od umów i traktowane jak instrumenty pochodne, jeżeli są spełnione warunki:

- charakter ekonomiczny i ryzyko wbudowanego instrumentu nie są ściśle związane z ekonomicznym charakterem i ryzykiem umowy, w którą dany instrument jest wbudowany,
- samodzielny instrument z identycznymi warunkami realizacji jak instrument wbudowany spełniałby definicję instrumentu pochodnego,
- instrument hybrydowy (złożony) nie jest wykazywany w wartości godziwej, a zmiany jego wartości godziwej nie są odnoszone do zysku lub straty.

Wbudowane instrumenty pochodne są wykazywane w podobny sposób jak samodzielne instrumenty pochodne, które nie są uznane za instrumenty zabezpieczające.

Walutowy instrument pochodny wbudowany w umowy zasadnicze niebędące instrumentami finansowymi nie wymaga wyodrębnienia i oddzielnej wyceny, jeżeli jest ściśle powiązany z cechami ekonomicznymi i ryzykiem właściwym dla umowy zasadniczej i obejmuje sytuacje, gdy waluta umowy zasadniczej jest:

- walutą funkcjonalną, którejkolwiek ze stron umowy,
- walutą, w której zwyczajowo w obrocie międzynarodowym ustalana jest cena nabywanego lub sprzedawanego towaru lub usług,
- walutą powszechnie stosowaną w umowach kupna lub sprzedaży składników niefinansowych w środowisku gospodarczym, w którym umowa została zawarta.

„Wyodrębniony” wbudowany instrument pochodny jest ujmowany w sprawozdaniu z sytuacji finansowej w wartości godziwej, a zmiany wartości godziwej są ujmowane w zysku lub stracie.

Oceny, czy dany wbudowany instrument pochodny podlega wydzieleniu, Grupa dokonuje na moment jego początkowego ujęcia. W przypadku instrumentów wbudowanych nabytych w transakcji połączenia jednostek gospodarczych Grupa dokonuje oceny wbudowanych instrumentów pochodnych na dzień połączenia, który to dzień jest dniem ich początkowego ujęcia przez Grupę.

11.11. Pochodne instrumenty finansowe i zabezpieczenia

Instrumenty pochodne, z których korzysta Grupa w celu zabezpieczenia się przed ryzykiem związanym ze zmianami stóp procentowych i kursów wymiany walut, to przede wszystkim *kontrakty walutowe typu forward oraz kontrakty na zamianę stóp procentowych typu IRS (interest rate swap)*. Tego rodzaju pochodne instrumenty finansowe są wyceniane w wartości godziwej. Instrumenty pochodne wykazuje się jako aktywa, gdy ich wartość jest dodatnia, i jako zobowiązania – gdy ich wartość jest ujemna.

Wartość godziwa kontraktów walutowych jest ustalana poprzez odniesienie do bieżących kursów terminowych (forward) występujących przy kontraktach o takim samym terminie zapadalności lub na podstawie wyceny otrzymanej z instytucji finansowych. Wartość godziwa kontraktów na zamianę stóp procentowych jest ustalana w oparciu o wyliczenia pochodzące z modelu matematycznego bazującego na bieżących wartościach kontraktów FRA oraz kwotowaniach IRS publikowanych na stronach Reutersa lub na podstawie wyceny otrzymanej z niezależnych instytucji finansowych.

Grupa w odniesieniu do części zabezpieczanej ekspozycji stosuje rachunkowość zabezpieczeń. W rachunkowości zabezpieczeń instrumenty pochodne klasyfikowane są jako:

- zabezpieczenie wartości godziwej, kompensujące zmianę wartości godziwej ujętego składnika aktywów lub zobowiązania, lub
- zabezpieczenie przepływów środków pieniężnych, kompensujące zmianę przepływów środków pieniężnych, które przypisać można konkretnemu rodzajowi ryzyka związanego z ujętym składnikiem aktywów, zobowiązaniem lub prognozowaną transakcją.

Zabezpieczenie ryzyka walutowego uprawdopodobnionego przyszłego zobowiązania jest rozliczane jako zabezpieczenie przepływów pieniężnych.

W momencie ustanowienia zabezpieczenia Grupa formalnie wyznacza i dokumentuje powiązanie zabezpieczające, jak również cel zarządzania ryzykiem oraz strategię ustanowienia zabezpieczenia. Dokumentacja zawiera identyfikację instrumentu zabezpieczającego, zabezpieczanej pozycji lub transakcji, charakter zabezpieczanego ryzyka, a także sposób oceny efektywności instrumentu zabezpieczającego w kompensowaniu zagrożenia zmianami wartości godziwej zabezpieczanej pozycji lub przepływów pieniężnych związanych z zabezpieczanym ryzykiem. Oczekuje się, że zabezpieczenie będzie wysoce skuteczne w kompensowaniu zmian wartości godziwej lub przepływów pieniężnych wynikających z zabezpieczanego ryzyka. Efektywność zabezpieczenia jest oceniana kwartalnie w celu sprawdzenia, czy jest wysoce efektywne we wszystkich okresach sprawozdawczych, na które zostało ustanowione.

11.12. Zabezpieczenia wartości godziwej

Zabezpieczenie wartości godziwej Grupy to zabezpieczenie przed zmianami wartości godziwej ujętego składnika aktywów lub zobowiązania lub nie ujętego uprawdopodobnionego przyszłego zobowiązania, albo wyodrębnionej części takiego składnika aktywów, zobowiązania lub uprawdopodobnionego przyszłego zobowiązania, które przypisać można konkretnemu rodzajowi ryzyka i które mogłoby wpływać na zysk lub stratę. W przypadku zabezpieczenia wartości godziwej wartość bilansowa zabezpieczanej pozycji jest korygowana o zyski i/lub straty z tytułu zmian wartości godziwej wynikających z zabezpieczanego ryzyka, instrument zabezpieczający jest wyceniany do wartości godziwej, a zyski i straty z tytułu instrumentu zabezpieczającego i pozycji zabezpieczanej są odnoszone do wyniku okresu.

W przypadku zabezpieczenia wartości godziwej pozycji ujmowanych według zamortyzowanego kosztu, korekta do wartości bilansowej jest amortyzowana do zysku lub straty przez pozostały okres do upływu terminu wymagalności instrumentu.

Jeśli nie ujęte uprawdopodobnione przyszłe zobowiązanie jest wyznaczone jako pozycja zabezpieczana, późniejsze łączne zmiany wartości godziwej uprawdopodobnionego przyszłego zobowiązania wynikające z zabezpieczanego ryzyka ujmują się jako składnik aktywów lub zobowiązanie, a powstające zyski lub straty ujmują się w wyniku okresu. Zmiany wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego również ujmują się w wyniku okresu.

Grupa zaprzestaje stosowania zasad rachunkowości zabezpieczeń, jeżeli instrument zabezpieczający wygasa, zostaje sprzedany, rozwiązany lub wykonany, jeżeli zabezpieczenie przestaje spełniać kryteria rachunkowości zabezpieczeń lub gdy Grupa unieważnia powiązanie zabezpieczające. Każdą korektę wartości bilansowej zabezpieczanego instrumentu finansowego, do którego stosuje się metodę efektywnej stopy procentowej, poddaje się amortyzacji, a dokonane odpisy ujmują się w wyniku okresu. Amortyzacja może rozpocząć się od momentu dokonania korekty, jednakże nie później niż w momencie zaprzestania korygowania pozycji zabezpieczanej o zmiany wartości godziwej wynikające z zabezpieczanego ryzyka.

11.13. Zabezpieczenie przepływów pieniężnych

Zabezpieczenie przepływów pieniężnych to zabezpieczenie przed zagrożeniem zmiennością przepływów pieniężnych, które przypisać można konkretnemu rodzajowi ryzyka związanemu z ujętym składnikiem aktywów lub zobowiązaniem lub z prognozowaną transakcją, i które mogłoby wpływać na zysk lub stratę. Część zysków lub strat związanych z instrumentem zabezpieczającym, która stanowi efektywne zabezpieczenie, ujmują się bezpośrednio w innych całkowitych dochodach, a nieefektywną część ujmują się w wyniku okresu.

Jeśli zabezpieczana planowana transakcja skutkuje następnie ujęciem składnika aktywów finansowych lub zobowiązania finansowego, związane z nią zyski lub straty, które były ujęte bezpośrednio w innych całkowitych dochodach, przenosi się do sprawozdania z całkowitych dochodów w tym samym okresie, albo w okresach, w których nabyty składnik aktywów lub przyjęte zobowiązanie mają wpływ na zysk lub stratę.

Jeśli zabezpieczenie planowanej transakcji skutkuje następnie ujęciem składnika aktywów niefinansowych lub zobowiązania niefinansowego, albo planowana transakcja związana ze składnikiem aktywów niefinansowych lub zobowiązaniem niefinansowym staje się uprawdopodobnionym przyszłym zobowiązaniem, do którego będzie się stosować zabezpieczenie wartości godziwej, wtedy zyski lub straty, które były ujęte bezpośrednio w innych całkowitych dochodach, są wyłączone i włącza się je do kosztu nabycia lub do innej wartości bilansowej składnika aktywów lub zobowiązania.

Zyski lub straty powstałe w wyniku zmian wartości godziwej instrumentów pochodnych, które nie spełniają warunków umożliwiających stosowanie zasad rachunkowości zabezpieczeń, są ujmowane bezpośrednio w wyniku finansowym netto za bieżący okres.

Grupa zaprzestaje stosowania zasad rachunkowości zabezpieczeń, gdy instrument zabezpieczający wygaśnie lub został sprzedany, jego wykorzystanie dobiegło końca lub nastąpiła jego realizacja, bądź gdy zabezpieczenie przestało spełniać warunki umożliwiające stosowanie wobec niego zasad rachunkowości zabezpieczeń. W takim przypadku łączny zysk lub strata na instrumencie zabezpieczającym, które były początkowo ujęte w innych całkowitych dochodach, są nadal wykazywane w innych całkowitych dochodach aż do momentu wystąpienia prognozowanej transakcji. Jeżeli Grupa przestała spodziewać się, że prognozowana transakcja nastąpi, wówczas ujęte w innych całkowitych dochodach łączny zysk lub strata netto są odnoszone na wynik finansowy za bieżący okres.

11.14. Pozostałe aktywa niefinansowe

Grupa ujmuje jako pozostałe aktywa niefinansowe rozliczenia międzyokresowe, jeżeli spełnione są następujące warunki:

- wynikają one z przeszłych zdarzeń – poniesienie wydatku na cel operacyjny jednostek,
- ich wysokość można wiarygodnie określić,
- spowodują w przyszłości wpływ do jednostek korzyści ekonomicznych,
- dotyczą przyszłych okresów sprawozdawczych.

Rozliczenia międzyokresowe ustalane są w wysokości poniesionych wiarygodnie ustalonych wydatków, jakie dotyczą przyszłych okresów i spowodują w przyszłości wpływ do jednostek korzyści ekonomicznych.

Odpisy czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów mogą następować stosownie do upływu czasu lub wielkości świadczeń. Czas i sposób rozliczenia uzasadniony jest charakterem rozliczanych kosztów, z zachowaniem zasady ostrożności.

Grupa na koniec okresu sprawozdawczego dokonuje weryfikacji czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów w celu sprawdzenia, czy stopień pewności co do osiągnięcia korzyści ekonomicznych przez jednostkę po upływie bieżącego okresu obrotowego jest wystarczający, aby można było daną pozycję wykazać jako składnik aktywów.

W ciągu okresu sprawozdawczego przedmiotem rozliczeń międzyokresowych są między innymi:

- koszty ubezpieczeń majątkowych,
- koszty opłat bieżących za wieczyste użytkowanie gruntów,
- podatek od nieruchomości,
- koszty przygotowania produkcji w kopalniach węgla kamiennego, obejmujące w szczególności koszty zbrojenia ścian wydobywczych oraz koszty drążenia eksploatacyjnych wyrobisk chodnikowych nie zaliczanych do rzeczowych aktywów trwałych,
- odpisy na fundusz świadczeń socjalnych,
- prenumeraty,
- inne koszty dotyczące następnych okresów sprawozdawczych.

Do pozostałych aktywów niefinansowych zaliczane są w szczególności należności z tytułu rozliczeń publicznoprawnych (z wyjątkiem rozliczeń z tytułu CIT, które są prezentowane w oddzielnej pozycji sprawozdania z sytuacji finansowej), nadwyżka aktywów nad zobowiązaniami ZFSS oraz zaliczki przekazane z tytułu przyszłych zakupów rzeczowych aktywów trwałych, wartości niematerialnych oraz zapasów. Zaliczki są prezentowane zgodnie z charakterem aktywów, do jakich się odnoszą – odpowiednio jako aktywa trwałe lub obrotowe. Jako aktywa niepieniężne zaliczki nie podlegają dyskontowaniu.

11.15. Zapasy

Do zapasów zalicza się:

- aktywa przeznaczone do sprzedaży w toku zwykłej działalności gospodarczej,
- będące w trakcie produkcji w celu sprzedaży, lub
- mające postać materiałów lub surowców zużywanych w procesie produkcyjnym lub w trakcie świadczenia usług.

W ramach zapasów wykazuje się również prawa do emisji oraz świadectwa pochodzenia nabyte lub otrzymane z tytułu produkcji energii ze źródeł odnawialnych, gazowych oraz kogeneracji, które są przeznaczone do sprzedaży.

Zapasy są wyceniane według niższej z dwóch wartości: ceny nabycia lub kosztu wytworzenia i możliwej do uzyskania ceny sprzedaży netto.

Koszty poniesione na doprowadzenie każdego składnika zapasów do jego aktualnego miejsca i stanu są ujmowane w wartości zapasów. Wartość zapasów ustalana jest w następujący sposób:

Materiały	– w cenie nabycia ustaloną metodą „średniej ważonej”,
Produkty gotowe i produkty w toku	– koszt bezpośrednich materiałów i robocizny oraz odpowiedni narzut pośrednich kosztów produkcji ustalony przy założeniu normalnego wykorzystania mocy produkcyjnych, z wyłączeniem kosztów finansowania zewnętrznego,
Towary	– w cenie nabycia ustaloną metodą „średniej ważonej”.

Świadectwa pochodzenia energii otrzymane nieodpłatnie z tytułu produkcji w źródłach odnawialnych, gazowych i kogeneracji wykazywane są według wartości godziwej z dnia, w którym ich przyznanie stało się pewne.

Stosowane do wyceny na dzień bilansowy ceny nabycia nie mogą być wyższe od ceny sprzedaży netto tych składników możliwej do uzyskania. Przez cenę sprzedaży netto możliwą do uzyskania rozumie się różnicę między szacowaną ceną sprzedaży dokonywanej w toku zwykłej działalności gospodarczej a szacowanymi kosztami ukończenia i kosztami niezbędnymi do doprowadzenia sprzedaży do skutku.

11.16. Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności

Należności z tytułu dostaw i usług są ujmowane i wykazywane według kwot pierwotnie zafakturowanych, z wyjątkiem sytuacji, gdy wpływ wartości pieniądza w czasie jest istotny, z uwzględnieniem odpisu na utratę wartości.

Odpisy aktualizujące wartość należności zalicza się odpowiednio do kosztów operacyjnych lub do kosztów finansowych – zależnie od rodzaju należności, której dotyczy odpis.

W przypadku, gdy wpływ wartości pieniądza w czasie jest istotny, wartość należności jest ustalana poprzez zdyskontowanie prognozowanych przyszłych przepływów pieniężnych do wartości bieżącej, przy zastosowaniu stopy dyskontowej odzwierciedlającej aktualne oceny rynkowe wartości pieniądza w czasie. Wycena należności związana z odwracaniem dyskonta w związku z upływem czasu jest ujmowana jako przychody finansowe.

11.17. Środki pieniężne i ekwiwalenty środków pieniężnych

Środki pieniężne i lokaty krótkoterminowe wykazane w sprawozdaniu z sytuacji finansowej obejmują w szczególności środki pieniężne w banku i w kasie oraz lokaty krótkoterminowe o pierwotnym okresie zapadalności nieprzekraczającym trzech miesięcy.

Saldo środków pieniężnych i ich ekwiwalentów wykazane w skonsolidowanym rachunku przepływów pieniężnych składa się z określonych powyżej środków pieniężnych i ich ekwiwalentów. W przypadku występowania kredytów w rachunkach bieżących stanowiących element zarządzania gotówką, z uwzględnieniem zapisów MSR 7, saldo środków pieniężnych prezentuje się w rachunku przepływów pieniężnych po pomniejszeniu o niespłacone kredyty w rachunkach bieżących.

11.18. Kapitał podstawowy

Kapitał podstawowy w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym wykazuje się w wysokości określonej w statucie i wpisanej w rejestrze sądowym jednostki dominującej. Zadeklarowane, lecz nie wniesione wkłady kapitałowe ujmuje się jako należne wkłady na poczet kapitału – jako wielkość ujemną. Akcje własne ujmuje się jako odrębną kategorię kapitału własnego ze znakiem ujemnym.

11.19. Rezerwy

Grupa tworzy rezerwy wówczas, gdy na Grupie ciąży istniejący obowiązek (prawny lub zwyczajowo oczekiwany) wynikający ze zdarzeń przeszłych i gdy prawdopodobne jest, że wypełnienie tego obowiązku spowoduje konieczność wypływu korzyści ekonomicznych oraz można dokonać wiarygodnego oszacowania kwoty tego zobowiązania. Jeżeli Grupa spodziewa się, że koszty objęte rezerwą zostaną zwrócone, na przykład na mocy umowy ubezpieczenia, wówczas zwrot ten jest ujmowany jako odrębny składnik aktywów, ale tylko wtedy, gdy jest rzeczą praktycznie pewną, że zwrot ten rzeczywiście nastąpi. Koszty dotyczące danej rezerwy są wykazane w zysku lub stracie po pomniejszeniu o wszelkie zwroty.

Utworzone rezerwy zalicza się odpowiednio do kosztów operacyjnych, pozostałych kosztów operacyjnych, kosztów finansowych, zależnie od okoliczności, z którymi przyszłe zobowiązania się wiążą.

Jeżeli skutek zmiany wartości pieniądza w czasie jest istotny, kwota rezerwy odpowiada bieżącej wartości nakładów, które, jak się oczekuje, będą niezbędne do wypełnienia tego obowiązku.

Stopę dyskontową ustala się przed opodatkowaniem, czyli odzwierciedla ona bieżącą ocenę rynku odnośnie wartości pieniądza w czasie oraz ryzyko związane konkretnie z danym składnikiem zobowiązań. Stopy dyskontowej nie obciąża ryzyko, o które skorygowano szacunki przyszłych przepływów pieniężnych. Jeżeli zastosowana została metoda polegająca na dyskontowaniu, zwiększenie rezerwy w związku z upływem czasu jest ujmowane jako koszty finansowe.

W szczególności Grupa utworzyła następujące tytuły rezerw:

- *rezerwy na świadczenia pracownicze po okresie zatrudnienia oraz nagrody jubileuszowe*

Zgodnie z zakładowymi systemami wynagradzania pracownicy spółek Grupy mają prawo do następujących świadczeń:

- odpraw emerytalno-rentowych – wypłacanych jednorazowo, w momencie przejścia na emeryturę/rentę,
- nagród jubileuszowych – wypłacanych pracownikom po przepracowaniu określonej liczby lat,
- deputatów węglowych – wydawanych w określonej ilości w naturze lub wypłacanych w formie ekwiwalentu pieniężnego,
- ekwiwalentu pieniężnego wynikającego z taryfy pracowniczej dla pracowników przemysłu energetycznego,
- odpraw pośmiertnych,
- świadczeń z Zakładowego Funduszu Świadczeń Socjalnych po okresie zatrudnienia.

Wartość bieżąca tych zobowiązań na każdy dzień bilansowy jest obliczana przez niezależnego aktuarium. Naliczone zobowiązania są równe zdyskontowanym płatnościom, które w przyszłości zostaną dokonane, z uwzględnieniem rotacji zatrudnienia i dotyczą okresu do dnia bilansowego. Informacje demograficzne oraz informacje o rotacji zatrudnienia oparte są o dane historyczne.

W zakresie świadczeń po okresie zatrudnienia Grupa rozlicza zyski i straty aktuarialne zgodnie z wymogami MSR 19, przy użyciu tzw. „metody korytarzowej”. Zgodnie z tą metodą, ustalając zobowiązanie z tytułu określonych świadczeń, Spółka ujmuje część zysków i strat aktuarialnych jako przychody lub koszty, jeśli wartość netto skumulowanych nie ujętych zysków i strat aktuarialnych na koniec poprzedniego okresu sprawozdawczego przekracza 10% wartości bieżącej zobowiązania z tytułu określonych świadczeń na ten dzień. Część zysków i strat aktuarialnych, przekraczających tak określony limit, jest ujmowana w wyniku okresu w wysokości równej ilorazowi nadwyżki wymienionej powyżej i przewidywanego średniego, pozostałego okresu zatrudnienia pracowników Spółki.

- *rezerwa na koszty likwidacji zakładów górniczych*

Rezerwa na koszty likwidacji zakładów górniczych ustalana jest w oparciu o szacunki przyszłych kosztów likwidacji opracowywane przez niezależnych ekspertów z uwzględnieniem dyskonta oraz salda tworzonego zgodnie z odrębnymi przepisami Funduszu Likwidacji Zakładów Górniczych. W odniesieniu do kopalń węgla kamiennego rezerwa ujmowana jest drugostronnie zgodnie z MSR 16 jako składnik wartości środków trwałych zakładu górniczego, a zmiany szacunków ujmowane są zgodnie z interpretacją KIMSF 1, tj. jako korekty salda rezerwy oraz skapitalizowanych przyszłych kosztów likwidacji zakładów górniczych.

- *rezerwa na koszty likwidacji szkód górniczych*

Rezerwę ustala się na podstawie zgłoszonych i udokumentowanych roszczeń z tego tytułu. Grupie nie jest znana metoda, pozwalająca na dokonanie wiarygodnego szacunku szkód górniczych, które pojawić się mogą w przyszłości, jako skutek bieżącej działalności wydobywczej.

- *rezerwa na likwidację składników rzeczowych aktywów trwałych*

Rezerwę ustala się z uwzględnieniem zasad określonych w MSR 16 i MSR 37 oraz KIMSF 1.

- *rezerwa z tytułu obowiązku przedstawienia świadectw pochodzenia energii*

Rezerwę z tytułu obowiązku przedstawienia świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych do umorzenia ujmuje się:

- w części pokrytej posiadanymi na dzień bilansowy świadectwami pochodzenia – w wartości posiadanych świadectw,
- w części niepokrytej posiadanymi na dzień bilansowy świadectwami pochodzenia – w wartości rynkowej świadectw niezbędnych do spełnienia obowiązku na dzień bilansowy.

Rezerwa tworzona jest w ciężar kosztów operacyjnych.

- *rezerwa na zobowiązania z tytułu emisji gazów*

Rezerwa na zobowiązania z tytułu emisji gazów objętych systemem uprawnień do emisji jest tworzona tylko wówczas, gdy rzeczywista emisja produkcji pokazuje niedobór uprawnień do emisji w odniesieniu do uprawnień przyznanych na cały okres rozliczeniowy.

Rezerwa tworzona jest w ciężar kosztów operacyjnych metodą zobowiązań netto w wysokości:

- w części pokrytej posiadanymi na dzień bilansowy uprawnieniami – w wartości posiadanych uprawnień, tzn. zakupionych po wartości bilansowej, otrzymanych w wartości zerowej,
- w części niepokrytej posiadanymi na dzień bilansowy uprawnieniami – w wartości niższej z wartości rynkowej uprawnień niezbędnych do spełnienia obowiązku na dzień bilansowy i ewentualnej kary.

- *pozostałe rezerwy Grupa prezentuje w wiarygodnie oszacowanej, bieżącej wartości przyszłych zobowiązań.*

11.20. Płatności w formie akcji własnych

Płatności w formie akcji to transfer instrumentów kapitałowych jednostki lub ich ekwiwalentów dokonany przez nią lub jej akcjonariuszy na rzecz stron trzecich (również pracowników), które dostarczyły do danej spółki towary lub usługi, chyba że transfer ten jest dokonany w innym celu niż zapłata za towary i usługi dostarczone do jednostki.

Grupa ujmuje dobra lub usługi otrzymane bądź nabyte w ramach transakcji płatności w formie akcji rozliczanych w instrumentach kapitałowych oraz odpowiadający im wzrost w kapitale własnym w momencie, gdy otrzymuje te dobra lub usługi. Jeśli dobra lub usługi otrzymane lub nabyte w ramach transakcji płatności w formie akcji nie kwalifikują się do ujęcia jako aktywa, jednostka ujmuje je jako koszt.

Grupa wycenia otrzymane dobra lub usługi i odpowiadający im wzrost w kapitale własnym w wartości godziwej otrzymanych dóbr lub usług, chyba że niemożliwe jest wiarygodne oszacowanie ich wartości godziwej. Jeżeli Grupa nie może wiarygodnie oszacować wartości godziwej otrzymanych dóbr lub usług, określa ich wartość oraz odpowiadający im wzrost w kapitale własnym w sposób pośredni poprzez odniesienie do wartości godziwej przyznanych instrumentów kapitałowych.

Jednostki rozpoznają koszt wynagrodzenia na rzecz pracowników w postaci akcji przez okres od dnia przyznania do daty nabycia praw do akcji. Wysokość kosztu ocenia się na podstawie wartości godziwej i dokonuje się wyceny na dzień przyznania instrumentów. Z uwagi na fakt, że wartości godziwej świadczeń pracowników nie da się zwykle bezpośrednio ocenić, należy wyliczyć wartość godziwej przyznanych instrumentów kapitałowych. Jeśli wynagrodzenie w akcjach jest obwarowane warunkami rynkowymi, w szacunku wartości godziwej przyznanych praw na dzień ich przyznania należy uwzględnić prawdopodobieństwo wystąpienia warunków rynkowych. Warunki dotyczące osiągniętych wyników i świadczonych usług nie oparte na warunkach rynkowych nie są uwzględniane w wartości godziwej ustalonej na dzień przyznania opcji. Początkowy koszt ocenia się na podstawie przewidywanej liczby akcji, do których beneficjenci ostatecznie nabydą prawa, uwzględniając prawdopodobieństwo wystąpienia warunków innych niż rynkowe. Następnie koryguje się go w okresie nabywania praw do akcji, jeżeli faktyczne wyniki są inne od przewidywanych.

Płatności w formie akcji własnych wynikające z uprawnienia pracowników do nieodpłatnego nabycia akcji spółek na podstawie ustawy z dnia 30 sierpnia 1996 roku o komercjalizacji i prywatyzacji przedsiębiorstw państwowych ujmowane są zgodnie z powyższymi zasadami przez okres od daty komercjalizacji i powstania danej spółki zależnej do daty przydziału akcji.

11.21. Podział zysku na cele pracownicze oraz fundusze specjalne

Podział wypracowanego zysku na powiększenie Zakładowego Funduszu Świadczeń Socjalnych lub nagrody z zysku dla pracowników klasyfikowane są jako koszty operacyjne roku, za który dokonano podziału zysku.

11.22. Kredyty i pożyczki

W momencie początkowego ujęcia wszystkie kredyty bankowe, pożyczki i papiery dłużne są ujmowane według wartości godziwej pomniejszonej o koszty związane z uzyskaniem kredytu lub pożyczki.

Po początkowym ujęciu oprocentowane kredyty, pożyczki i papiery dłużne są wyceniane według zamortyzowanego kosztu, przy zastosowaniu metody efektywnej stopy procentowej.

Przy ustalaniu zamortyzowanego kosztu uwzględnia się koszty związane z uzyskaniem kredytu lub pożyczki oraz dyskonta lub premie uzyskane w związku ze zobowiązaniem.

Przychody i koszty są ujmowane w wyniku okresu z chwilą usunięcia zobowiązania ze sprawozdania z sytuacji finansowej, a także w wyniku rozliczenia metodą efektywnej stopy procentowej.

11.23. Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania finansowe

Zobowiązania krótkoterminowe z tytułu dostaw i usług wykazywane są w kwocie wymagającej zapłaty. Do pozostałych zobowiązań finansowych zalicza się zobowiązania z tytułu wynagrodzeń, które wyceniane są w kwocie wymagającej zapłaty.

Zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy obejmują zobowiązania finansowe przeznaczone do obrotu oraz zobowiązania finansowe pierwotnie zakwalifikowane, ze względu na spełnienie określonych warunków, do kategorii wycenianych do wartości godziwej przez wynik finansowy.

Zobowiązania finansowe są klasyfikowane jako przeznaczone do obrotu, jeżeli zostały nabyte dla celów sprzedaży w niedalekiej przyszłości. Instrumenty pochodne, włączając wydzielone instrumenty wbudowane, są również klasyfikowane jako przeznaczone do obrotu, chyba że są uznane za efektywne instrumenty zabezpieczające. Zobowiązania finansowe mogą być przy pierwotnym ujęciu zakwalifikowane do kategorii wycenianych w wartości godziwej przez wynik finansowy, jeżeli poniższe kryteria są spełnione: (i) taka kwalifikacja eliminuje lub znacząco obniża niespójność traktowania, gdy zarówno wycena, jak i zasady rozpoznawania strat lub zysków podlegają innym regulacjom; lub (ii) zobowiązania są częścią grupy zobowiązań finansowych, które są zarządzane i oceniane w oparciu o wartość godziwą, zgodnie z udokumentowaną strategią zarządzania ryzykiem; lub (iii) zobowiązania finansowe zawierają wbudowane instrumenty pochodne, które powinny być oddzielnie ujmowane.

Zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy są wyceniane w wartości godziwej, uwzględniając ich wartość rynkową na dzień bilansowy bez uwzględnienia kosztów transakcji sprzedaży. Zmiany w wartości godziwej tych instrumentów są ujmowane w wyniku okresu jako koszty lub przychody finansowe.

Inne zobowiązania finansowe, niebędące instrumentami finansowymi wycenianymi w wartości godziwej przez wynik finansowy, są wyceniane według zamortyzowanego kosztu przy użyciu metody efektywnej stopy procentowej.

Grupa wyłącza ze swojego sprawozdania z sytuacji finansowej zobowiązanie finansowe, gdy zobowiązanie wygasło – to znaczy, kiedy obowiązek określony w umowie został wypełniony, umorzony lub wygasł. Zastąpienie dotychczasowego instrumentu dłużnego przez instrument o zasadniczo różnych warunkach dokonywane pomiędzy tymi samymi podmiotami Grupa ujmuje jako wygaśnięcie pierwotnego zobowiązania finansowego i ujęcie nowego zobowiązania finansowego. Podobnie znaczące modyfikacje warunków umowy dotyczącej istniejącego zobowiązania finansowego Grupa ujmuje jako wygaśnięcie pierwotnego i ujęcie nowego zobowiązania finansowego. Powstające z tytułu zamiany różnice odnośnych wartości bilansowych wykazuje się w zysku lub stracie.

11.24. Pozostałe zobowiązania niefinansowe

Pozostałe zobowiązania niefinansowe obejmują w szczególności zobowiązania z tytułu podatku od towarów i usług, inne zobowiązania o charakterze publicznoprawnym (z wyjątkiem zobowiązań z tytułu podatku dochodowego od osób prawnych ujmowanego w odrębnej pozycji sprawozdania z sytuacji finansowej), nadwyżkę zobowiązań nad aktywami ZFŚS oraz zobowiązania z tytułu otrzymanych zaliczek, które będą rozliczone poprzez dostawę towarów, usług lub środków trwałych. Pozostałe zobowiązania niefinansowe ujmowane są w kwocie wymagającej zapłaty.

11.25. Rozliczenia międzyokresowe przychodów

Jako rozliczenia międzyokresowe przychodów ujmowane są w szczególności otrzymane opłaty przyłączeniowe z tytułu przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej, równowartość nieodpłatnie otrzymanej infrastruktury przyłączeniowej oraz otrzymane dotacje na wytworzenie lub nabycie składników majątku trwałego. Ujmowanie przychodów z tych tytułów następuje równoległe do amortyzacji powiązanych z nimi składników majątkowych.

11.26. Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych

Ustawa z dnia 4 marca 1994 r. o zakładowym funduszu świadczeń socjalnych z późniejszymi zmianami stanowi, że Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych („Fundusz”) tworzą pracodawcy zatrudniający powyżej 20 pracowników na pełne etaty. Jednostki wchodzące w skład Grupy tworzą taki fundusz i dokonują okresowych odpisów. Celem Funduszu jest subsydiowanie działalności socjalnej Grupy, pożyczek udzielonych jej pracownikom oraz pozostałych kosztów socjalnych.

Jednostki wchodzące w skład Grupy skompensowały aktywa Funduszu ze swoimi zobowiązaniami wobec Funduszu, ponieważ aktywa te nie stanowią oddzielnych aktywów Grupy.

11.27. Prawa do emisji gazów

Prawa do emisji gazów objętych systemem uprawnień do emisji otrzymane na podstawie Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień prezentowane są w wartości nominalnej, tzn. wartości zerowej. Zakupione dodatkowo uprawnienia do emisji wyceniane są w cenie nabycia pomniejszonej o ewentualne odpisy z tytułu utraty wartości, uwzględniając wartość rezydualną tych praw w odniesieniu do praw przeznaczonych na potrzeby własne Grupy i prezentowane są jako inne wartości niematerialne. Prawa do emisji nabyte w celach handlowych prezentowane są jako zapasy.

Rezerwa na zobowiązania z tytułu emisji gazów jest tworzona tylko wówczas, gdy rzeczywista emisja pokazuje niedobór uprawnień do emisji w całym okresie rozliczeniowym.

11.28. Leasing

Grupa jako leasingobiorca

Umowy leasingu finansowego, które przenoszą na Grupę zasadniczo całe ryzyko i korzyści wynikające z posiadania przedmiotu leasingu, są ujmowane w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na dzień rozpoczęcia leasingu według niższej z następujących dwóch wartości: wartości godziwej środka trwałego stanowiącego przedmiot leasingu lub wartości bieżącej minimalnych opłat leasingowych. Opłaty leasingowe są rozdzielane pomiędzy koszty finansowe i zmniejszenie salda zobowiązania z tytułu leasingu, w sposób umożliwiający uzyskanie stałej stopy odsetek od pozostałego do spłaty zobowiązania. Koszty finansowe są ujmowane bezpośrednio w ciężar wyniku okresu.

Zasady amortyzacji aktywów będących przedmiotem leasingu powinny być spójne z zasadami stosowanymi przy amortyzacji aktywów będących własnością jednostki. Przy braku wystarczającej pewności, że leasingobiorca uzyska tytuł własności przed końcem okresu leasingu, dany składnik aktywów umarza się przez krótszy z dwóch okresów: okres leasingu lub okres użytkowania.

Umowy leasingowe, zgodnie z którymi leasingodawca zachowuje zasadniczo całe ryzyko i wszystkie korzyści wynikające z posiadania przedmiotu leasingu, zaliczane są do umów leasingu operacyjnego. Opłaty leasingowe z tytułu leasingu operacyjnego oraz późniejsze raty leasingowe ujmowane są jako koszty metodą liniową przez okres trwania leasingu.

11.29. Podatki

Podatek bieżący

Podatek dochodowy wykazany w wyniku okresu obejmuje rzeczywiste obciążenie podatkowe za dany okres sprawozdawczy, ustalone przez jednostki Grupy zgodnie z obowiązującymi przepisami ustawy o podatku dochodowym od osób prawnych ewentualne korekty rozliczeń podatkowych za lata ubiegłe oraz zmianę stanu aktywa z tytułu podatku odroczonego oraz rezerwy na podatek odroczonego nie rozliczaną z kapitałem własnym.

Podatek odroczonego

W związku z przejściowymi różnicami między wykazywaną w księgach rachunkowych wartością aktywów i zobowiązań a ich wartością podatkową oraz stratą podatkową możliwą do odliczenia w przyszłości, jednostka tworzy rezerwę i ustala aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego.

Rezerwę z tytułu odroczonego podatku dochodowego tworzy się w odniesieniu do wszystkich dodatnich różnic przejściowych, z wyjątkiem przypadków, gdy rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego wynika z:

- początkowego ujęcia wartości firmy albo składnika aktywów lub zobowiązań w ramach transakcji nie będącej połączeniem jednostek gospodarczych, zaś w momencie transakcji nie ma ona wpływu ani na wynik finansowy brutto, ani na dochód do opodatkowania (stratę podatkową), oraz
- dodatnich różnic przejściowych związanych z inwestycjami w jednostkach zależnych, jednostkach stowarzyszonych i udziałami we wspólnych przedsięwzięciach, w przypadku których możliwe jest kontrolowanie terminu odwracania się różnic przejściowych i prawdopodobne jest, że różnice przejściowe nie ulegną odwróceniu w możliwej do przewidzenia przyszłości.

Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego ujmuje się w odniesieniu do wszystkich ujemnych różnic przejściowych do wysokości, do której jest prawdopodobne, iż osiągnięty zostanie dochód do opodatkowania, który pozwoli na potrącenie ujemnych różnic przejściowych, z wyjątkiem:

- przypadków, gdy składnik aktywów z tytułu odroczonego podatku dochodowego wynika z początkowego ujęcia składnika aktywów lub zobowiązań w ramach transakcji nie będącej połączeniem jednostek gospodarczych, zaś w momencie transakcji nie ma ona wpływu ani na wynik finansowy brutto, ani na dochód do opodatkowania (stratę podatkową), oraz
- ujemnych różnic przejściowych związanych z inwestycjami w jednostkach zależnych, jednostkach stowarzyszonych i udziałami we wspólnych przedsięwzięciach, w przypadku których aktywa z tytułu odroczonego podatku ujmuje się tylko w takim zakresie,

w jakim prawdopodobne jest, że różnice przejściowe ulegną odwróceniu w możliwej do przewidzenia przyszłości oraz dostępny będzie dochód do opodatkowania, który pozwoli na zrealizowanie ujemnych różnic przejściowych.

Wartość bilansową składnika aktywów z tytułu odroczonego podatku dochodowego weryfikuje się na każdy dzień bilansowy. Grupa obniża wartość bilansową składnika aktywów z tytułu odroczonego podatku dochodowego w zakresie, w jakim nie jest prawdopodobne osiągnięcie dochodu do opodatkowania wystarczającego do częściowego lub całkowitego zrealizowania składnika aktywów z tytułu odroczonego podatku dochodowego. Nieujęte aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego podlegają weryfikacji na każdy dzień bilansowy i ujmowane są w takim zakresie, w jakim prawdopodobne staje się, że przyszły dochód do opodatkowania pozwoli na ich zrealizowanie.

Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego ustala się w wysokości kwoty przewidzianej w przyszłości do odliczenia od podatku dochodowego, w związku z ujemnymi różnicami przejściowymi, które spowodują w przyszłości zmniejszenie podstawy obliczenia podatku dochodowego oraz straty podatkowej możliwej do odliczenia, ustalonej przy uwzględnieniu zasady ostrożności. Aktywa z tytułu podatku dochodowego wykazywane są tylko wtedy, gdy ich realizacja jest prawdopodobna.

Rezerwę z tytułu odroczonego podatku dochodowego tworzy się w wysokości kwoty podatku dochodowego, wymagającej w przyszłości zapłaty, w związku z występowaniem dodatnich różnic przejściowych, to jest różnic, które spowodują zwiększenie podstawy obliczenia podatku dochodowego w przyszłości.

Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego i rezerwy z tytułu odroczonego podatku dochodowego wycenia się z zastosowaniem stawek podatkowych, które według przewidywań będą stosowane, gdy składnik aktywów zostanie zrealizowany lub rezerwa rozwiązana, przyjmując stawki podatkowe (i przepisy podatkowe), które obowiązywały prawnie lub co do których proces legislacyjny zasadniczo się zakończył na dzień bilansowy.

Podatek dochodowy dotyczący pozycji ujmowanych bezpośrednio w kapitale własnym jest ujmowany w kapitale własnym, a nie w zysku lub stracie.

Grupa kompensuje ze sobą aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego z rezerwami z tytułu odroczonego podatku dochodowego wtedy i tylko wtedy, gdy posiada możliwy do wyegzekwowania tytuł prawny do przeprowadzenia kompensat należności ze zobowiązaniami z tytułu bieżącego podatku i odroczonego podatku dochodowy ma związek z tym samym podatnikiem i tym samym organem podatkowym.

Podatek od towarów i usług

Przychody, koszty, aktywa i zobowiązania są ujmowane po pomniejszeniu o wartość podatku od towarów i usług, z wyjątkiem:

- gdy podatek od towarów i usług zapłacony przy zakupie aktywów lub usług nie jest możliwy do odzyskania od organów podatkowych, wtedy jest on ujmowany odpowiednio jako część ceny nabycia składnika aktywów lub jako część pozycji kosztowej, oraz
- należności i zobowiązań, które są wykazywane z uwzględnieniem kwoty podatku od towarów i usług.

Kwota netto podatku od towarów i usług możliwa do odzyskania lub należna do zapłaty na rzecz organów podatkowych jest ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej jako część należności lub zobowiązań.

11.30. Przychody

Przychody są ujmowane w takiej wysokości, w jakiej jest prawdopodobne, że Grupa uzyska korzyści ekonomiczne związane z daną transakcją oraz gdy kwotę przychodów można wycenić w wiarygodny sposób. Przychody są rozpoznawane w wartości godziwej zapłaty otrzymanej bądź należnej, po pomniejszeniu o podatek od towarów i usług (VAT) i podatek akcyzowy i inne podatki od sprzedaży lub opłaty oraz rabaty i upusty. Przy ujmowaniu przychodów obowiązują również kryteria przedstawione poniżej.

Przychody ze sprzedaży towarów i produktów

Przychody są ujmowane, jeżeli znaczące ryzyko i korzyści wynikające z prawa własności do towarów i produktów zostały przekazane nabywcy oraz gdy kwotę przychodów można wycenić w wiarygodny sposób, a koszty poniesione można wiarygodnie oszacować.

Do przychodów zalicza się kwoty należne za sprzedane wyroby gotowe, towary, materiały oraz pozostałe usługi dotyczące działalności podstawowej ustalone w oparciu o cenę netto, po skorygowaniu o udzielone rabaty i upusty oraz o podatek akcyzowy.

Do przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej zalicza się również wartość rekompensaty z tytułu kosztów osieroconych. Przychód z tytułu rekompensat ujmowany jest sukcesywnie do wypracowanych praw do rekompensat do końca okresu ich obowiązywania. Na każdy moment ujmowania przychodu Grupa określa wskaźnik szacowanych kosztów osieroconych do łącznej sumy otrzymanych, zwróconych i oczekiwanych zdyskontowanych zaliczek rocznych (w tym dotychczas otrzymanych zaliczek rocznych). Kwota przychodu za dany rok obrotowy stanowi iloczyn wskaźnika i kwot otrzymanych dotychczas zaliczek skorygowanych o korekty roczne, pomniejszonych o ujęte w poprzednich latach przychody z tytułu rekompensat.

Przychody ze sprzedaży usług

Przychody z wykonania niezakończonych usług długoterminowej w okresie od dnia zawarcia umowy do dnia bilansowego – po odliczeniu przychodów, które wpłynęły na wynik finansowy w ubiegłych okresach sprawozdawczych – ustala się proporcjonalnie do stopnia

jej realizacji, jeżeli stopień ten można ustalić w sposób wiarygodny. W zależności od rodzaju transakcji stopień zaawansowania realizacji usługi można ustalić w oparciu o następujące metody:

- pomiary wykonanych prac,
- procentowe ujęcie wykonanych prac na dany dzień w stosunku do całości prac, które mają być wykonane lub
- stosunek kosztów poniesionych na dany dzień do całkowitych szacowanych kosztów niezbędnych do zrealizowania zlecenia. Do kosztów poniesionych na dany dzień zalicza się jedynie te koszty, które dotyczą usług wykonanych do tego dnia. Jedynie koszty dotyczące usług już wykonanych lub usług, które mają być wykonane, zalicza się do całkowitych szacowanych kosztów transakcji.

Jeżeli wyniku kontraktu nie można wiarygodnie oszacować, wówczas przychody uzyskiwane z tytułu tego kontraktu są ujmowane tylko do wysokości poniesionych kosztów, które jednostka spodziewa się odzyskać.

W przychodach ze sprzedaży usług Grupa prezentuje także przychody związane z działalnością dystrybucyjną oraz rozliczenia opłaty przyłączeniowej.

Przychody z tytułu nielegalnego pobrania energii z sieci energetycznej (elektrycznej lub ciepłej) ujmowane są w ramach podstawowej działalności operacyjnej Grupy.

Dotacje rządowe

Jeżeli istnieje uzasadniona pewność, że dotacja zostanie uzyskana oraz spełnione zostaną wszystkie związane z nią warunki, wówczas dotacje rządowe są ujmowane według ich wartości godziwej.

Jeżeli dotacja dotyczy danej pozycji kosztowej, wówczas jest ona ujmowana jako przychód w sposób współmierny do kosztów, które dotacja ta ma w zamierzeniu kompensować. Jeżeli dotacja dotyczy składnika aktywów, wówczas jej wartość godziwa jest ujmowana na koncie rozliczeń międzyokresowych przychodów, a następnie stopniowo, drogą równych odpisów rocznych, odpisywana w zysk lub stratę przez szacowany okres użytkowania związanego z nią składnika aktywów.

11.31. Koszty

Koszt własny sprzedaży

Do kosztu własnego sprzedaży zalicza się:

- koszt wytworzenia produktów poniesiony w danym okresie sprawozdawczym, skorygowany o zmianę stanu produktów (wyrobów gotowych, półproduktów oraz produkcji w toku) oraz skorygowany o koszt wytworzenia produktów na własne potrzeby,
- wartość sprzedanych towarów i materiałów wg cen nabycia,
- utworzenie odpisów aktualizujących wartość rzeczowych aktywów trwałych, wartości niematerialnych oraz należności,
- całość poniesionych w okresie sprawozdawczym kosztów sprzedaży i ogólnego zarządu (wykazywane jako zysk lub strata).

Koszty wytworzenia, które można bezpośrednio przyporządkować przychodom osiągniętym przez jednostki, wpływają na wynik finansowy jednostek za ten okres sprawozdawczy, w którym przychody te wystąpiły.

Koszty wytworzenia, które można jedynie w sposób pośredni przyporządkować przychodom lub innym korzyściom osiąganym przez jednostki, wpływają na wynik finansowy jednostek w części, w której dotyczą danego okresu sprawozdawczego, zapewniając ich współmierność do przychodów lub innych korzyści ekonomicznych z uwzględnieniem zasad wyceny środków trwałych oraz zapasów.

11.32. Pozostałe przychody i koszty operacyjne

Do pozostałych przychodów i kosztów operacyjnych zaliczane są w szczególności pozycje związane:

- ze zbyciem rzeczowych aktywów trwałych, wartości niematerialnych,
- z utworzeniem i rozwiązaniem rezerw, z wyjątkiem rezerw związanych z operacjami finansowymi lub odnoszonymi w koszty operacyjne,
- z przekazaniem lub otrzymaniem nieodpłatnie, w tym w drodze darowizny aktywów, w tym także środków pieniężnych,
- z odszkodowaniami, karami i grzywnami oraz innymi kosztami nie związanymi ze zwykłą działalnością.

11.33. Przychody i koszty finansowe

Przychody i koszty finansowe obejmują w szczególności przychody i koszty dotyczące:

- zbycia aktywów finansowych,
- aktualizacji wartości instrumentów finansowych, z wyłączeniem aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży, których skutki przeszacowania odnoszone są na kapitał z aktualizacji wyceny,
- przychodów z tytułu udziału w zyskach innych jednostek,

- odsetek,
- koszty odsetek dla wyceny świadczeń pracowniczych zgodnie z MSR 19,
- zmian w wysokości rezerwy wynikających z faktu przybliżania się terminu poniesienia kosztu (efekt odwracania dyskonta),
- różnic kursowych będących wynikiem operacji wykonywanych w ciągu okresu sprawozdawczego oraz wycen bilansowych aktywów i zobowiązań na koniec okresu sprawozdawczego, z wyjątkiem różnic kursowych ujętych w wartości początkowej środka trwałego, w stopniu w jakim są uznawane za korektę kosztów odsetek oraz różnic kursowych z tytułu wyceny pozycji niepieniężnych zakwalifikowanych do portfela AFS,
- pozostałych pozycji związanych z działalnością finansową.

Jednostki kompensują przychody i koszty z tytułu różnic kursowych, jeżeli wynikają one z podobnych transakcji. Jeżeli różnice kursowe są istotne, a nie wynikają z podobnych transakcji, to jednostka analizuje, czy prezentować je oddzielnie.

Przychody i koszty z tytułu odsetek są ujmowane sukcesywnie w miarę ich narastania z uwzględnieniem metody efektywnej stopy procentowej w stosunku do wartości bilansowej netto danego instrumentu finansowego przy uwzględnieniu zasady istotności.

Dywidendy są ujmowane w momencie ustalenia praw akcjonariuszy lub udziałowców do ich otrzymania.

11.34. Wynik netto na akcję

Wynik netto na akcję dla każdego okresu jest obliczony poprzez podzielenie wyniku netto za dany okres, który przypada na zwykłych akcjonariuszy, przez średnią ważoną liczbę akcji zwykłych w danym okresie sprawozdawczym.

11.35. Rachunek przepływów pieniężnych

Rachunek przepływów pieniężnych sporządzany jest metodą pośrednią.

12. Informacje dotyczące segmentów działalności

Grupa prezentuje informacje dotyczące segmentów działalności zgodnie z MSSF 8 *Segmenty operacyjne* za bieżący oraz porównywalne okresy sprawozdawcze.

Organizacja i zarządzanie Grupą odbywają się w podziale na segmenty, uwzględniające rodzaj oferowanych wyrobów i usług. Każdy z segmentów stanowi strategiczną jednostkę gospodarczą, oferującą inne wyroby i obsługującą inne rynki.

Podział sprawozdawczości Grupy oparty jest na następujących segmentach operacyjnych:

- Segment Wydobycie, który obejmuje wydobycie węgla kamiennego. W Segmencie Wydobycie w ramach Grupy TAURON działa Południowy Koncern Węglowy S.A.,
- Segment Wytwarzanie, który obejmuje wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach konwencjonalnych, w tym w kogeneracji, jak również wytwarzanie energii elektrycznej przy współspalaniu biomasy i innej termicznie pozyskiwanej energii. W Segmencie Wytwarzanie w ramach Grupy TAURON działają Południowy Koncern Energetyczny S.A., Elektrownia Stalowa Wola S.A., Elektrociepłownia Tychy S.A. i Elektrociepłownia EC Nowa Sp. z o.o.,
- Segment Odnawialne Źródła Energii, który obejmuje wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych, z wyłączeniem wytwarzania energii przy współspalaniu biomasy i innej termicznie pozyskiwanej energii, które ze względu na specyfikę wytwarzania zostały umiejscowione w Segmencie Wytwarzanie. W Segmencie Odnawialnych Źródeł Energii w ramach Grupy TAURON działają TAURON Ekoenergia Sp. z o.o. i częściowo Enion Energia Sp. z o.o.,
- Segment Sprzedaży Energii i Pozostałych Produktów Rynku Energetycznego, który obejmuje handel hurtowy energią elektryczną, jak również obrót uprawnieniami do emisji i świadectwami pochodzenia oraz sprzedaż energii elektrycznej do krajowych odbiorców końcowych lub podmiotów dokonujących dalszej odsprzedaży energii elektrycznej. W tym segmencie w ramach Grupy TAURON działa TAURON Polska Energia S.A., Polska Energia Pierwsza Kompania Handlowa Sp. z o.o., Enion Energia Sp. z o.o. i EnergiaPro Gigawat Sp. z o.o.,
- Segment Dystrybucji, w ramach którego działają Enion S.A. i EnergiaPro S.A.

Oprócz powyższych głównych segmentów działalności Grupa TAURON prowadzi również działalność w innych obszarach, w tym w obszarze wytwarzania, dystrybucji i sprzedaży ciepła (PEC Katowice S.A., PEC w Dąbrowie Górniczej S.A.), w obszarze wydobycia kamienia, w tym kamienia wapiennego, na potrzeby energetyki, hutnictwa, budownictwa i drogownictwa oraz w obszarze produkcji sorbentów przeznaczonych do instalacji odsiarczania spalin metodą mokrą oraz do wykorzystania w kotłach fluidalnych (KW Czatkowice Sp. z o.o.).

Grupa rozlicza transakcje między segmentami w taki sposób, jakby dotyczyły one podmiotów niepowiązanych – przy zastosowaniu bieżących cen rynkowych.

Przychody z tytułu transakcji pomiędzy segmentami są eliminowane w procesie konsolidacji.

Aktywa segmentu nie zawierają podatku odroczonego, należności z tytułu podatku dochodowego oraz aktywów finansowych.

Zobowiązania segmentu nie zawierają podatku odroczonego, zobowiązania z tytułu podatku dochodowego oraz zobowiązań finansowych.

Nakłady inwestycyjne odpowiadają nabyciom rzeczowych aktywów trwałych, wartości niematerialnych i nieruchomości inwestycyjnych.

Dodatkowo Grupa prezentuje obszary geograficzne swojej działalności, które nie stanowią segmentów operacyjnych.

12.1. Segmenty operacyjne

W poniższych tabelach przedstawione zostały dane dotyczące przychodów i zysków oraz aktywów i zobowiązań poszczególnych segmentów operacyjnych Grupy za lata zakończone dnia 31 grudnia 2009 roku, dnia 31 grudnia 2008 roku i 31 grudnia 2007 roku.

Rok zakończony dnia 31 grudnia 2009	Wydobycie węgla kamiennego	Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej ze źródeł konwencjonalnych	Wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych	Dystrybucja energii elektrycznej	Sprzedaz energii elektrycznej i pozostałych produktów rynku energetycznego	Pozostałe	Pozycje nieprzyzpisane	Razem	Wyłączenia	Działalność ogółem
Przychody										
Sprzedaz na rzecz klientów zewnętrznych	485 940	1 232 884	42 173	798 434	10 578 633	495 509	-	13 633 573	-	13 633 573
Sprzedaz między segmentami	681 149	4 105 603	81 159	3 286 551	943 222	22 899	-	9 120 583	(9 120 583)	-
Przychody segmentu ogółem	1 167 089	5 338 487	123 332	4 084 985	11 521 855	518 408	-	22 754 156	(9 120 583)	13 633 573
Wynik										
Zysk/(strata) netto za rok obrotowy	147 031	677 144	55 141	94 572	301 837	6 579	(383 590)	898 714	-	898 714
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	(266 306)	(266 306)	-	(266 306)
Zysk/(strata) przed opodatkowaniem	147 031	677 144	55 141	94 572	301 837	6 579	(117 284)	1 165 020	-	1 165 020
Udział w wyniku jednostki stowarzyszonej	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Przychody (koszty) finansowe netto	-	-	-	-	-	-	(94 714)	(94 714)	-	(94 714)
Zysk/(strata) z działalności kontynuowanej przed opodatkowaniem i przychodami (kosztami) finansowymi	147 031	677 144	55 141	94 572	301 837	6 579	(22 570)	1 259 734	-	1 259 734
Koszty nieprzyzpisane	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Zysk/(strata) segmentu	147 031	677 144	55 141	94 572	301 837	6 579	(22 570)	1 259 734	-	1 259 734
Aktywa i zobowiązania										
Aktywa segmentu	1 042 195	9 578 454	567 080	7 766 790	1 958 249	847 236	-	21 760 004	-	21 760 004
Udział w jednostce stowarzyszonej	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aktywa nieprzyzpisane	-	-	-	-	-	-	400 165	400 165	-	400 165
Aktywa ogółem	1 042 195	9 578 454	567 080	7 766 790	1 958 249	847 236	400 165	22 160 169	-	22 160 169
Zobowiązania segmentu	445 667	1 137 399	16 899	1 749 290	1 286 757	109 812	-	4 745 824	-	4 745 824
Zobowiązania nieprzyzpisane	-	-	-	-	-	-	3 230 128	3 230 128	-	3 230 128
Zobowiązania ogółem	445 667	1 137 399	16 899	1 749 290	1 286 757	109 812	3 230 128	7 975 952	-	7 975 952
Pozostałe informacje dotyczące segmentu										
Nakłady inwestycyjne*	130 357	519 927	24 387	745 957	14 585	44 019	-	1 479 232	-	1 479 232
Amortyzacja	(106 006)	(503 580)	(21 260)	(630 837)	(4 273)	(55 262)	-	(1 321 218)	-	(1 321 218)
Odpisy na aktywa niefinansowe	(165)	(692)	(51)	3 887	(66)	(2 002)	-	911	-	911

* Nakłady inwestycyjne obejmują nakłady na rzeczowe aktywa trwałe oraz wartości niematerialne, z wyłączeniem nabycia praw do emisji gazów cieplarnianych oraz świadczeń pochodzenia energii.

Rok zakończony dnia 31 grudnia 2008	Wydobycie węгля kamiennego	Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej ze źródeł konwencjonalnych	Wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych	Dystrybucja energii elektrycznej	Sprzedaż energii elektrycznej i pozostałych produktów rynku energetycznego	Pozostałe	Pozycje nieprzypisane	Razem	Wyłączenia	Działalność ogółem
Przychody										
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	530 643	1 276 582	38 532	680 547	9 581 994	340 368	-	12 448 666	-	12 448 666
Sprzedaż między segmentami	473 793	2 505 304	66 357	3 551 586	365 012	22 567	-	6 984 619	(6 984 619)	-
Przychody segmentu ogółem	1 004 436	3 781 886	104 889	4 232 133	9 947 006	362 935	-	19 433 285	(6 984 619)	12 448 666
Wynik										
Zysk/(strata) netto za rok obrotowy	62 858	(735)	43 964	193 880	90 053	(24 617)	(183 122)	182 281	-	182 281
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	(67 978)	(67 978)	-	(67 978)
Zysk/(strata) przed opodatkowaniem	62 858	(735)	43 964	193 880	90 053	(24 617)	(115 144)	250 259	-	250 259
Udział w wyniku jednostki stowarzyszonej	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Przychody (koszty) finansowe netto	-	-	-	-	-	-	(96 789)	(96 789)	-	(96 789)
Zysk/(strata) z działalności kontynuowanej przed opodatkowaniem i przychodami (kosztami) finansowymi	62 858	(735)	43 964	193 880	90 053	(24 617)	(18 355)	347 048	-	347 048
Koszty nieprzypisane	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Zysk/(strata) segmentu	62 858	(735)	43 964	193 880	90 053	(24 617)	(18 355)	347 048	-	347 048
Aktywa i zobowiązania										
Aktywa segmentu	945 157	9 060 427	534 974	7 267 618	1 782 922	844 898	-	20 435 996	-	20 435 996
Udział w jednostce stowarzyszonej	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aktywa nieprzypisane	-	-	-	-	-	-	387 137	387 137	-	387 137
Aktywa ogółem	945 157	9 060 427	534 974	7 267 618	1 782 922	844 898	387 137	20 823 133	-	20 823 133
Zobowiązania segmentu	360 731	1 028 454	17 781	1 640 345	1 011 790	97 254	-	4 156 355	-	4 156 355
Zobowiązania nieprzypisane	-	-	-	-	-	-	3 321 335	3 321 335	-	3 321 335
Zobowiązania ogółem	360 731	1 028 454	17 781	1 640 345	1 011 790	97 254	3 321 335	7 477 690	-	7 477 690
Pozostałe informacje dotyczące segmentu										
Nakłady inwestycyjne*	64 493	858 754	30 675	762 255	9 917	48 260	-	1 774 354	-	1 774 354
Amortyzacja	(110 063)	(479 197)	(18 702)	(619 346)	(2 840)	(39 168)	-	(1 269 316)	-	(1 269 316)
Odpisy na aktywa niefinansowe	123	(3 232)	-	(10 650)	-	(12 528)	-	(26 287)	-	(26 287)

* Nakłady inwestycyjne obejmują nakłady na rzeczowe aktywa trwałe oraz wartości niematerialne, z wyłączeniem nabycia praw do emisji gazów cieplarnianych oraz świadczeń pochodzenia energii.

Grupa Kapitałowa TAURON Polska Energia S.A.

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe za lata zakończone dnia 31 grudnia 2009 roku, 31 grudnia 2008 roku i 31 grudnia 2007 roku zgodnie z MSSF (w tysiącach złotych)

Rok zakończony dnia 31 grudnia 2007	Wydobycie węгля kamiennego	Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej ze źródeł konwencjonalnych	Wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych	Dystrybucja energii elektrycznej	Sprzedaż energii elektrycznej i pozostałych produktów rynku energetycznego	Pozostałe	Pozycje nieprzypisane	Razem	Wyłączenia	Działalność ogółem
Przychody										
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	432 591	2 862 856	14 771	2 470 770	6 251 561	231 448	-	12 263 997	-	12 263 997
Sprzedaż między segmentami	322 237	863 165	65 118	1 628 871	611 243	19 705	-	3 510 339	(3 510 339)	-
Przychody segmentu ogółem	754 828	3 726 021	79 889	4 099 641	6 862 804	251 153	-	15 774 336	(3 510 339)	12 263 997
Wynik										
Zysk/(strata) netto za rok obrotowy	(71 453)	70 848	45 495	109 541	18 666	(15 224)	(8 094)	149 779	-	149 779
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	163	163	-	163
Zysk/(strata) przed opodatkowaniem	(71 453)	70 848	45 495	109 541	18 666	(15 224)	(8 257)	149 616	-	149 616
Udział w wyniku jednostki stowarzyszonej	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Przychody (koszty) finansowe netto	-	-	-	-	-	-	(37 283)	(37 283)	-	(37 283)
Zysk/(strata) z działalności kontynuowanej przed opodatkowaniem i przychodami (kosztami) finansowymi	(71 453)	70 848	45 495	109 541	18 666	(15 224)	29 026	186 899	-	186 899
Koszty nieprzypisane	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Zysk/(strata) segmentu	(71 453)	70 848	45 495	109 541	18 666	(15 224)	29 026	186 899	-	186 899
Aktywa i zobowiązania										
Aktywa segmentu	984 124	8 952 269	524 735	7 452 825	1 093 882	461 020	-	19 468 855	-	19 468 855
Udział w jednostce stowarzyszonej	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aktywa nieprzypisane	-	-	-	-	-	-	778 843	778 843	-	778 843
Aktywa ogółem	984 124	8 952 269	524 735	7 452 825	1 093 882	461 020	778 843	20 247 698	-	20 247 698
Zobowiązania segmentu	322 001	1 029 502	16 419	1 621 927	653 174	66 035	-	3 709 058	-	3 709 058
Zobowiązania nieprzypisane	-	-	-	-	-	-	3 332 588	3 332 588	-	3 332 588
Zobowiązania ogółem	322 001	1 029 502	16 419	1 621 927	653 174	66 035	3 332 588	7 041 646	-	7 041 646
Pozostałe informacje dotyczące segmentu										
Nakłady inwestycyjne*	82 805	1 107 016	19 774	806 614	3 010	51 501	-	2 070 720	-	2 070 720
Amortyzacja	(110 972)	(468 012)	(15 226)	(576 006)	(1 216)	(26 998)	-	(1 198 430)	-	(1 198 430)
Odpisy na aktywa niefinansowe	942	(7 386)	225	(1 009)	644	(18 667)	-	(25 251)	-	(25 251)

* Nakłady inwestycyjne obejmują nakłady na rzeczowe aktywa trwałe oraz wartości niematerialne, z wyłączeniem nabycia praw do emisji gazów cieplarnianych oraz świadczeń pochodzenia energii.

12.2. Geograficzne obszary działalności

Działalność Grupy w przeważającym zakresie prowadzona jest na terenie Polski. Sprzedaż na rzecz klientów zagranicznych w latach zakończonych dnia 31 grudnia 2009 roku, 31 grudnia 2008 roku oraz 31 grudnia 2007 roku wynosiła odpowiednio 233 696 tysięcy złotych, 76 971 tysięcy złotych oraz 135 555 tysięcy złotych.

13. Przychody i koszty**13.1. Pozostałe przychody operacyjne**

	Rok zakończony 31 grudnia 2009	Rok zakończony 31 grudnia 2008	Rok zakończony 31 grudnia 2007
Zysk ze zbycia środków trwałych/wartości niematerialnych	–	2 108	13 520
Dotacje	7 791	6 133	4 481
Rozwiązanie pozostałych odpisów aktualizujących wartość pozostałych aktywów	3	205	587
Rozwiązanie rezerw bilansowych	14 317	16 417	6 884
Otrzymane odszkodowania, kary, grzywny oraz zasądzone koszty egzekucyjne i postępowania sądowego	43 222	22 330	32 326
Zwrot podatków (innych niż podatek CIT)	307	18	5 428
Zwrot kosztów postępowania sądowego	1 343	1 514	1 344
Przedawnione/umorzone zobowiązania	350	344	4 586
Nadwyżki inwentaryzacyjne	15	718	5 000
Zmniejszenie szacunków rezerw dla obecnych emerytów i rencistów	2 059	2 646	394
Zmniejszenie rezerw na roszczenia o wypłatę odszkodowań za bezumowne korzystanie z nieruchomości pod obiektami energetycznymi	–	93	823
Należne odszkodowania od ubezpieczycieli	2 093	2 285	3 731
Przychody stanowiące równowartość odpisów amortyzacyjnych od nieodpłatnie otrzymanych środków trwałych	6 203	3 291	2 340
Ujemna wartość firmy Elektrociepłownia Tychy S.A.	–	–	22 704
Sprzedaż/odzysk złomu	898	1 300	924
Przychody ze sprzedaży uprawnień do emisji gazów cieplarnianych	21 271	–	3 809
Pozostałe	12 234	9 470	5 417
Razem Pozostałe przychody operacyjne	112 106	68 872	114 298

13.2. Pozostałe koszty operacyjne

	Rok zakończony 31 grudnia 2009	Rok zakończony 31 grudnia 2008	Rok zakończony 31 grudnia 2007
Strata ze zbycia środków trwałych/wartości niematerialnych	(22 006)	–	–
Darowizny	(5 866)	(1 987)	(1 902)
Utworzenie odpisów aktualizujących wartość pozostałych aktywów	(1 306)	(27)	(2 753)
Utworzenie rezerw bilansowych	(29 221)	(18 892)	(20 856)
Wzrost rezerw dla obecnych emerytów i rencistów	(15 161)	(29 249)	(14 155)
Wzrost rezerw na roszczenia o wypłatę odszkodowań za bezumowne korzystanie z nieruchomości pod obiektami energetycznymi	(1 258)	–	(322)
Kary, grzywny, odszkodowania, koszty sądowe i egzekucyjne oraz wynagrodzenia z tytułu zastępstwa procesowego	(2 054)	(2 483)	(7 886)
Koszty postępowania spornego	(3 218)	(2 878)	(3 064)
Koszty działalności socjalnej	(7 604)	(7 139)	(6 735)
Koszty szkód elektrycznych i innych w majątku trwałym	(36 296)	(18 101)	(24 876)
Korekta podatku od nieruchomości za lata poprzednie	(953)	–	(2 536)
Pracownicy oddelegowani	(3 196)	(2 722)	(2 801)
Wypłacone ekwiwalenty za energię elektryczną z tytułu taryfy pracowniczej dla byłych pracowników	(4 435)	(4 005)	(3 497)
Składki na rzecz organizacji	(1 022)	(929)	(711)
Odpisanie zaniechanych inwestycji i produkcji oraz likwidowanych materiałów	(11 235)	(1 749)	(839)
Pozostałe	(9 855)	(11 189)	(6 075)
Razem Pozostałe koszty operacyjne	(154 686)	(101 350)	(99 008)

13.3. Przychody finansowe

	Rok zakończony 31 grudnia 2009	Rok zakończony 31 grudnia 2008	Rok zakończony 31 grudnia 2007
Przychody z tytułu instrumentów finansowych, w tym:	112 194	108 831	145 639
Przychody odsetkowe	61 346	75 327	72 945
Przychody z tytułu dywidendy	19 295	9 793	5 256
Rozwiązanie odpisów aktualizujących aktywa finansowe	3 375	2 878	28 385
Aktualizacja wartości aktywów finansowych	14 692	13 190	31 786
Różnice kursowe	873	3 046	1 544
Zysk ze zbycia inwestycji	12 613	4 597	5 723
Pozostałe przychody finansowe, w tym:	1 262	4 612	3 221
Rozwiązanie rezerw dotyczących odsetek	720	3 899	864
Odsetki od należności budżetowych	67	15	1 001
Inne	475	698	1 356
Razem Przychody finansowe	113 456	113 443	148 860

13.4. Koszty finansowe

	Rok zakończony 31 grudnia 2009	Rok zakończony 31 grudnia 2008	Rok zakończony 31 grudnia 2007
Koszty z tytułu instrumentów finansowych, w tym:	(129 632)	(147 401)	(133 879)
Koszty odsetkowe	(114 678)	(117 299)	(118 401)
Utworzenie odpisów aktualizujących	(5 929)	(4 724)	(10 565)
Aktualizacja wartości aktywów finansowych	(35)	(5 980)	(864)
Różnice kursowe	(8 990)	(19 398)	(4 049)
Pozostałe koszty finansowe, w tym:	(78 538)	(62 831)	(52 264)
Odsetki od świadczeń pracowniczych	(63 494)	(56 282)	(44 026)
Odsetki od zobowiązań budżetowych	(1 332)	(28)	(2 175)
Inne koszty finansowe	(13 712)	(6 521)	(6 063)
Razem	(208 170)	(210 232)	(186 143)

13.5. Koszty według rodzaju

	Rok zakończony 31 grudnia 2009	Rok zakończony 31 grudnia 2008	Rok zakończony 31 grudnia 2007
Koszty według rodzaju			
Amortyzacja środków trwałych i wartości niematerialnych	(1 321 218)	(1 269 316)	(1 198 430)
Odpisy aktualizujące środki trwałe i wartości niematerialne	1 513	(24 113)	(21 257)
Zużycie materiałów i energii	(2 442 034)	(1 967 122)	(2 065 153)
Usługi konserwacji i remontowe	(180 940)	(181 997)	(165 841)
Usługi dystrybucyjne	(1 539 595)	(1 602 537)	(1 771 823)
Pozostałe usługi obce	(373 487)	(407 004)	(571 553)
Podatki i opłaty	(487 969)	(422 374)	(415 615)
Koszty świadczeń pracowniczych	(2 331 089)	(2 250 120)	(2 040 054)
Odpis aktualizujący zapasy	(689)	(2 174)	(3 994)
Odpis aktualizujący należności z tytułu dostaw i usług	(29 420)	(42)	25 071
Pozostałe koszty rodzajowe	(99 257)	(55 971)	(87 530)
Razem koszty według rodzaju	(8 804 185)	(8 182 770)	(8 316 179)
Zmiana stanu zapasów i rozliczeń międzyokresowych	179 189	37 074	5 741
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	270 924	208 784	223 296
Koszty sprzedaży	188 182	211 807	118 536
Koszty ogólnego zarządu	621 537	591 079	493 344
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	(3 977 187)	(4 132 228)	(4 005 246)
Koszt własny sprzedaży	(11 521 540)	(11 266 254)	(11 480 508)

13.6. Koszty amortyzacji, odpisy aktualizujące oraz koszty leasingu operacyjnego ujęte w sprawozdaniu z całkowitych dochodów

	Rok zakończony 31 grudnia 2009	Rok zakończony 31 grudnia 2008	Rok zakończony 31 grudnia 2007
Pozycje ujęte w koszcie własnym sprzedaży:	(1 283 892)	(1 250 840)	(1 175 285)
Amortyzacja środków trwałych	(1 262 406)	(1 209 297)	(1 139 577)
Odpis aktualizujący rzeczowe aktywa trwałe	1 382	(23 905)	(20 630)
Amortyzacja wartości niematerialnych	(22 868)	(17 638)	(14 620)
Odpis aktualizujący wartości niematerialne	-	-	(458)
Pozycje ujęte w kosztach sprzedaży:	(3 545)	(3 986)	(3 971)
Amortyzacja środków trwałych	(2 808)	(2 993)	(3 573)
Amortyzacja wartości niematerialnych	(737)	(993)	(398)
Pozycje ujęte w kosztach ogólnego zarządu:	(30 268)	(37 295)	(39 237)
Amortyzacja środków trwałych	(20 355)	(25 634)	(28 761)
Odpis aktualizujący rzeczowe środki trwałe	(240)	(578)	(242)
Amortyzacja wartości niematerialnych	(9 673)	(11 083)	(10 234)
Pozycje ujęte w koszcie wytworzenia świadczeń na potrzeby własne jednostki:	(2 371)	(1 678)	(1 267)
Amortyzacja środków trwałych	(2 229)	(1 526)	(1 160)
Amortyzacja wartości niematerialnych	(142)	(152)	(107)
Pozycje ujęte w pozostałych kosztach i przychodach operacyjnych:	371	370	73
Odpis aktualizujący rzeczowe aktywa trwałe	439	370	73
Odpis aktualizujący wartości niematerialne	(68)	-	-
Razem	(1 319 705)	(1 293 429)	(1 219 687)

13.7. Koszty świadczeń pracowniczych

	Rok zakończony 31 grudnia 2009	Rok zakończony 31 grudnia 2008	Rok zakończony 31 grudnia 2007
Wynagrodzenia	(1 792 786)	(1 720 489)	(1 553 619)
Koszty ubezpieczeń społecznych	(324 770)	(298 510)	(280 631)
Nagrody jubileuszowe	(11 450)	(31 132)	(45 318)
Koszty świadczeń po okresie zatrudnienia, w tym:	(44 043)	(28 700)	(7 507)
Rezerwa na świadczenia emerytalne, rentowe i podobne	(8 287)	3 366	22 644
Deputaty węglowe i taryfa energetyczna	(10 230)	(8 683)	(16 283)
Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych	(25 494)	(25 229)	(14 077)
Inne rezerwy na świadczenia po okresie zatrudnienia	(32)	1 846	209
Pozostałe koszty świadczeń pracowniczych	(158 040)	(171 289)	(152 979)
Koszty świadczeń pracowniczych, w tym:	(2 331 089)	(2 250 120)	(2 040 054)
Pozycje ujęte w koszcie własnym sprzedaży	(1 727 475)	(1 710 139)	(1 634 112)
Pozycje ujęte w kosztach sprzedaży	(114 315)	(153 399)	(68 990)
Zmiana stanu produktów	(76 860)	2 797	(33 895)
Pozycje ujęte w kosztach ogólnego zarządu	(354 970)	(338 705)	(266 977)
Pozycje ujęte w koszcie wytworzenia świadczeń na potrzeby własne jednostki	(57 469)	(50 674)	(36 080)

14. Podatek dochodowy**14.1. Obciążenia podatkowe**

Główne składniki obciążenia podatkowego za lata zakończone 31 grudnia 2009, 31 grudnia 2008 i 31 grudnia 2007 przedstawiają się następująco:

	Rok zakończony 31 grudnia 2009	Rok zakończony 31 grudnia 2008	Rok zakończony 31 grudnia 2007
Bieżący podatek dochodowy	(158 661)	(214 124)	(141 584)
Bieżące obciążenie z tytułu podatku dochodowego	(184 401)	(213 886)	(141 259)
Korekty dotyczące bieżącego podatku dochodowego z lat ubiegłych	25 740	(238)	(325)
Odroczony podatek dochodowy	(107 645)	146 146	141 747
Obciążenie podatkowe wykazywane w sprawozdaniu z całkowitych dochodów	(266 306)	(67 978)	163

14.2. Uzgodnienie efektywnej stawki podatkowej

Uzgodnienie podatku dochodowego od wyniku finansowego brutto przed opodatkowaniem według ustawowej stawki podatkowej, z podatkiem dochodowym liczonym według efektywnej stawki podatkowej Grupy za lata zakończone 31 grudnia 2009, 31 grudnia 2008 oraz 31 grudnia 2007 roku przedstawia się następująco:

	Rok zakończony 31 grudnia 2009	Rok zakończony 31 grudnia 2008	Rok zakończony 31 grudnia 2007
Zysk/(strata) brutto przed opodatkowaniem z działalności kontynuowanej	1 165 020	250 259	149 616
Zysk/(strata) brutto przed opodatkowaniem	1 165 020	250 259	149 616
Podatek według ustawowej stawki podatkowej	(221 354)	(47 549)	(28 427)
Korekty dotyczące podatku dochodowego z lat ubiegłych	25 740	(229)	(325)
Koszty nie stanowiące kosztów uzyskania przychodów, w tym:	(52 713)	(32 460)	(37 261)
Utworzenie niepodatkowych rezerw i odpisów aktualizujących	(7 322)	(4 064)	(3 122)
PFRON	(3 642)	(3 856)	(3 607)
Pozostałe	(41 749)	(24 540)	(30 532)
Przychody nie będące podstawą do opodatkowania, w tym:	12 152	20 940	11 820
Dywidendy	3 606	1 860	999
Wykorzystanie strat podatkowych, które nie były rozpoznane jako aktywo podatkowe	–	7 526	–
Rozwiązanie niepodatkowych rezerw i odpisów aktualizujących	3 972	5 856	5 145
Pozostałe	4 574	5 698	5 676
Zmiany szacunku w podatku odroczonym	(9 690)	(14 653)	55 948
Pozostałe	(20 441)	5 973	(1 592)
Podatek według efektywnej stawki podatkowej wynoszącej 22,9% (2008: 27,2%; 2007: 0,1%)	(266 306)	(67 978)	163
Podatek dochodowy (obciążenie) wykazany w sprawozdaniu z całkowitych dochodów	(266 306)	(67 978)	163

14.3. Odroczonego podatek dochodowy

Odroczony podatek dochodowy wynika z następujących pozycji:

	Stan na 31 grudnia 2009	Stan na 31 grudnia 2008	Stan na 31 grudnia 2007
Rezerwa z tytułu podatku odroczonego			
– od ulg inwestycyjnych	127	194	169
– od różnicy pomiędzy podatkową a bilansową wartością środków trwałych oraz wartości niematerialnych	1 448 113	1 399 797	1 358 183
– od różnicy pomiędzy podatkową a bilansową wartością aktywów wycenianych w wartości godziwej przez wynik finansowy	520	934	397
– od różnicy pomiędzy podatkową a bilansową wartością aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży	8 819	9 284	9 375
– od różnicy pomiędzy podatkową a bilansową wartością aktywów finansowych utrzymywanych do terminu wymagalności	115	312	221
– od różnicy pomiędzy podatkową a bilansową wartością pożyczek i należności	1 968	1 878	1 168
– od różnicy pomiędzy podatkową a bilansową wartością aktywów finansowych wyłączonych z zakresu MSR 39 (np. zobowiązania leasingowe)	98	–	–
– z tytułu odmiennego momentu podatkowego uznania przychodu ze sprzedaży produktów i usług	47 755	36 041	27 067
– z tytułu ujęcia szacowanych przychodów ze sprzedaży usługi dystrybucyjnej energii elektrycznej	21 975	11 911	24 144
– od różnicy pomiędzy podatkową a bilansową wartością praw majątkowych pochodzenia energii	25 550	11 121	4 255
– z tytułu rekompensaty za rozwiązanie kontraktów długoterminowych	61 677	12 177	–
– pozostałe	26 232	27 274	20 702
Rezerwa z tytułu podatku odroczonego	1 642 949	1 510 923	1 445 681
Aktywa z tytułu podatku odroczonego			
– od różnicy pomiędzy podatkową a bilansową wartością środków trwałych oraz wartości niematerialnych	7 551	19 470	13 326
– od różnicy pomiędzy podatkową a bilansową wartością zapasów	4 662	1 759	1 239
– od różnicy pomiędzy podatkową a bilansową wartością pozostałych aktywów niefinansowych	981	194	216
– nieodpłatnie otrzymana infrastruktura energetyczna i otrzymane opłaty przyłączeniowe	101 006	78 736	58 519
– od rezerw bilansowych	384 476	373 357	273 049
– od różnicy pomiędzy podatkową a bilansową wartością aktywów wycenianych w wartości godziwej przez wynik finansowy	308	314	–
– od różnicy pomiędzy podatkową a bilansową wartością aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży	647	567	81
– od różnicy pomiędzy podatkową a bilansową wartością pożyczek i należności	4 170	6 870	2 627
– od różnicy pomiędzy podatkową a bilansową wartością zobowiązań finansowych wycenianych w wartości godziwej przez wynik finansowy	833	699	289
– od różnicy pomiędzy podatkową a bilansową wartością zobowiązań finansowych wycenianych wg zamortyzowanego kosztu	8 381	1 731	384
– od różnicy pomiędzy podatkową a bilansową wartością zobowiązań z tytułu gwarancji, faktoringu i wyłączone z zakresu MSR 39	–	203	6
– naliczone koszty badania bilansu, wynagrodzenia aktuarusza	165	331	434
– z tytułu odmiennego momentu podatkowego uznania kosztu sprzedaży produktów i usług	43 921	40 445	27 672
– pozostałe naliczone koszty	1 380	1 156	1 470
– straty podatkowe	81 079	83 240	13 730
– pozostałe	16 515	27 291	18 878
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	656 075	636 363	411 920
Po skompensowaniu sald na poziomie spółek z Grupy Kapitałowej podatek odroczonego Grupy prezentowany jest jako:			
Aktywo z tytułu podatku odroczonego	156 897	113 583	10 395
Rezerwa z tytułu podatku odroczonego	(1 143 771)	(988 143)	(1 044 156)

Zmiana stanu rezerwy z tytułu podatku odroczonego

	Rok zakończony 31 grudnia 2009	Rok zakończony 31 grudnia 2008	Rok zakończony 31 grudnia 2007
Bilans otwarcia na dzień 1 stycznia	1 510 923	1 445 681	1 549 828
Zwiększenia (tytuły)	514 115	425 985	399 329
w korespondencji z wynikiem finansowym	513 969	424 985	388 763
w korespondencji z kapitałami	146	110	1 174
nabycie jednostki zależnej	–	890	9 392
Zmniejszenia (tytuły)	(382 089)	(360 743)	(503 476)
w korespondencji z wynikiem finansowym	(381 192)	(355 429)	(503 212)
w korespondencji z kapitałami	(897)	(5 314)	–
aport	–	–	(264)
Bilans zamknięcia na dzień 31 grudnia	1 642 949	1 510 923	1 445 681

Zmiana stanu aktywów z tytułu podatku odroczonego

	Rok zakończony 31 grudnia 2009	Rok zakończony 31 grudnia 2008	Rok zakończony 31 grudnia 2007
Bilans otwarcia na dzień 1 stycznia	636 363	411 920	380 044
Zwiększenia (tytuły)	367 394	403 215	242 232
w korespondencji z wynikiem finansowym	364 339	382 633	237 654
w korespondencji z kapitałami	3 055	11 661	1 031
nabycie jednostki zależnej	–	8 921	3 547
Zmniejszenia (tytuły)	(347 682)	(178 772)	(210 356)
w korespondencji z wynikiem finansowym	(339 207)	(166 931)	(210 356)
w korespondencji z kapitałami	(8 475)	(11 841)	–
aport	–	–	–
Bilans zamknięcia na dzień 31 grudnia	656 075	636 363	411 920

Podatek dochodowy dotyczący pozostałych całkowitych dochodów

Rok zakończony 31 grudnia 2009 roku

	Wartość przed podatkiem	Podatek	Wartość po podatku
Zmiana wartości instrumentów zabezpieczających	24 576	(4 670)	19 906
Razem	24 576	(4 670)	19 906

Rok zakończony 31 grudnia 2008 roku

	Wartość przed podatkiem	Podatek	Wartość po podatku
Zmiana wartości instrumentów zabezpieczających	(26 439)	5 024	(21 415)
Razem	(26 439)	5 024	(21 415)

Rok zakończony 31 grudnia 2007 roku

	Wartość przed podatkiem	Podatek	Wartość po podatku
Zmiana wartości instrumentów zabezpieczających	751	(143)	608
Razem	751	(143)	608

15. Majątek socjalny, zobowiązania ZFŚS oraz fundusze specjalne

Tabele poniżej przedstawiają analitykę funduszy:

- Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych

	Stan na 31 grudnia 2009	Stan na 31 grudnia 2008	Stan na 31 grudnia 2007
Pożyczki udzielone pracownikom	45 123	41 098	37 769
Środki pieniężne	30 005	29 566	28 164
Pozostałe aktywa i zobowiązania Funduszu	(409)	96	83
Zobowiązania z tytułu Funduszu	(72 165)	(66 866)	(62 813)
Saldo po skompensowaniu	2 554	3 894	3 203
Odpisy na Fundusz w okresie	40 863	36 816	34 224

- Fundusz Likwidacji Zakładów Górniczych

Zgodnie z przepisami ustawy Prawo geologiczne i górnicze oraz przepisami wykonawczymi wydanymi do tej ustawy przedsiębiorstwa górnicze wchodzące w skład Grupy tworzą Fundusz Likwidacji Zakładów Górniczych („FLZG”). FLZG tworzony jest w określonym stosunku procentowym do wartości podatkowych odpisów amortyzacyjnych od środków trwałych, lub w odniesieniu do opłaty eksploatacyjnej, poprzez przekazanie środków pieniężnych w wysokości równowartości odpisów na wyodrębniony rachunek bankowy. Aktywa finansowe FLZG prezentowane są w sprawozdaniu z sytuacji finansowej jako długoterminowe aktywa finansowe, natomiast saldo FLZG ujmowane jest w ramach rezerwy na przyszłe koszty likwidacji obiektów zakładów górniczych. Tabela poniżej przedstawia kwotę odpisu na FLZG oraz stan aktywów FLZG.

Aktywa finansowe Funduszu Likwidacji Zakładów Górniczych

	Rok zakończony 31 grudnia 2009	Rok zakończony 31 grudnia 2008	Rok zakończony 31 grudnia 2007
Stan środków na 1 stycznia	13 045	11 379	8 582
Odprowadzone środki	5 567	1 666	2 797
Odsetki	1 417	–	–
Wykorzystanie	–	–	–
Stan środków na 31 grudnia	20 029	13 045	11 379
Odpisy na FLZG w okresie	2 763	2 939	2 639

Zobowiązania finansowe Funduszu Likwidacji Zakładów Górniczych

	Rok zakończony 31 grudnia 2009	Rok zakończony 31 grudnia 2008	Rok zakończony 31 grudnia 2007
Fundusz Likwidacji Zakładów Górniczych	20 095	15 915	13 920
Nadwyżka zdyskontowanych szacowanych kosztów likwidacji	745	7 634	8 446
Łączne zobowiązanie z tytułu przyszłych kosztów likwidacji obiektów zakładów górniczych	20 840	23 549	22 366

16. Rzeczowe aktywa trwałe

Rok zakończony 31 grudnia 2009 roku

	Grunty	Prawo użytkowania wieczystego gruntu	Budynki, lokale i obiekty inżynierii lądowej i wodnej	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu	Inne środki trwałe	Środki trwałe razem	Środki trwałe w budowie	Rzeczowe aktywa trwałe razem
WARTOŚĆ BRUTTO									
Bilans otwarcia	53 688	782 073	9 041 737	7 410 587	178 390	189 439	17 655 914	1 886 661	19 542 575
zakup bezpośredni	324	1 438	7 071	1 686	1 368	601	12 488	1 301 488	1 313 976
rozliczenie środków trwałych w budowie	3 931	2 852	1 027 548	1 849 009	35 587	34 012	2 952 939	(2 952 939)	-
sprzedaż, zbycie	(135)	(4 941)	(2 169)	(3 907)	(2 608)	(86)	(13 846)	(3 638)	(17 484)
przemieszczenia pomiędzy grupami	(2)	2	(25)	47	(19)	(3)	-	-	-
darowizny i nieodpłatne przekazania	(8)	(505)	(145)	(36)	-	-	(694)	-	(694)
likwidacja	(7)	(342)	(13 396)	(21 364)	(1 010)	(4 085)	(40 204)	-	(40 204)
nieodpłatne otrzymanie	1	3 186	37 753	1 254	-	20	42 214	6 835	49 049
nabycie jednostki zależnej	-	-	-	-	-	-	-	-	-
przyjęte do użytkowania na podstawie umowy najmu, dzierżawy, leasingu lub innej umowy o podobnym charakterze	-	-	-	3 518	2 125	-	5 643	(596)	5 047
części zapasowe alokowane do środków trwałych	-	-	-	(6 317)	-	1 251	(5 066)	(175)	(5 241)
koszty remontów	-	-	-	12 945	-	-	12 945	89 119	102 064
spisanie inwestycji zaniechanych	-	-	-	-	-	-	-	(555)	(555)
przekazanie na wartości niematerialne	-	-	-	-	-	-	-	(2 374)	(2 374)
ujawnienie	-	28	68	106	-	12	214	-	214
wytworzenie we własnym zakresie	-	-	-	-	-	-	-	27 994	27 994
pozostałe zmiany	(45)	(680)	(8 058)	(41)	(54)	2	(8 876)	(423)	(9 299)
Bilans zamknięcia	57 747	783 111	10 090 384	9 247 487	213 779	221 163	20 613 671	351 397	20 965 068
SKUMULOWANA AMORTYZACJA (UMORZENIE)									
Bilans otwarcia	(809)	(401)	(1 149 462)	(1 170 948)	(37 641)	(68 695)	(2 427 956)	(15 777)	(2 443 733)
amortyzacja za okres	-	-	(610 325)	(617 960)	(28 565)	(30 948)	(1 287 798)	-	(1 287 798)
zwiększenie odpisów aktualizujących	(7)	(275)	(1 319)	(3 694)	(14)	(55)	(5 364)	(64)	(5 428)
zmniejszenie odpisów aktualizujących	-	-	114	2 890	-	8	3 012	3 997	7 009
sprzedaż, zbycie	(51)	(393)	(562)	906	2 083	187	2 170	(271)	1 899
przemieszczenia pomiędzy grupami	-	-	(85)	77	(999)	8	(999)	999	-
darowizny i nieodpłatne przekazania	-	-	28	26	-	-	54	-	54
likwidacja	-	-	5 974	14 643	690	2 271	23 578	-	23 578
nieodpłatne otrzymanie	-	-	(243)	(122)	-	-	(365)	-	(365)
nabycie jednostki zależnej	-	-	-	-	-	-	-	-	-
amortyzacja odniesiona na śr. trwałe w bud.	-	-	-	-	-	-	-	-	-
przekazanie na wartości niematerialne	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe zmiany	-	4	277	18	19	(5)	313	(24)	289
Bilans zamknięcia	(867)	(1 065)	(1 755 603)	(1 774 164)	(64 427)	(97 229)	(3 693 355)	(11 140)	(3 704 495)
WARTOŚĆ NETTO NA POCZĄTEK OKRESU	52 879	781 672	7 892 275	6 239 639	140 749	120 744	15 227 958	1 870 884	17 098 842
WARTOŚĆ NETTO NA KONIEC OKRESU	56 880	782 046	8 334 781	7 473 323	149 352	123 934	16 920 316	340 257	17 260 573

Rok zakończony 31 grudnia 2008 roku

	Grunty	Prawo użytkowania wieczystego gruntu	Budynki, lokale i obiekty inżynierii lądowej i wodnej	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu	Inne środki trwałe	Środki trwałe razem	Środki trwałe w budowie	Rzeczowe aktywa trwałe razem
WARTOŚĆ BRUTTO									
Bilans otwarcia	46 293	777 458	8 181 662	6 819 830	151 572	154 373	16 131 188	1 534 858	17 666 046
zakup bezpośredni	-	-	236	1 617	1 399	16 421	19 673	1 597 057	1 616 730
rozliczenie środków trwałych w budowie	7 383	2 587	730 965	567 527	35 058	16 307	1 359 827	(1 359 827)	-
sprzedaż, zbycie	(1 293)	(3 762)	(46 948)	(9 609)	(12 473)	(60)	(74 145)	3 578	(70 567)
przemieszczenia pomiędzy grupami	-	-	4	(22)	-	18	-	-	-
darowizny i nieodpłatne przekazania	(1)	(100)	514	(35)	-	-	378	-	378
likwidacja	-	-	(9 265)	(11 503)	(700)	(820)	(22 288)	-	(22 288)
nieodpłatne otrzymanie	23	1 394	13 037	481	-	-	14 935	10 304	25 239
nabycie jednostki zależnej	1 283	4 567	171 444	15 145	1 058	2 312	195 809	4 083	199 892
przyjęte do używania na podstawie umowy najmu, dzierżawy, leasingu lub innej umowy o podobnym charakterze	-	-	-	1 477	2 605	-	4 082	-	4 082
części zapasowe alokowane do środków trwałych	-	-	-	1 636	-	884	2 520	-	2 520
koszty remontów	-	-	-	23 237	-	-	23 237	82 872	106 109
spisanie inwestycji zaniechanych	-	-	-	-	-	-	-	(701)	(701)
przekazanie na wartości niematerialne	-	-	-	-	-	-	-	(194)	(194)
ujawnienie	-	-	153	566	-	4	723	-	723
wytworzenie we własnym zakresie	-	-	-	-	-	-	-	26 435	26 435
pozostałe zmiany	-	(71)	(65)	240	(129)	-	(25)	(11 804)	(11 829)
Bilans zamknięcia	53 688	782 073	9 041 737	7 410 587	178 390	189 439	17 655 914	1 886 661	19 542 575
SKUMULOWANA AMORTYZACJA (UMORZENIE)									
Bilans otwarcia	(809)	(451)	(559 233)	(571 726)	(18 596)	(40 068)	(1 190 883)	(5 415)	(1 196 298)
amortyzacja za okres	-	-	(583 508)	(605 692)	(21 070)	(29 180)	(1 239 450)	-	(1 239 450)
zwiększenie odpisów aktualizujących	-	-	(12 190)	(3 552)	-	(97)	(15 839)	(9 741)	(25 580)
zmniejszenie odpisów aktualizujących	-	52	161	808	19	48	1 088	378	1 466
sprzedaż, zbycie	-	(2)	1 210	1 660	1 494	13	4 375	(999)	3 376
przemieszczenia pomiędzy grupami	-	-	(2)	4	-	(2)	-	-	-
darowizny i nieodpłatne przekazania	-	-	37	4	-	-	41	-	41
likwidacja	-	-	4 080	7 556	394	608	12 638	-	12 638
nieodpłatne otrzymanie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
nabycie jednostki zależnej	-	-	(47)	-	-	-	(47)	-	(47)
amortyzacja odniesiona na śr. trwałe w bud.	-	-	-	-	-	-	-	-	-
przekazanie na wartości niematerialne	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe zmiany	-	-	30	(10)	118	(17)	121	-	121
Bilans zamknięcia	(809)	(401)	(1 149 462)	(1 170 948)	(37 641)	(68 695)	(2 427 956)	(15 777)	(2 443 733)
WARTOŚĆ NETTO NA POCZĄTEK OKRESU	45 484	777 007	7 622 429	6 248 104	132 976	114 305	14 940 305	1 529 443	16 469 748
WARTOŚĆ NETTO NA KONIEC OKRESU	52 879	781 672	7 892 275	6 239 639	140 749	120 744	15 227 958	1 870 884	17 098 842

Rok zakończony 31 grudnia 2007 roku

	Grunty	Prawo użytkowania wieczystego gruntu	Budynki, lokale i obiekty inżynierii lądowej i wodnej	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu	Inne środki trwałe	Środki trwałe razem	Środki trwałe w budowie	Rzeczowe aktywa trwałe razem
WARTOŚĆ BRUTTO									
Bilans otwarcia	39 834	769 507	7 562 949	6 257 976	107 801	137 006	14 875 073	671 331	15 546 404
zakup bezpośredni	46	-	975	1 049	313	15 975	18 358	1 802 998	1 821 356
rozliczenie środków trwałych w budowie	3 930	1 392	545 626	426 048	37 936	16 494	1 031 426	(1 031 426)	-
sprzedaż, zbycie	(5)	(2 596)	(32 922)	(63 614)	(1 796)	(647)	(101 580)	(343)	(101 923)
przemieszczenia pomiędzy grupami darowizny i nieodpłatne przekazania	-	-	40	16 369	-	(16 409)	-	-	-
darowizny i nieodpłatne przekazania	-	175	(35)	128	-	-	268	-	268
likwidacja	-	(208)	(8 554)	(10 116)	(453)	(744)	(20 075)	(140)	(20 215)
nieodpłatne otrzymanie	-	1 164	13 405	477	-	-	15 046	1 087	16 133
nabywanie jednostki zależnej	2 766	7 840	79 067	82 728	2 932	539	175 872	545	176 417
przyjęte do użytkowania na podstawie umowy najmu, dzierżawy, leasingu lub innej umowy o podobnym charakterze	-	-	30 512	87 338	4 771	-	122 621	(1 199)	121 422
części zapasowe alokowane do środków trwałych	-	-	-	8 206	-	2 172	10 378	-	10 378
koszty remontów	-	-	-	11 014	-	-	11 014	67 687	78 701
spisanie inwestycji zaniechanych	-	-	-	-	-	-	-	(821)	(821)
przekazanie na wartości niematerialne	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ujawnienie	-	-	1 114	3 083	-	3	4 200	-	4 200
wytworzenie we własnym zakresie	-	-	-	-	-	-	-	24 238	24 238
pozostałe zmiany	(278)	184	(10 515)	(856)	68	(16)	(11 413)	901	(10 512)
Bilans zamknięcia	46 293	777 458	8 181 662	6 819 830	151 572	154 373	16 131 188	1 534 858	17 666 046
SKUMULOWANA AMORTYZACJA (UMORZENIE)									
Bilans otwarcia	(809)	(451)	(9 795)	(4 149)	(1 147)	(1 594)	(17 945)	(6 841)	(24 786)
amortyzacja za okres	-	-	(539 619)	(570 721)	(19 377)	(43 354)	(1 173 071)	-	(1 173 071)
zwiększenie odpisów aktualizujących	-	-	(17 003)	(4 710)	(105)	(38)	(21 856)	(493)	(22 349)
zmniejszenie odpisów aktualizujących	-	-	-	202	73	1	276	1 274	1 550
sprzedaż, zbycie	-	-	1 464	1 489	1 538	644	5 135	-	5 135
przemieszczenia pomiędzy grupami darowizny i nieodpłatne przekazania	-	-	-	(3 433)	-	3 433	-	-	-
darowizny i nieodpłatne przekazania	-	-	(2)	-	-	-	(2)	-	(2)
likwidacja	-	-	2 388	6 330	393	630	9 741	-	9 741
nieodpłatne otrzymanie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
nabywanie jednostki zależnej	-	-	-	-	-	-	-	-	-
amortyzacja odniesiona na śr. trwałe w bud.	-	-	-	-	-	-	-	-	-
przekazanie na wartości niematerialne	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe zmiany	-	-	3 334	3 266	29	210	6 839	645	7 484
Bilans zamknięcia	(809)	(451)	(559 233)	(571 726)	(18 596)	(40 068)	(1 190 883)	(5 415)	(1 196 298)
WARTOŚĆ NETTO NA POCZĄTEK OKRESU	39 025	769 056	7 553 154	6 253 827	106 654	135 412	14 857 128	664 490	15 521 618
WARTOŚĆ NETTO NA KONIEC OKRESU	45 484	777 007	7 622 429	6 248 104	132 976	114 305	14 940 305	1 529 443	16 469 748

Wartość bilansowa maszyn i urządzeń użytkowanych na dzień 31 grudnia 2009 roku na mocy umów leasingu finansowego oraz umów dzierżawy z opcją zakupu wynosi 125 473 tysiące złotych (na dzień 31 grudnia 2008 roku: 136 548 tysięcy złotych, a na dzień 31 grudnia 2007 roku: 151 178 tysięcy złotych). Na aktywach użytkowanych na mocy umów leasingowych oraz umów dzierżawy z opcją zakupu został ustanowiony zastaw pod zabezpieczenie związanych z nimi zobowiązań z tytułu leasingu finansowego oraz umów dzierżawy z opcją zakupu.

Wartość bilansowa budynków i budowli użytkowanych na dzień 31 grudnia 2009 roku na mocy umów leasingu finansowego oraz umów dzierżawy z opcją zakupu wynosi 24 931 tysiące złotych (na dzień 31 grudnia 2008 roku: 26 264 tysiące złotych, a na dzień 31 grudnia 2007 roku: 28 132 tysiące złotych). Na aktywach użytkowanych na mocy umów leasingowych oraz umów dzierżawy z opcją zakupu został ustanowiony zastaw pod zabezpieczenie związanych z nimi zobowiązań z tytułu leasingu finansowego oraz umów dzierżawy z opcją zakupu.

Wartość skapitalizowanych kosztów finansowania zewnętrznego w roku zakończonym 31 grudnia 2009 roku wyniosła 39 671 tysięcy złotych, w roku zakończonym 31 grudnia 2008 roku – 84 481 tysięcy złotych, a w roku zakończonym 31 grudnia 2007 roku – 29 980 tysięcy złotych.

W związku z wystąpieniem przesłanek mogących świadczyć o możliwości utraty wartości niektórych aktywów i biorąc pod uwagę zapisy MSR 36 *Utrata wartości aktywów*, Grupa Kapitałowa TAURON przeprowadziła na dzień 31 grudnia 2009 roku testy na utratę wartości w odniesieniu do ośrodków wypracowujących środki pieniężne (ang. cash-generating unit – „CGU”), obejmujących aktywa trwale spółek z segmentu wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł konwencjonalnych: Południowy Koncern Energetyczny S.A., Elektrownia Stalowa Wola S.A.; z segmentu dystrybucji energii elektrycznej: Enion S.A., EnergiaPro S.A.; z segmentu działalności pozostałej: Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Katowice S.A., Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Dąbrowie Górniczej S.A., poprzez ustalenie ich wartości odzyskiwalnej na dzień 31 grudnia 2009 roku. Z uwagi na brak porównywalnych transakcji na polskim rynku wartość odzyskiwalna aktywów została ustalona metodą zdyskontowanych przepływów pieniężnych netto na podstawie projekcji finansowych przygotowanych na lata 2010–2020 z uwzględnieniem wartości rezydualnych. Oparcie analiz utraty wartości na długoterminowych projekcjach finansowych jest ogólnie przyjętą praktyką w branży energetycznej.

Kluczowe założenia wpływające na oszacowanie wartości użytkowej testowanych CGU to:

- Przyjęta ścieżka cen energii elektrycznej na lata 2010–2020, uwzględniająca m.in. wpływ bilansu podaży i popytu energii elektrycznej na rynku, kosztów paliwa oraz kosztów zakupu uprawnień do emisji CO₂;
- Limity emisji na lata 2008–2012 dla poszczególnych CGU zgodnie z KPRU II. Na lata 2013–2020 założono, że wystąpi stopniowo zwiększający się obowiązek zakupu uprawnień do emisji CO₂ na aukcjach od poziomu 30% w 2013 roku do 100% w 2020 roku;
- Wolumeny produkcji zielonej oraz czerwonej energii wraz ze ścieżką cenową dla poszczególnych świadectw pochodzenia;
- Przychód regulowany przedsiębiorstw dystrybucyjnych zapewnia pokrycie uzasadnionych kosztów oraz osiągnięcie zwrotu z zaangażowanego kapitału na uzasadnionym poziomie. Poziom zwrotu uzależniony jest od tzw. Wartości Regulacyjnej Aktywów;
- Utrzymanie zdolności produkcyjnych istniejących aktywów trwałych w wyniku prowadzenia inwestycji o charakterze odtworzeniowym;
- Otrzymanie przez uprawnionych wytwórców rekompensat z tytułu przedterminowego rozwiązania kontraktów długoterminowych według modeli finansowych aktualnych na daty testów;
- Poziom średniego ważonego kosztu kapitału (WACC) przyjętego dla wycień kształtuje się w okresie projekcji pomiędzy 8,1% a 9,21% w ujęciu nominalnym po opodatkowaniu.

Przeprowadzone analizy wrażliwości wskazują, iż najbardziej istotnym czynnikiem wpływającym na szacunek wartości użytkowej ośrodków wypracowujących środki pieniężne są prognozowane hurtowe ceny energii elektrycznej oraz przyjęte stopy dyskontowe. W wyniku przeprowadzonych testów na 31 grudnia 2009 roku wartość użytkowa testowanych rzeczowych aktywów trwałych w spółkach z segmentu wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł konwencjonalnych oraz z segmentu dystrybucji energii elektrycznej okazała się wyższa od ich wartości bilansowej, w związku z czym nie wystąpiła konieczność dokonywania odpisów z tytułu utraty wartości tych aktywów.

Wartość odzyskiwalna rzeczowych aktywów trwałych dwóch spółek ciepłowniczych wchodzących w skład Grupy Kapitałowej zależy od taryfy przyznanej przez Urząd Regulacji Energetyki („URE”). Przychód regulowany (taryfowy) przedsiębiorstw ustalany corocznie w projekcji finansowej zapewnia pokrycie uzasadnionych kosztów operacyjnych oraz osiągnięcie zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność ciepłowniczą na uzasadnionym poziomie. Obecny poziom stosowanych taryf nie pozwala w pełni na prowadzenie rentownej działalności.

W odniesieniu do aktywów trwałych PEC Katowice S.A. w analizie utraty wartości uwzględniono efekty synergii ze źródłami ciepła należącymi do Grupy. Na dzień 31 grudnia 2009 roku nie stwierdzono konieczności dokonania odpisów aktywów ciepłowniczych z tytułu utraty wartości.

Na koniec 2007 roku i 2008 roku również przeprowadzono testy na utratę wartości aktywów. W wyniku przeprowadzonych testów na dzień 31 grudnia 2008 roku i na dzień 31 grudnia 2007 roku wartość odzyskiwalna testowanych rzeczowych aktywów trwałych w spółce ciepłowniczej PEC w Dąbrowie Górniczej S.A. okazała się niższa od jej wartości bilansowej, w związku z czym wystąpiła konieczność dokonywania odpisów z tytułu utraty wartości aktywów ciepłowniczych. Na dzień 31 grudnia 2008 roku wartość odzyskiwalna aktywów wynosiła 108 807 tysięcy złotych, a wartość odpisu 12 709 tysięcy złotych. Na dzień 31 grudnia 2007 roku wartość odzyskiwalna aktywów wynosiła 132 454 tysiące złotych, a wartość odpisu 18 620 tysięcy złotych.

Na wszystkie daty bilansowe przeprowadzono testy utraty wartości CGU, do których przypisana została wartość firmy. W wyniku przeprowadzonych testów nie stwierdzono konieczności dokonania odpisów wartości firmy.

17. Aktywa trwałe zaklasyfikowane jako przeznaczone do sprzedaży

Na dzień 1 stycznia 2007 roku Grupa zaklasyfikowała jako aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży prawa wieczystego użytkowania nieruchomości położonej w Katowicach, obejmujące działki o łącznej powierzchni 26 650 m² wraz z prawem własności posadowionych na niej budynków. Nieruchomość o wartości 6 331 tysięcy złotych została sprzedana 27 października 2007 roku.

Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży w wysokości 5 951 tysięcy złotych na dzień 31 grudnia 2009 roku obejmują:

- nieruchomość o wartości 1 671 tysięcy złotych położoną w miejscowości Kossów gmina Radków w województwie świętokrzyskim stanowiąca zabudowaną działkę o powierzchni 3,1900 ha. Rzeczy ruchome obejmują urządzenia i ciągniki znajdujące się na nieruchomości. W przeszłości znajdował się tam Zakład Produkcji Biomasy Elektrociepłowni Tychy S.A. W dniu 30 czerwca 2009 roku została podpisana warunkowa umowa sprzedaży nieruchomości oraz przedwstępna umowa sprzedaży rzeczy ruchomych, która ma być zrealizowana ostatecznie do dnia 30 kwietnia 2010 roku,
- prawo wieczystego użytkowania gruntów oraz prawo własności nieruchomości położonych na terenie województwa śląskiego o łącznej wartości 4 260 tysięcy złotych. W styczniu 2010 roku został złożony wniosek do Izby Skarbowej w Katowicach o wydanie interpretacji w sprawie wysokości stawki podatku VAT należnego przy sprzedaży powyższych nieruchomości. Na wszystkie aktywa przeznaczone do sprzedaży zostały podpisane porozumienia z potencjalnymi nabywcami, sprzedaż zostanie zrealizowana niezwłocznie po otrzymaniu interpretacji Izby Skarbowej.

18. Leasing**18.1. Zobowiązania z tytułu leasingu operacyjnego – Grupa jako leasingobiorca**

Spółka zależna od TAURON Polska Energia S.A. – Południowy Koncern Energetyczny S.A., w dniu 30 kwietnia 2008 roku w związku ze sprzedażą do spółki PKE Broker Sp. z o.o. nieruchomości położonej w Katowicach przy ul. Lwowskiej 23, zawarła umowę dzierżawy na jej użytkowanie. TAURON Polska Energia S.A. jest poddzierżawcą części tej nieruchomości. Wartość brutto dzierżawionej nieruchomości nie zaliczonej do majątku trwałego wynosi 52 386 tysięcy złotych. Roczne koszty dzierżawy w latach 2008 i 2009 wyniosły odpowiednio 3 994 tysiące złotych i 6 049 tysięcy złotych.

Ponadto spółka zależna Południowy Koncern Węglowy S.A. używa maszyny i urządzenia górnicze na podstawie umów dzierżawy. Wartość netto użytkowanych środków trwałych na dzień 31 grudnia 2007 roku wyniosła 32 644 tysiące złotych, na dzień 31 grudnia 2008 roku 33 093 tysiące złotych, a na dzień 31 grudnia 2009 roku 38 073 tysiące złotych. Roczne koszty dzierżawy w latach 2007, 2008 i 2009 wyniosły odpowiednio 10 127 tysięcy złotych, 10 846 tysięcy złotych i 11 413 tysięcy złotych.

18.2. Zobowiązania z tytułu umów leasingu finansowego i umów dzierżawy z opcją zakupu

Na dzień 31 grudnia 2009 roku, 31 grudnia 2008 roku oraz 31 grudnia 2007 roku przyszłe minimalne opłaty leasingowe z tytułu umów leasingu finansowego i umów dzierżawy z opcją zakupu oraz wartość bieżąca minimalnych opłat leasingowych netto przedstawiają się następująco:

	Stan na 31 grudnia 2009		Stan na 31 grudnia 2008		Stan na 31 grudnia 2007	
	Opłaty minimalne	Wartość bieżąca opłat	Opłaty minimalne	Wartość bieżąca opłat	Opłaty minimalne	Wartość bieżąca opłat
W okresie 1 roku	42 026	35 377	44 989	34 306	46 227	33 324
W okresie od 1 do 5 lat	86 948	71 027	117 513	90 331	119 930	106 669
Powyżej 5 lat	18 310	17 264	33 588	30 299	66 083	41 847
Minimalne opłaty leasingowe ogółem	147 284	123 668	196 090	154 936	232 240	181 840
Minus koszty finansowe	(23 616)	–	(41 154)	–	(50 400)	–
Wartość bieżąca minimalnych opłat leasingowych, w tym:	123 668	123 668	154 936	154 936	181 840	181 840
krótkoterminowe	35 377	35 377	34 306	34 306	33 324	33 324
długoterminowe	88 291	88 291	120 630	120 630	148 516	148 516

19. Wartości niematerialne

Rok zakończony 31 grudnia 2009 roku

	Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Oprogramowa- nie	Inne nabyte koncesje, patenty, licencje i podobne wartości	Świadcstwa pochodzenia energii	Prawa do emisji gazów cieplarnianych	Inne wartości niematerialne	Wartości niematerialne nie oddane do użytkowania	Wartości niematerialne razem
WARTOŚĆ BRUTTO									
Bilans otwarcia	3 759	169 553	158 610	1 412	244 945	2	4 276	5 274	587 831
zakup bezpośredni	-	-	2 399	1 354	278 315	52 699	-	26 400	361 167
rozliczenie wartości nie oddanych do użytkowania	-	-	28 822	281	-	-	233	(29 336)	-
sprzedaż, zbycie	-	-	(3)	-	(3 331)	-	3	-	(3 331)
przemieszczenia pomiędzy grupami	-	-	532	(94)	-	-	(438)	-	-
darowizny i nieodpłatne przekazania	-	-	-	-	-	-	-	-	-
likwidacja	-	-	(3 777)	-	-	-	(27)	-	(3 804)
wytworzenie we własnym zakresie świadczeń	-	-	-	-	207 368	-	-	-	207 368
pochodzenia energii	-	-	-	-	-	-	-	-	3
nieodpłatne otrzymanie	-	-	3	-	-	-	-	-	-
aport	-	-	-	-	-	-	-	-	-
nabycie jednostki zależnej	-	-	-	-	-	-	-	-	-
spisanie inwestycji zaniechanych	-	-	-	-	-	-	-	(32)	(32)
przyjęcie ze środków trwałych w budowie	-	-	950	5	-	-	-	1 419	2 374
ujawnienie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
umorzenie świadczeń pochodzenia energii	-	-	-	-	(245 412)	-	-	-	(245 412)
pozostałe zmiany	345	-	(7)	76	-	-	(78)	3 541	3 877
Bilans zamknięcia	4 104	169 553	187 529	3 034	481 885	52 701	3 969	7 266	910 041
SKUMULOWANA AMORTYZACJA (UMORZENIE)									
Bilans otwarcia	(1 134)	-	(51 345)	(410)	-	-	(1 187)	(450)	(54 526)
amortyzacja za okres	(904)	-	(31 719)	(443)	-	-	(354)	-	(33 420)
zwiększenie odpisów aktualizujących	-	-	(2)	-	-	-	(66)	-	(68)
zmniejszenie odpisów aktualizujących	-	-	-	-	-	-	-	-	-
sprzedaż, zbycie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
przemieszczenia pomiędzy grupami	-	-	(261)	13	-	-	248	-	-
darowizny i nieodpłatne przekazania	-	-	-	-	-	-	-	-	-
likwidacja	-	-	2 705	-	-	-	11	-	2 716
nieodpłatne otrzymanie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
aport	-	-	-	-	-	-	-	-	-
nabycie jednostki zależnej	-	-	-	-	-	-	-	-	-
przyjęcie ze środków trwałych w budowie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe zmiany	-	-	7	(38)	-	-	39	-	8
Bilans zamknięcia	(2 038)	-	(80 615)	(878)	-	-	(1 309)	(450)	(85 290)
WARTOŚĆ NETTO NA POCZĄTEK OKRESU	2 625	169 553	107 265	1 002	244 945	2	3 089	4 824	533 305
WARTOŚĆ NETTO NA KONIEC OKRESU	2 066	169 553	106 914	2 156	481 885	52 701	2 660	6 816	824 751

Rok zakończony 31 grudnia 2008 roku

	Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Oprogramowanie	Inne nabyte koncesje, patenty, licencje i podobne wartości	Świadczenia pochodzenia energii	Prawa do emisji gazów cieplarnianych	Inne wartości niematerialne	Wartości niematerialne nie oddane do użytkowania	Wartości niematerialne razem
WARTOŚĆ BRUTTO									
Bilans otwarcia	3 578	14 555	139 185	839	142 013	37	4 032	5 985	310 224
zakup bezpośredni	-	-	1 637	568	216 271	-	38	17 544	236 058
rozliczenie wartości nie oddanych do użytkowania	-	-	18 002	84	-	-	136	(18 222)	-
sprzedaż, zbycie	-	-	-	-	(3 338)	-	-	-	(3 338)
przemieszczenia pomiędzy grupami	-	-	-	-	-	-	-	-	-
darowizny i nieodpłatne przekazania	-	-	-	-	-	-	-	-	-
likwidacja	-	-	(686)	-	-	-	(5)	-	(691)
wytworzenie we własnym zakresie świadczeń pochodzenia energii	-	-	-	-	143 230	-	-	-	143 230
nieodpłatne otrzymanie	-	-	47	-	-	-	-	-	47
aport	-	-	-	-	-	-	-	-	-
nabycie jednostki zależnej	-	154 998	207	-	-	-	-	-	155 205
spisanie inwestycji zaniechanych	-	-	-	-	-	-	-	-	-
przyjęcie ze środków trwałych w budowie	-	-	213	-	-	-	-	(19)	194
ujawnienie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
umorzenie świadczeń pochodzenia energii	-	-	-	-	(253 239)	-	-	-	(253 239)
pozostałe zmiany	181	-	5	(79)	8	(35)	75	(14)	141
Bilans zamknięcia	3 759	169 553	158 610	1 412	244 945	2	4 276	5 274	587 831
SKUMULOWANA AMORTYZACJA (UMORZENIE)									
Bilans otwarcia	(539)	-	(23 139)	(321)	-	-	(586)	(459)	(25 044)
amortyzacja za okres	(595)	-	(28 583)	(172)	-	-	(516)	-	(29 866)
zwiększenie odpisów aktualizujących	-	-	-	-	-	-	-	-	-
zmniejszenie odpisów aktualizujących	-	-	-	-	-	-	-	-	-
sprzedaż, zbycie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
przemieszczenia pomiędzy grupami	-	-	-	-	-	-	-	-	-
darowizny i nieodpłatne przekazania	-	-	-	-	-	-	-	-	-
likwidacja	-	-	375	-	-	-	1	-	376
nieodpłatne otrzymanie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
aport	-	-	-	-	-	-	-	-	-
nabycie jednostki zależnej	-	-	-	-	-	-	-	-	-
przyjęcie ze środków trwałych w budowie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe zmiany	-	-	2	83	-	-	(86)	9	8
Bilans zamknięcia	(1 134)	-	(51 345)	(410)	-	-	(1 187)	(450)	(54 526)
WARTOŚĆ NETTO NA POZĄTEK OKRESU	3 039	14 555	116 046	518	142 013	37	3 446	5 226	285 180
WARTOŚĆ NETTO NA KONIEC OKRESU	2 625	169 553	107 265	1 002	244 945	2	3 089	4 824	533 305

Rok zakończony 31 grudnia 2007 roku

	Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Oprogramowanie	Inne nabyte koncesje, patenty, licencje i podobne wartości	Świadcstwa pochodzenia energii	Prawa do emisji gazów cieplarnianych	Inne wartości niematerialne	Wartości niematerialne nie oddane do użytkowania	Wartości niematerialne razem
WARTOŚĆ BRUTTO									
Bilans otwarcia	2 903	14 555	111 336	706	32 448	37	3 763	9 314	175 062
zakup bezpośredni	355	-	546	109	25 868	-	28	23 965	50 871
rozliczenie wartości nie oddanych do użytkowania	320	-	27 048	24	-	-	224	(27 616)	-
sprzedaż, zbycie	-	-	-	-	(7 749)	-	-	-	(7 749)
przemieszczenia pomiędzy grupami	-	-	-	-	-	-	-	-	-
darowizny i nieodpłatne przekazania	-	-	352	-	-	-	-	-	352
likwidacja	-	-	(381)	-	-	-	(18)	-	(399)
wytworzenie we własnym zakresie świadcstw pochodzenia energii	-	-	-	-	114 795	-	-	-	114 795
nieodpłatne otrzymanie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
aport	-	-	-	-	-	-	-	-	-
nabycie jednostki zależnej	-	-	208	-	-	-	-	-	208
spisanie inwestycji zaniechanych	-	-	-	-	-	-	-	-	-
przyjęcie ze środków trwałych w budowie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ujawnienie	-	-	8	-	-	-	35	-	43
umorzenie świadcstw pochodzenia energii	-	-	-	-	(23 349)	-	-	-	(23 349)
pozostałe zmiany	-	-	68	-	-	-	-	322	390
Bilans zamknięcia	3 578	14 555	139 185	839	142 013	37	4 032	5 985	310 224
SKUMULOWANA AMORTYZACJA (UMORZENIE)									
Bilans otwarcia	-	-	(10)	-	-	-	(14)	-	(24)
amortyzacja za okres	(539)	-	(23 909)	(321)	-	-	(590)	-	(25 359)
zwiększenie odpisów aktualizujących	-	-	-	-	-	-	-	(459)	(459)
zmniejszenie odpisów aktualizujących	-	-	-	-	-	-	-	1	1
sprzedaż, zbycie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
przemieszczenia pomiędzy grupami	-	-	-	-	-	-	-	-	-
darowizny i nieodpłatne przekazania	-	-	-	-	-	-	-	-	-
likwidacja	-	-	221	-	-	-	18	-	239
nieodpłatne otrzymanie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
aport	-	-	559	-	-	-	-	-	559
nabycie jednostki zależnej	-	-	-	-	-	-	-	-	-
przyjęcie ze środków trwałych w budowie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe zmiany	-	-	-	-	-	-	-	(1)	(1)
Bilans zamknięcia	(539)	-	(23 139)	(321)	-	-	(586)	(459)	(25 044)
WARTOŚĆ NETTO NA POZĄTEK OKRESU	2 903	14 555	111 326	706	32 448	37	3 749	9 314	175 038
WARTOŚĆ NETTO NA KONIEC OKRESU	3 039	14 555	116 046	518	142 013	37	3 446	5 526	285 180

Informacje o testach utraty wartości w odniesieniu do wartości firmy przedstawiono w nocie 16.

20. Zapasy

	Stan na 31 grudnia 2009	Stan na 31 grudnia 2008	Stan na 31 grudnia 2007
Koszt historyczny			
Materiały	424 465	322 239	226 298
Półprodukty i produkcja w toku	87 114	59 202	44 954
Produkty gotowe	17 566	1 434	4 339
Towary	1 702	46	54
Prawa majątkowe pochodzenia energii	9 131	9 327	3 304
Prawa do emisji zanieczyszczeń	–	9 798	–
Razem	539 978	402 046	278 949
Odpisy aktualizujące wartość			
Materiały	(3 612)	(3 525)	(11 567)
Półprodukty i produkcja w toku	–	–	–
Produkty gotowe	(165)	–	(44)
Towary	–	(6)	(6)
Prawa majątkowe pochodzenia energii	–	–	–
Prawa do emisji zanieczyszczeń	–	(3 352)	–
Razem	(3 777)	(6 883)	(11 617)
Wartość netto możliwa do odzyskania			
Materiały	420 853	318 714	214 731
Półprodukty i produkcja w toku	87 114	59 202	44 954
Produkty gotowe	17 401	1 434	4 295
Towary	1 702	40	48
Prawa majątkowe pochodzenia energii	9 131	9 327	3 304
Prawa do emisji zanieczyszczeń	–	6 446	–
Razem	536 201	395 163	267 332
Zmiana stanu odpisów aktualizujących zapasy			
Bilans otwarcia	(6 883)	(11 617)	(7 517)
Utworzenie odpisów aktualizujących	(1 150)	(3 575)	(8 168)
Rozwiązanie odpisów aktualizujących	3 963	1 544	4 197
Wykorzystanie odpisów aktualizujących	293	7 654	10
Aport	–	–	(139)
Pozostałe	–	(889)	–
Bilans zamknięcia	(3 777)	(6 883)	(11 617)

21. Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności

Warunki transakcji z podmiotami powiązanymi przedstawione są w nocie 36. Odpisy aktualizujące i wiekowanie należności przedstawiono w nocie 38.4.5.

Należności z tytułu dostaw i usług nie są oprocentowane i mają zazwyczaj 30-dniowy termin płatności w przypadku kontrahentów instytucjonalnych. W odniesieniu do klientów indywidualnych płatności dokonywane są w cyklach miesięcznych lub dwumiesięcznych.

Z wyjątkiem sprzedaży realizowanej na rzecz klientów indywidualnych, sprzedaż jest realizowana tylko zweryfikowanym klientom. Dzięki temu, zdaniem kierownictwa, nie istnieje dodatkowe ryzyko kredytowe, ponad poziom określony odpisem aktualizującym nieściągalne należności właściwym dla należności handlowych Grupy.

22. Środki pieniężne i ich ekwiwalenty

Środki pieniężne w banku są oprocentowane według zmiennych stóp procentowych, których wysokość zależy od stopy oprocentowania jednodniowych lokat bankowych. Lokaty krótkoterminowe są dokonywane na różne okresy, najczęściej od jednego dnia do jednego miesiąca, w zależności od aktualnego zapotrzebowania Grupy na środki pieniężne i są oprocentowane według ustalonych dla nich stóp procentowych.

Saldo środków pieniężnych i ich ekwiwalentów wykazywane w rachunku przepływów pieniężnych składało się z następujących pozycji:

	Stan na 31 grudnia 2009	Stan na 31 grudnia 2008	Stan na 31 grudnia 2007
Środki pieniężne w banku i w kasie	174 925	96 953	140 938
Lokaty krótkoterminowe do 3 miesięcy	854 854	852 407	817 663
Inne	2 324	350	15 620
Razem saldo środków pieniężnych i ich ekwiwalentów wykazane w bilansie, w tym:	1 032 103	949 710	974 221
środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania	18 635	2 941	9 751
Kredyt w rachunku bieżącym	(59 453)	(42 983)	(75 113)
Różnice kursowe i pozostałe różnice	5	217	2 270
Razem saldo środków pieniężnych i ekwiwalentów wykazanych w rachunku przepływów pieniężnych	972 655	906 944	901 378

Różnica pomiędzy stanem środków pieniężnych wykazywanym w sprawozdaniu z sytuacji finansowej a stanem wykazywanym w rachunku przepływów pieniężnych wynika głównie z kwoty kredytów w rachunkach bieżących oraz różnic kursowych z wyceny środków pieniężnych na rachunkach walutowych.

23. Pozostałe aktywa**23.1. Pozostałe aktywa finansowe**

	Stan na 31 grudnia 2009	Stan na 31 grudnia 2008	Stan na 31 grudnia 2007
Udziały i akcje pozostałe	146 517	156 324	503 879
Obligacje, bony skarbowe oraz inne dłużne papiery wartościowe	6 056	17 211	23 636
Lokaty i depozyty	23 887	20 493	27 664
Pozostałe należności długoterminowe	8 468	8 141	2 972
Pozostałe	13 571	38 136	160 508
Razem	198 499	240 305	718 659
długoterminowe	179 746	176 904	537 062
krótkoterminowe	18 753	63 401	181 597

Na dzień 31 grudnia 2007 roku udziały i akcje pozostałe obejmowały akcje w PEC Katowice S.A. o wartości 345 285 tysięcy złotych. Akcje tej spółki o wartości 195 285 tysięcy złotych zostały wniesione aportem przez Skarb Państwa do TAURON Polska Energia S.A. w dniu 22 sierpnia 2007 roku, akcje o wartości 150 000 tysięcy złotych zostały objęte w podwyższonym kapitale zakładowym PEC Katowice S.A. w zamian za wkład pieniężny w dniu 29 sierpnia 2007 roku. Na dzień 31 grudnia 2007 roku PEC Katowice S.A. znajdowała się w postępowaniu upadłościowym, które zostało zakończone w dniu 18 maja 2008 roku. Począwszy od tej daty, PEC Katowice S.A. konsolidowany jest metodą pełną.

23.2. Pozostałe długoterminowe aktywa niefinansowe

	Stan na 31 grudnia 2009	Stan na 31 grudnia 2008	Stan na 31 grudnia 2007
Zaliczki na środki trwałe w budowie oraz wartości niematerialne	3 807	23 137	50 483
Ubezpieczenia majątkowe i deliktowe	–	–	5 122
Pozostałe rozliczenia międzyokresowe	3 510	1 236	104
Koszty przygotowania produkcji w kopalniach węgla kamiennego	49 139	37 143	28 842
Pozostałe	2 091	6	49
Razem	58 547	61 522	84 600

23.3. Pozostałe krótkoterminowe aktywa niefinansowe

	Stan na 31 grudnia 2009	Stan na 31 grudnia 2008	Stan na 31 grudnia 2007
Prenumerata	235	212	298
Ubezpieczenia majątkowe i deliktowe	24 033	10 296	24 884
Składki członkowskie, szkolenia	68	50	49
Usługi informatyczne, telekomunikacyjne i pocztowe	4 925	1 359	709
Pozostałe koszty rozliczane w czasie	4 604	2 365	293
Koszty przygotowania produkcji w kopalniach węgla kamiennego	31 535	27 808	17 130
Koszty wyrobisk chodnikowych	38 458	34 325	42 367
Zaliczki na dostawy	2 359	1 104	884
Należności z tytułu naliczonego VAT	18 521	18 223	42 099
Należności z tytułu akcyzy	8 086	8 086	10 695
Należności z tytułu wpłaty z zysku	1 198	386	5 683
Pozostałe należności z tytułu podatków	106	1 658	4 914
Nadwyżka aktywów nad zobowiązaniami ZFŚS	2 554	3 894	3 204
Udzielone kaucje	17 861	–	–
Pozostałe aktywa krótkoterminowe	4 182	3 584	4 476
Razem	158 725	113 350	157 685

24. Pozostałe zobowiązania niefinansowe**24.1. Pozostałe zobowiązania długoterminowe**

Na dzień 31 grudnia 2009 roku, 31 grudnia 2008 roku oraz 31 grudnia 2007 roku Grupa nie posiadała pozostałych zobowiązań długoterminowych.

24.2. Pozostałe zobowiązania krótkoterminowe

	Stan na 31 grudnia 2009	Stan na 31 grudnia 2008	Stan na 31 grudnia 2007
Zobowiązania z tytułu podatków, cel, ubezpieczeń społecznych i innych, w tym:	376 505	304 393	319 813
Podatek akcyzowy	66 982	28 286	36 338
Podatek VAT	125 666	87 782	88 246
Zobowiązania z tytułu ubezpieczeń społecznych	117 086	111 555	111 576
Podatek dochodowy od osób fizycznych	34 264	40 065	33 478
Wpłata z zysku	–	–	1 207
Oplaty za korzystanie ze środowiska	25 038	21 089	39 008
Podatek od nieruchomości	1 032	19	4 622
Pozostałe	6 437	15 597	5 338
Pozostałe zobowiązania niefinansowe, w tym:	180 164	155 626	132 617
Wpłaty kontrahentów dot. przyszłych okresów, w tym:	167 767	141 944	120 996
przedpłaty na poczet opłaty przyłączeniowej	73 712	54 182	42 844
nadpłaty od klientów	90 590	81 538	72 328
inne	3 465	6 224	5 824
Pozostałe	12 397	13 682	11 621
Razem	556 669	460 019	452 430

25. Rozliczenia międzyokresowe

25.1. Rozliczenia międzyokresowe przychodów i dotacje rządowe

Rozliczenia międzyokresowe przychodów

	Stan na 31 grudnia 2009	Stan na 31 grudnia 2008	Stan na 31 grudnia 2007
Rozliczenia międzyokresowe przychodów			
Darowizny, nieodpłatnie otrzymane środki trwałe	180 636	155 375	154 901
Dotacje otrzymane inne niż rządowe	14 650	15 225	9 219
Wieczyste użytkowanie gruntów	625	673	–
Otrzymane dopłaty na nabycie środków trwałych	47 524	47 799	4 886
Oplaty przyłączeniowe	416 573	333 810	246 285
Pozostałe rozliczenia przychodów	6 785	2 686	3 416
Razem, w tym:	666 793	555 568	418 707
długoterminowe	617 490	518 609	389 613
krótkoterminowe	49 303	36 959	29 094
Dotacje rządowe			
Umorzenie pożyczek z funduszy środowiskowych	10 874	9 834	10 252
Pozostałe rozliczenia dotacji rządowych	57 000	58 269	35 164
Razem, w tym:	67 874	68 103	45 416
długoterminowe	65 300	65 520	43 813
krótkoterminowe	2 574	2 583	1 603

Przedstawione w niniejszym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym dotacje rządowe przedstawiają głównie wartość umorzonych pożyczek, przyznanych przez fundusze środowiskowe. Część pożyczek z funduszy środowiskowych jest umarzana pod warunkiem osiągnięcia zakładanych efektów ekologicznych.

25.2. Bierne rozliczenia międzyokresowe kosztów

	Stan na 31 grudnia 2009	Stan na 31 grudnia 2008	Stan na 31 grudnia 2007
Rozliczenia międzyokresowe z tytułu niewykorzystanych urlopów	20 039	22 304	20 594
Rozliczenia międzyokresowe z tytułu premii rocznej	128 815	120 900	107 625
Rozliczenia międzyokresowe z tytułu kosztów badania sprawozdań finansowych	1 114	1 630	1 143
Nagrody dla Zarządu	–	72	407
Pozostałe rozliczenia międzyokresowe kosztów	11 248	13 430	10 142
Razem, w tym:	161 216	158 336	139 911
długoterminowe	–	–	–
krótkoterminowe	161 216	158 336	139 911

26. Prawa do emisji dwutlenku węgla

Pierwszy Krajowy Plan Rozdziału Upoważnień do emisji dwutlenku węgla obejmował lata 2005–2007. W dniu 14 listopada 2008 roku Rada Ministrów przyjęła Krajowy Plan Rozdziału Upoważnień do emisji dwutlenku węgla na lata 2008–2012 („KPRU II”) we wspólnotowym systemie handlu upoważnieniami do emisji rozdziałący limity poziomu emisji dwutlenku węgla pomiędzy poszczególne instalacje uczestniczące w systemie handlu upoważnieniami do emisji. Przyjęte rozporządzenie oparte jest na projekcie rozporządzenia z dnia 12 lutego 2008 roku po uwzględnieniu zmian z dnia 16 maja 2008 roku. Zgodnie z postanowieniami Komisji Europejskiej polskie przedsiębiorstwa objęte planem przydziału upoważnień będą mogły w ciągu pięciu lat wyemitować około 1 043 mln ton dwutlenku węgla, czyli około 209 mln ton rocznie.

Zgodnie z przyjętą polityką rachunkowości Grupa tworzy rezerwę na pokrycie niedoboru upoważnień do emisji wówczas, gdy rzeczywista emisja przekracza przyznane upoważnienia w całym okresie rozliczeniowym.

W poniższych tabelach zaprezentowano prawa do emisji dwutlenku węgla przyznane w ramach Krajowego Planu Rozdziału Upoważnień, nabyte na rynku wtórnym wraz z podziałem na część wykorzystaną na własne potrzeby oraz sprzedaną w latach 2007–2009.

Prawa do emisji dwutlenku węgla w roku zakończonym 31 grudnia 2009

Spółka	Saldo uprawnień na początek okresu	Nabyte	Emisja CO ₂	Sprzedaż	Saldo uprawnień na koniec okresu
TAURON Polska Energia S.A.	–	56 970	–	(56 970)	–
Południowy Koncern Energetyczny S.A.	70 199 461	700 000	(17 308 156)	–	53 591 305
ENION S.A.	1 649	–	–	–	1 649
EnergiaPro S.A.	–	–	–	–	–
Elektrownia Stalowa Wola S.A.	4 053 891	160 000	(1 107 982)	(99 350)	3 006 559
Elektrociepłownia Tychy S.A.	1 289 268	20 084	(319 802)	–	989 550
Elektrociepłownia EC Nowa S.A.	10 136 868	250 000	(2 149 756)	(600 000)	7 637 112
PEC Dąbrowa Górnicza S.A.	411 372	–	(87 729)	–	323 643
Polska Energia PKH Sp. z o.o.	–	120 000	–	(120 000)	–
Razem	86 092 509	1 307 054	(20 973 425)	(876 320)	65 549 818

Prawa do emisji dwutlenku węgla w roku zakończonym 31 grudnia 2008

Spółka	Liczba uprawnień przyznana w ramach Krajowego Planu Rozdziału na lata 2008–2012	Nabyte	Emisja CO ₂	Sprzedaż	Saldo uprawnień na koniec okresu
TAURON Polska Energia S.A.	–	–	–	–	–
Południowy Koncern Energetyczny S.A.	88 611 000	–	(18 411 539)	–	70 199 461
ENION S.A.	1 649	–	–	–	1 649
EnergiaPro S.A.	–	–	–	–	–
Elektrownia Stalowa Wola S.A.	5 129 750	200 000	(1 175 209)	(100 650)	4 053 891
Elektrociepłownia Tychy S.A.	1 675 510	–	(386 242)	–	1 289 268
Elektrociepłownia EC Nowa S.A.	12 671 085	158 082	(2 692 299)	–	10 136 868
PEC Dąbrowa Górnicza S.A.	499 581	–	(88 209)	–	411 372
Polska Energia PKH Sp. z o.o.	–	650	–	(650)	–
Razem	108 588 575	358 732	(22 753 498)	(101 300)	86 092 509

Prawa do emisji dwutlenku węgla w roku zakończonym 31 grudnia 2007

Spółka	Średnioroczna liczba uprawnień przyznana w ramach Krajowego Planu Rozdziału	Nabyte	Emisja CO ₂	Sprzedaż
TAURON Polska Energia S.A.	–	–	–	–
Południowy Koncern Energetyczny S.A.	24 036 971	–	(21 573 045)	(2 250 000)
ENION S.A.	64 200	–	(1 649)	–
EnergiaPro S.A.	–	–	–	–
Elektrownia Stalowa Wola S.A.	1 392 800	200 000	(1 212 493)	(376 163)
Elektrociepłownia Tychy S.A.	459 500	–	(459 500)	–
Elektrociepłownia EC Nowa S.A.	3 440 000	1 946 000	(2 972 466)	(2 599 000)
PEC Dąbrowa Górnicza S.A.	141 111	–	(96 124)	(24 108)
Polska Energia PKH Sp. z o.o.	–	431 000	–	(431 000)
Razem	29 534 582	2 577 000	(26 315 277)	(5 680 271)

Elektrociepłownia EC Nowa Sp. z o.o. na dzień 31 grudnia 2007 roku wykazała niedobór uprawnień do emisji dwutlenku węgla. Niedobór ten został skompensowany z nadwyżką z roku 2006 w wysokości 113 240 ton. Pozostałą brakującą ilość uprawnień, tj. 72 226 ton, spółka ta zakupiła w lutym 2008 roku.

27. Świadczenia na rzecz pracowników**27.1. Świadczenia pracownicze, w tym świadczenia po okresie zatrudnienia**

Na podstawie wyceny dokonanej metodami aktuarialnymi Grupa ujmuje rezerwy na przyszłe świadczenia pracownicze, w tym na:

- odprawy emerytalne, rentowe i pośmiertne,
- deputaty węglowe,
- odpisy na Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych dla byłych pracowników,
- nagrody jubileuszowe,
- taryfę pracowniczą z tytułu zniżki na energię elektryczną.

Kwoty tych rezerw oraz uzgodnienie przedstawiające zmiany stanu w ciągu okresu obrotowego przedstawiono w poniższych tabelach. Ujęcie korytarzowe zaprezentowane poniżej dotyczy części rezerw na świadczenia pracownicze po okresie zatrudnienia.

Zmiana stanu rezerw na świadczenia pracownicze, rok zakończony 31 grudnia 2009 roku

	Rezerwa na świadczenia emerytalne, rentowe i podobne	Taryfa pracownicza	ZFŚS	Rezerwa na deputaty węglowe	Nagrody jubileuszowe	Rezerwy razem
Bilans otwarcia	163 787	286 702	91 265	27 219	457 564	1 026 537
nabycie jednostki zależnej	142	129	84	–	455	810
koszty bieżącego zatrudnienia	7 991	4 513	1 947	527	24 221	39 199
zyski i straty aktuarialne	3 079	15 103	3 487	(1 851)	(14 170)	5 648
wypłacone świadczenia	(10 719)	(14 736)	(4 289)	(646)	(51 289)	(81 679)
koszty przeszłego zatrudnienia	–	7 945	–	–	–	7 945
koszty odsetek	12 065	20 116	5 515	1 393	24 405	63 494
pozostałe zmiany	40	–	–	–	–	40
Bilans zamknięcia	176 385	319 772	98 009	26 642	441 186	1 061 994
REZERWY KRÓTKOTERMINOWE	29 059	19 602	4 567	934	52 426	106 588
REZERWY DŁUGOTERMINOWE	147 326	300 170	93 442	25 708	388 760	955 406

Ujęcie korytarzowe rezerw na świadczenia pracownicze, rok zakończony 31 grudnia 2009 roku

	Rezerwa na świadczenia emerytalne, rentowe i podobne	Taryfa pracownicza	ZFŚS	Rezerwa na deputaty węglowe	Rezerwy razem
Wartość bieżąca zobowiązania na koniec okresu	214 626	161 067	57 298	27 009	460 000
Nierozpoznane zobowiązanie, w tym:	(38 239)	(78 517)	(8 592)	(367)	(125 715)
Nie ujęte zyski/straty aktuarialne	(38 239)	6 203	(8 592)	(367)	(40 995)
Nie ujęte koszty przeszłego zatrudnienia	–	(84 720)	–	–	(84 720)
Wartość netto zobowiązania na koniec okresu	176 387	82 550	48 706	26 642	334 285
Wartość bieżąca zobowiązania na początek okresu	221 286	144 988	54 901	25 384	446 559
Wartość netto skumulowanych nie ujętych zysków/(strat) aktuarialnych na początek okresu	(57 497)	8 078	(10 130)	1 835	(57 714)
Granice przedziału	22 129	14 659	5 491	2 538	44 817
Przekroczenie	(36 359)	2 954	(4 853)	4 373	(33 885)
Zysk aktuarialny (strata), który ma być ujęty	3 167	(210)	452	(91)	3 318
Zysk (strata) aktuarialna za okres	16 094	(1 664)	1 088	(2 110)	13 408
Nie ujęte zyski/(straty) aktuarialne na koniec okresu	(38 236)	6 204	(8 590)	(366)	(41 068)

Zmiana stanu rezerw na świadczenia pracownicze, rok zakończony 31 grudnia 2008 roku

	Rezerwa na świadczenia emerytalne, rentowe i podobne	Taryfa pracownicza	ZFŚS	Rezerwa na deputaty węglowe	Nagrody jubileuszowe	Rezerwy razem
Bilans otwarcia	161 266	243 011	76 427	27 821	418 745	927 270
nabycie jednostki zależnej	2 230	–	–	–	3 999	6 229
koszty bieżącego zatrudnienia	7 697	2 557	1 744	624	22 509	35 131
zyski i straty aktuarialne	1 652	28 306	12 450	(2 015)	41 689	82 082
wypłacone świadczenia	(19 250)	(14 755)	(3 553)	(573)	(51 623)	(89 754)
koszty przeszłego zatrudnienia	–	9 555	–	–	–	9 555
koszty odsetek	10 426	18 052	4 197	1 362	22 245	56 282
pozostałe zmiany	(234)	(24)	–	–	–	(258)
Bilans zamknięcia	163 787	286 702	91 265	27 219	457 564	1 026 537
REZERWY KRÓTKOTERMINOWE	31 888	16 681	4 235	840	53 684	107 328
REZERWY DŁUGOTERMINOWE	131 899	270 021	87 030	26 379	403 880	919 209

Ujęcie korytarzowe rezerw na świadczenia pracownicze, rok zakończony 31 grudnia 2008 roku

	Rezerwa na świadczenia emerytalne, rentowe i podobne	Taryfa pracownicza	ZFŚS	Rezerwa na deputaty węglowe	Rezerwy razem
Wartość bieżąca zobowiązania na koniec okresu	221 286	144 988	54 901	25 384	446 559
Nierozpoznane zobowiązanie, w tym:	(57 499)	(82 977)	(10 131)	1 834	(148 773)
Nie ujęte zyski/straty aktuarialne	(57 499)	8 078	(10 131)	1 834	(57 718)
Nie ujęte koszty przeszłego zatrudnienia	–	(91 055)	–	–	(91 055)
Wartość netto zobowiązania na koniec okresu	163 787	62 011	44 770	27 218	297 786
Wartość bieżąca zobowiązania na początek okresu	194 896	133 209	39 978	24 747	392 830
Wartość netto skumulowanych nie ujętych zysków/(strat) aktuarialnych na początek okresu	(33 630)	10 918	(699)	3 074	(20 337)
Granice przedziału	19 709	13 315	4 001	2 475	39 500
Przekroczenie	(16 411)	1 349	(1 125)	5 548	(10 639)
Zysk aktuarialny (strata), który ma być ujęty	1 652	46	142	(115)	1 725
Zysk (strata) aktuarialna za okres	(25 519)	(2 886)	(9 573)	(1 124)	(39 102)
Nie ujęte zyski/(straty) aktuarialne na koniec okresu	(57 497)	8 078	(10 130)	1 835	(57 714)

Zmiana stanu rezerw na świadczenia pracownicze, rok zakończony 31 grudnia 2007 roku

	Rezerwa na świadczenia emerytalne, rentowe i podobne	Taryfa pracownicza	ZFŚS	Rezerwa na deputaty węglowe	Nagrody jubileuszowe	Rezerwy razem
Bilans otwarcia	157 279	199 313	71 539	26 090	393 332	847 553
nabycie jednostki zależnej	805	3 463	–	–	2 540	6 808
koszty bieżącego zatrudnienia	6 134	3 797	2 343	515	19 809	32 598
zyski i straty aktuarialne	92	21 967	2 494	176	32 890	57 619
wypłacone świadczenia	(14 058)	(12 239)	(1 876)	(271)	(49 883)	(78 327)
koszty przeszłego zatrudnienia	(129)	11 345	(1)	–	6	11 221
koszty odsetek	6 792	15 310	1 928	1 311	18 685	44 026
pozostałe zmiany	4 351	55	–	–	1 366	5 772
Bilans zamknięcia	161 266	243 011	76 427	27 821	418 745	927 270
REZERWY KRÓTKOTERMINOWE	26 279	14 458	3 637	646	45 463	90 483
REZERWY DŁUGOTERMINOWE	134 987	228 553	72 790	27 175	373 282	836 787

Ujęcie korytarzowe rezerw na świadczenia pracownicze, rok zakończony 31 grudnia 2007 roku

	Rezerwa na świadczenia emerytalne, rentowe i podobne	Taryfa pracownicza	ZFŚS	Rezerwa na deputaty węglowe	Rezerwy razem
Wartość bieżąca zobowiązania na koniec okresu	194 896	133 209	39 978	24 747	392 830
Nierozpoznane zobowiązanie, w tym:	(33 631)	(89 691)	(699)	3 073	(120 948)
Nie ujęte zyski/straty aktuarialne	(33 631)	10 918	(699)	3 073	(20 339)
Nie ujęte koszty przeszłego zatrudnienia	–	(100 609)	–	–	(100 609)
Wartość netto zobowiązania na koniec okresu	161 265	43 518	39 279	27 820	271 882
Wartość bieżąca zobowiązania na początek okresu	157 056	132 092	36 251	26 090	351 489
Wartość netto skumulowanych nie ujętych zysków/(strat) aktuarialnych na początek okresu	94	1 186	–	–	1 280
Granice przedziału	15 716	13 209	3 625	2 609	35 159
Przekroczenie	2 784	–	723	2 609	6 116
Zysk aktuarialny (strata), który ma być ujęty	(198)	(224)	9	–	(413)
Zysk (strata) aktuarialna za okres	(33 527)	9 956	(708)	3 073	(21 206)
Nie ujęte zyski/(straty) aktuarialne na koniec okresu	(33 631)	10 918	(699)	3 073	(20 339)

Grupa ustala rezerwy na przyszłe świadczenia pracownicze w wysokości oszacowanej metodami aktuarialnymi, z uwzględnieniem stopy dyskonta, definiowanej na podstawie rynkowych stóp zwrotu z obligacji skarbowych. Podziału rezerw na długo- i krótkoterminowe Grupa dokonuje na podstawie szacunków dotyczących rozkładu wypłat w czasie przygotowanego przy pomocy technik aktuarialnych. Główne założenia przyjęte przez aktuarium na dzień bilansowy do wyliczenia kwoty zobowiązania są następujące:

	Rok zakończony 31 grudnia 2009	Rok zakończony 31 grudnia 2008	Rok zakończony 31 grudnia 2007
Stopa dyskontowa (%)	5,75%	5,50%	5,50%
Przewidywany wskaźnik inflacji	2,50%	2,50%	2,50%
Wskaźnik rotacji pracowników	1,08% – 2,62%	1,17% – 3,20%	1,14% – 3,16%
Przewidywana średnia stopa wzrostu wynagrodzeń (%)	2,50%	2,50% – 3,50%	2,60% – 2,70%
Przewidywana średnia stopa wzrostu cen energii (%)	2,70%	1,40%	0,77% – 2,50%
Przewidywana średnia stopa wzrostu wartości odpisu na ZFŚS	4,10%	3,90%	2,90%
Pozostały średni okres zatrudnienia	9,97 – 14,18	9,36 – 14,44	9 – 15,38

28. Zysk przypadający na jedną akcję

Zasadniczo zysk podstawowy przypadający na jedną akcję oblicza się poprzez podzielenie zysku netto za okres przypadającego na zwykłych akcjonariuszy Spółki dominującej przez średnią ważoną liczbę wyemitowanych akcji zwykłych występujących w ciągu okresu. Dla 2007 roku przyjęto średnią liczbę akcji ustaloną w ten sposób, jakby podniesienie kapitału akcyjnego jednostki dominującej, które miało miejsce w dniu 9 maja 2007 roku, miało miejsce w dniu 1 stycznia 2007 roku.

Poniżej przedstawione zostały dane dotyczące zysku oraz akcji, które posłużyły do wyliczenia podstawowego zysku na jedną akcję.

	Stan na 31 grudnia 2009	Stan na 31 grudnia 2008	Stan na 31 grudnia 2007
Zysk netto z działalności kontynuowanej przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	732 394	130 848	153 509
Zysk na działalności zaniechanej przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	–	–	–
Zysk netto	732 394	130 848	153 509
Odsetki od umarzalnych akcji uprzywilejowanych zamiennych na akcje zwykłe	–	–	–
Zysk netto przypadający na zwykłych akcjonariuszy, zastosowany do obliczenia rozwodnionego zysku na jedną akcję	732 394	130 848	153 509
Liczba akcji zwykłych zastosowana do obliczenia podstawowego zysku na jedną akcję	13 986 382 900	13 915 030 789	13 784 726 318
Liczba akcji zwykłych zastosowana do obliczenia rozwodnionego zysku na jedną akcję	13 986 382 900	13 915 030 789	13 784 726 318

Tabela poniżej przedstawia zysk na jedną akcję za lata zakończone 31 grudnia 2009 roku, 31 grudnia 2008 roku oraz 31 grudnia 2007 roku.

Zysk na jedną akcję (w złotych)	Rok zakończony 31 grudnia 2009	Rok zakończony 31 grudnia 2008	Rok zakończony 31 grudnia 2007
Podstawowy z zysku za rok obrotowy przypadającego akcjonariuszom jednostki dominującej	0,05	0,01	0,01
Podstawowy z zysku z działalności kontynuowanej przypadającego akcjonariuszom jednostki dominującej	0,05	0,01	0,01
Rozwodniony z zysku za rok obrotowy przypadającego akcjonariuszom jednostki dominującej	0,05	0,01	0,01
Rozwodniony z zysku z działalności kontynuowanej przypadającego akcjonariuszom jednostki dominującej	0,05	0,01	0,01

29. Dywidendy wypłacone i zaproponowane do zapłaty

	Rok zakończony 31 grudnia 2009	Rok zakończony 31 grudnia 2008	Rok zakończony 31 grudnia 2007
Zadeklarowane i wypłacone w okresie			
Dywidendy wypłacone z zysku w roku przez jednostki zależne	7 074	13 859	32 312
Dywidendy końcowe wypłacone z zysku w roku przez jednostkę dominującą	51 167	20 000	–
Wpłata z zysku wypłacona przez jednostkę dominującą	8 376	–	–
Wpłata z zysku wypłacona przez jednostki zależne	–	1 207	51 163
Dywidenda łącznie	66 617	35 066	83 475

Ograniczenia w wypłacie dywidendy zostały opisane w nocie 31.6 dodatkowych informacji do niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Wartość dywidendy na jedną akcję wypłaconej przez jednostkę dominującą za poszczególne lata przedstawiała się następująco:

	Rok zakończony 31 grudnia 2009	Rok zakończony 31 grudnia 2008	Rok zakończony 31 grudnia 2007
Wypłacona dywidenda na akcję (w złotych)	0,0043	0,0014	–

Dla obliczenia wartości dywidendy na akcję wypłaconej przez jednostkę dominującą poza dywidendą końcową przyjęto również dywidendy w postaci wpłaty z zysku dla Skarbu Państwa.

30. Połączenia jednostek gospodarczych

Problematykę przejęć i połączeń jednostek gospodarczych zasadniczo reguluje standard *MSSF 3 Połączenia jednostek gospodarczych*. Jednakże standard ten wyłącza ze swojego zakresu transakcje pomiędzy jednostkami pozostającymi pod wspólną kontrolą. Podmioty wniesione do Spółki w maju 2007 roku znajdowały się pod kontrolą Skarbu Państwa, co oznacza, że zarówno Spółka, jak i wnoszone podmioty były w momencie wniesienia pod wspólną kontrolą Skarbu Państwa. Transakcja wniesienia spółek spełnia więc w ocenie Spółki definicję transakcji pod wspólną kontrolą, w związku z czym jest ona wyłączona z zakresu MSSF 3.

Sytuacja, w której dana transakcja lub zjawisko gospodarcze wymagające ujęcia w sprawozdaniu przygotowanym zgodnie z MSSF nie są uregulowane zapisami poszczególnych standardów, została uregulowana zapisami MSR 8 punkt 10–12. Zapisy te nakładają na jednostkę sporządzającą sprawozdanie zgodnie z MSSF obowiązek stworzenia własnego zestawu zasad rachunkowości, wskazując na cechy takich zasad rachunkowości: wierna prezentacja pozycji finansowej, wyników działalności oraz przepływów pieniężnych, odzwierciedlenie treści ekonomicznej transakcji, neutralność, ostrożność oraz kompletność we wszystkich aspektach.

Z przeprowadzonych przez Spółkę analiz wynika, iż dla rozliczenia połączenia jednostek znajdujących się pod wspólną kontrolą preferowane jest zastosowanie metody łączenia udziałów.

U podstaw tej metody leży założenie, że podmioty łączące się były zarówno przed, jak i po transakcji kontrolowane przez tego samego akcjonariusza i w związku z tym skonsolidowane sprawozdanie finansowe odzwierciedla fakt ciągłości wspólnej kontroli oraz nie odzwierciedla zmian wartości aktywów netto do wartości godziwych (lub też rozpoznania nowych aktywów) lub wyceny wartości firmy, ponieważ żaden z łączących się podmiotów nie jest w istocie nabywany. Zatem sprawozdanie przygotowywane jest tak, jakby łączące się podmioty były zawsze ze sobą połączone.

W praktyce w sytuacji Grupy Kapitałowej TAURON Polska Energia S.A. oznacza to, że sprawozdania wszystkich łączących się spółek zostały zagregowane od dnia 1 stycznia 2007 roku, który jest datą przejścia Grupy na MSSF. Sprawozdanie z całkowitych dochodów oraz rachunek

przepływów pieniężnych za lata zaprezentowane w sprawozdaniu MSSF obejmują całość działalności Grupy. Podwyższenie kapitału jednostki dominującej w wyniku wniesienia aportu w postaci akcji spółek zależnych w dniu 9 maja 2007 roku zostało zaprezentowane w skonsolidowanym sprawozdaniu ze zmian w kapitałach własnych jako podniesienie kapitału podstawowego z oddzielnej pozycji utworzonej w ramach kapitałów własnych Grupy.

TAURON Polska Energia S.A. rozliczyła w powyższy sposób nabycie akcji niżej wymienionych spółek, które zostały wniesione do Spółki przez Skarb Państwa tytułem wkładu niepieniężnego w podwyższonym kapitale zakładowym TAURON Polska Energia S.A. w dniu 9 maja 2007 roku:

1. Południowy Koncern Energetyczny S.A.;
2. Enion S.A.;
3. EnergiaPro Koncern Energetyczny S.A.;
4. Elektrownia Stalowa Wola S.A.

W dniu 31 lipca 2009 roku Grupa nabyła od Skarbu Państwa 85% akcji Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Dąbrowie Górniczej S.A. oraz 42,10% udziałów w Elektrociepłowni EC Nowa Sp. z o.o. Przed dniem 31 lipca 2009 roku Grupa kontrolowała już 41,95% akcji w Elektrociepłowni EC Nowa Sp. z o.o., stąd nabycie dodatkowych akcji spowodowało objęcie kontroli w spółce. Transakcja ta również spełnia definicję restrukturyzacji pod wspólną kontrolą, w związku z czym została rozliczona metodą łączenia udziałów. Podobnie jak w wyżej opisanej sytuacji spółki te zostały objęte konsolidacją od pierwszego zaprezentowanego w niniejszym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym okresu, tj. od dnia 1 stycznia 2007 roku.

Natomiast nabycie 85% akcji w spółkach Elektrociepłownia Tychy S.A. oraz 85% akcji Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Katowice S.A. zostało rozliczone metodą nabycia, ponieważ przedsiębiorstwa te w momencie aportu znajdowały się w trakcie postępowań upadłościowych. Ujemna różnica z rozliczenia nabycia Elektrociepłowni Tychy S.A. w kwocie 22 704 tysięcy złotych została odniesiona w wynik 2007 roku.

Udziały w Elektrociepłowni Tychy S.A. o wartości rynkowej 10 862 tysięcy złotych zostały wniesione w dniu 8 sierpnia 2007 roku przez Skarb Państwa tytułem wkładu niepieniężnego w podwyższonym kapitale zakładowym TAURON Polska Energia S.A., natomiast za objęcie akcji nowej emisji w podwyższonym kapitale zakładowym EC Tychy S.A. wniesiono wkład pieniężny w wysokości 30 000 tysięcy złotych w dniu 5 września 2007 roku.

Udziały w Przedsiębiorstwie Energetyki Ciepłej Katowice S.A. o wartości rynkowej 195 285 tysięcy złotych zostały wniesione w dniu 29 sierpnia 2007 roku przez Skarb Państwa tytułem wkładu niepieniężnego w podwyższonym kapitale zakładowym TAURON Polska Energia S.A., natomiast za objęcie akcji nowej emisji w podwyższonym kapitale zakładowym PEC Katowice S.A. wniesiono wkład pieniężny w wysokości 150 000 tysięcy złotych w dniu 29 sierpnia 2007 roku.

W wyniku nabycia spółki PEC Katowice S.A. powstała wartość firmy w wysokości 154 998 tysięcy złotych, jako różnica pomiędzy ceną nabycia w wysokości 345 285 tysięcy złotych i aktywami netto w wysokości 190 287 tysięcy złotych. Wartość firmy odpowiada zapłacie dokonanej w zamian za oczekiwane przyszłe korzyści ekonomiczne z aktywów, których nie udało się zidentyfikować i wycenić, w związku z czym nie kwalifikowały się do ujęcia w sprawozdaniu finansowym.

Przed nabyciem akcji PEC Katowice S.A. przeprowadzone zostały analizy ekonomiczno-finansowe w aspekcie oceny prognozowanej sytuacji PEC Katowice S.A., wpływu pozyskania aktywów spółki na efektywność Grupy Kapitałowej oraz oceny opłacalności ekonomicznej przedsięwzięcia. W analizach tych uwzględnione zostały następujące przesłanki, które uzasadniały nabycie akcji PEC Katowice S.A.:

- Pozyskanie PEC Katowice S.A. miało istotne znaczenie dla Grupy Kapitałowej zarówno z punktu widzenia przyjętej strategii w zakresie rynku ciepła, jak i z punktu widzenia działalności operacyjnej spółek zależnych.
- Strategia rozwoju ciepłownictwa zakładała rozwój w ramach Grupy Kapitałowej linii biznesowej związanej z wytwarzaniem i przesyłem energii cieplnej ze szczególnym uwzględnieniem wytwarzania energii elektrycznej w kogeneracji. Zakładano rozwój poprzez poszerzenie zakresu działalności Grupy o segment ciepłowniczy będący monopolem naturalnym, gdzie cechą charakterystyczną jest stabilność rynku i gwarantowana sprzedaż w ciągu najbliższych 20–30 lat. Dodatkową korzyścią była możliwość wykorzystania promowania sektora ciepłowniczego w ramach unijnej polityki proekologicznej, czego wyrazem jest obowiązkowy zakup czerwonych certyfikatów przyznawanych za produkcję energii elektrycznej i ciepła w kogeneracji.
- PEC Katowice S.A. stanowi jeden z zasadniczych elementów systemu ciepłowniczego konurbacji górnośląskiej. Jego strategiczne położenie w centrum urbanizacyjnym Górnego Śląska powoduje, iż PEC Katowice S.A. ma szerokie możliwości rozwoju na sąsiednich rynkach.
- Pozyskanie PEC Katowice S.A. było również istotne z punktu widzenia Elektrociepłowni Katowice znajdującej się w strukturach Grupy Kapitałowej, gdyż przejęcie PEC Katowice S.A. przez konkurencję groziło marginalizacją pozycji EC Katowice na rynku wytwarzania ciepła. Przejęcie kontroli nad PEC Katowice S.A. przez inną spółkę przyczyniłoby się najprawdopodobniej do znaczącego ograniczenia produkcji Elektrociepłowni Katowice i wyparcia jej z rynku ciepła.

Grupa nie ujawnia wartości księgowej aktywów i zobowiązań ze statutowych sprawozdań spółek PEC Katowice S.A. i EC Tychy S.A. na moment objęcia kontroli, ponieważ dane te nie były dostępne. Pozyskanie obecnie wiarygodnych danych nie jest możliwe z uwagi

na konieczność dokonania obiektywnych szacunków i profesjonalnego osądu, które byłyby zgodne z wiedzą na ówczesny moment. Szacunki te mogłyby uwzględniać wiedzę posiadaną obecnie. Grupa odstąpiła zatem od uzyskiwania tych danych.

Wartość godziwa możliwych do zidentyfikowania aktywów, zobowiązań i zobowiązań warunkowych spółek EC Tychy S.A. i PEC Katowice S.A. na daty ich przejęcia przedstawia się następująco:

Wartość godziwa ujęta w momencie przejęcia

	EC Tychy S.A.	PEC Katowice S.A.
Rzeczowe aktywa trwałe	176 417	199 892
Wartości niematerialne	208	207
Składnik aktywów z tytułu odroczonego podatku dochodowego	–	8 035
Pozostałe długoterminowe aktywa finansowe	1 310	–
Środki pieniężne i ekwiwalenty środków pieniężnych	136	49 268
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	5 788	16 909
Zapasy	1 517	4 398
Pozostałe krótkoterminowe aktywa	678	1 067
Zobowiązania finansowe	132 972	52 235
Rezerwy na świadczenia pracownicze i inne	6 851	26 513
Pozostałe zobowiązania	811	2 108
Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	5 930	–
Aktywa netto	39 490	198 920
Aktywa netto przypadające TAURON	33 567	190 287
Cena nabycia	10 862	345 285
Wartość firmy powstała w wyniku przejęcia	(22 705)	154 998

Na wartość bilansową wartości firmy składają się również nabyta na dzień połączenia wartość firmy w wysokości 13 973 tysięcy złotych w spółce Południowy Koncern Węglowy S.A. oraz wartość firmy w wysokości 582 tysięcy złotych w spółce Kopalnia Wapienia Czatkowice Sp. z o.o. wynikające z połączeń, które miały miejsce przed dniem przejścia Grupy na stosowanie MSSF.

Wartość firmy powstała w wyniku nabycia jednostek gospodarczych została objęta testem w zakresie utraty wartości na dzień bilansowy. Szerzej kwestię tę opisano w nocie 16.

31. Kapitał podstawowy i pozostałe kapitały**31.1. Kapitał podstawowy**

Serie akcji*	Stan na 31 grudnia 2009	Stan na 31 grudnia 2008	Stan na 31 grudnia 2007	Stan na 1 stycznia 2007	Zmiany w latach 2007–2009
Ilość akcji					
A	255 000	500 000	500 000	500 000	wkład 500 000 zł, umorzenie 245 000 akcji
B	6 697 999 312	6 697 999 312	6 697 999 312	–	wkład 132 534 708 akcji PKE S.A. (wartość nominalna 1 akcji 10 zł)
C	3 526 647 223	3 526 647 223	3 526 647 223	–	wkład 2 572 552 akcji ENION S.A. (wartość nominalna 1 akcji 100 zł)
D	2 792 245 893	2 792 245 893	2 792 245 893	–	wkład 885 204 akcji EnergiaPro S.A. (wartość nominalna 1 akcji 100 zł)
E	475 106 055	475 106 055	475 106 055	–	wkład 19 550 000 akcji Elektrowni Stalowa Wola S.A. (wartość nominalna 1 akcji 10 zł)
F	10 862 150	10 862 150	10 862 150	–	wkład 1 105 000 akcji Elektrociepłowni Tychy S.A. (wartość nominalna 10 zł każda)
G	195 284 950	195 284 950	195 284 950	–	wkład 5 185 000 akcji PEC Katowice S.A. (wartość nominalna 1 akcji 10 zł)
H	125 326 000	–	–	–	wkład 250 652 udziałów Elektrociepłowni EC Nowa Sp. z o.o. (wartość nominalna 1 udziału 500 zł)
I	162 556 975	–	–	–	wkład 15 023 750 akcji PEC w Dąbrowie Górniczej S.A. (wartość nominalna 1 akcji 10 zł)
Razem	13 986 283 558	13 698 645 583	13 698 645 583	500 000	
Wartość nominalna akcji**	13 986 283 558	13 698 645 583	13 698 645 583	500 000	

* Akcje zwykłe imienne

** Wartość nominalna jednej akcji wynosi 1 zł

31.2. Wartość nominalna akcji

Wszystkie wyemitowane akcje posiadają wartość nominalną wynoszącą 1 złoty i zostały w pełni opłacone.

31.3. Prawa akcjonariuszy**Uprawnienia Skarbu Państwa**

W dniu 18 sierpnia 2005 roku weszła w życie ustawa z dnia 3 czerwca 2005 roku o szczególnych uprawnieniach Skarbu Państwa oraz ich wykonywaniu w spółkach kapitałowych o istotnym znaczeniu dla porządku publicznego lub bezpieczeństwa publicznego (Dz.U. Nr 132, poz. 1108). TAURON Polska Energia S.A. podlega przepisom tej ustawy na podstawie wydanych przepisów wykonawczych. Zdaniem Zarządu Spółka funkcjonuje zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa. Na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania nie został wyznaczony obserwator.

Program akcji pracowniczych

Na mocy ustawy z dnia 30.08.1996 r. o komercjalizacji i prywatyzacji (tekst jedn. Dz.U. Nr 171, poz. 1397 z dnia 14.10.2002 r. z późn. zm.), pracownicy i inne uprawnione osoby spółek zależnych w Grupie Kapitałowej TAURON Polska Energia S.A. są uprawnieni do otrzymania akcji przedsiębiorstw, których pracownikami byli w dniu wykreślenia z rejestru komercjalizowanego przedsiębiorstwa państwowego.

Zgodnie z Interpretacją KIMS 8 Międzynarodowy Standard Sprawozdawczości Finansowej 2 „Płatności w formie akcji” ma zastosowanie do transakcji, w których jednostka wydaje swoje instrumenty finansowe nawet w zamian za niemożliwe do zidentyfikowania dobra i usługi, w związku z czym przyznanie akcji pracowniczych zostało zaprezentowane w niniejszym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym zgodnie z MSSF 2.

W oparciu o przepisy ustawy z dnia 07.09.2007 r. o zasadach nabywania od Skarbu Państwa akcji w procesie konsolidacji spółek sektora elektroenergetycznego (Dz.U. Nr 191, poz. 1367 z późn. zm.) i ustawy z dnia 19.12.2008 roku o zmianie ustawy o komercjalizacji i prywatyzacji oraz o zasadach nabywania od Skarbu Państwa akcji w procesie konsolidacji spółek sektora elektroenergetycznego (Dz.U. z 2009 r. Nr 13, poz. 70), w okresie od 13 sierpnia 2009 roku do 13 sierpnia 2010 roku prowadzony jest proces zamiany akcji posiadanych

przez uprawnionych akcjonariuszy PKE S.A., ENION S.A., EnergiaPro S.A. i Elektrownia Stalowa Wola S.A. na akcje TAURON Polska Energia S.A. oraz proces nieodpłatnego zbywania akcji TAURON Polska Energia S.A. uprawnionym osobom w miejsce prawa do akcji powyższych spółek.

Dla celów rozliczenia kosztów akcji pracowniczych przyjęto, iż datą rozpoczęcia nabywania uprawnień do akcji jest data komercjalizacji danej spółki zależnej, a datą przyznania uprawnień do akcji jest data ostatecznego wywieszenia list z liczbą akcji przyznanych pracownikom danej spółki. W związku z powyższym koszt przyznania akcji pracowniczych ujęty w niniejszym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym dotyczy pracowników oraz byłych pracowników następujących spółek:

- ENION S.A.,
- EnergiaPro S.A.,
- Elektrownia Stalowa Wola S.A.,
- Elektrociepłownia Tychy S.A.,
- PEC Katowice S.A.,
- PEC w Dąbrowie Górniczej S.A.

W odniesieniu do akcji Południowego Koncernu Energetycznego S.A. przystępujących pracownikom, byłym pracownikom oraz innym osobom, Grupa skorzystała ze zwolnienia ze stosowania MSSF 2, ponieważ prawo do tych akcji zostało nabyte przed datą przejścia Grupy na MSSF.

Ponadto uprawnieni pracownicy i byli pracownicy Południowego Koncernu Węglowego S.A. mają prawo do otrzymania w przyszłości akcji Kompanii Węglowej S.A., jeżeli będą one przyznawane zgodnie z przepisami o komercjalizacji i prywatyzacji przedsiębiorstw państwowych. Wynika to z faktu, że Kompania Węglowa S.A. jest następcą prawnym podmiotów, w których osoby te uzyskały uprawnienia do akcji pracowniczych. Ze względu na fakt, że na dzień sporządzenia niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego nie jest pewne, czy akcje Kompanii Węglowej S.A. zostaną w przyszłości przyznane uprawnionym osobom, nie jest znana wartość tych akcji oraz nie jest znany przewidywany przydział akcji poszczególnym osobom uprawnionym, koszt tego programu akcyjnego nie mógł być wiarygodnie oszacowany i ujęty w niniejszym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym.

Wycena programu w ciągu prezentowanych okresów sprawozdawczych kształtowała się następująco:

	Przynależne jednostce dominującej	Przynależne udziałowcom mniejszościowym	Razem
Wycena programu na dzień 1 stycznia 2007 roku	845 595	149 223	994 818
Koszt roku 2007	64 357	11 345	75 702
Nabycie uprawnień	(58 086)	(10 251)	(68 337)
Wycena programu na dzień 31 grudnia 2007 roku	851 866	150 317	1 002 183
Koszt roku 2008	8 354	1 362	9 716
Nabycie uprawnień	(838 809)	(147 901)	(986 710)
Stan na dzień 31 grudnia 2008 roku	21 411	3 778	25 190
Koszt roku 2009	774	137	911
Nabycie uprawnień	(22 185)	(3 915)	(26 100)
Stan na dzień 31 grudnia 2009 roku	-	-	-

Wartość programu została ustalona w oparciu o wyceny aportowe akcji spółek zależnych do TAURON Polska Energia S.A. oraz w oparciu o dostępne wyceny wartości godziwej akcji po datach aportów.

Program nabycia akcji pracowniczych przynależny akcjonariuszom jednostki dominującej został ujęty w kapitale własnym w pozycji „Kapitał z tytułu świadczeń w formie akcji”. Po przyznaniu akcji pracowniczych następuje przeniesienie „Kapitału z tytułu świadczeń w formie akcji” na zyski zatrzymane.

Poza wyżej wymienionym programem przyznawania akcji na mocy ustawy o komercjalizacji i prywatyzacji Grupa Kapitałowa nie prowadzi innych programów akcji pracowniczych.

31.4. Akcjonariusze o znaczącym udziale

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008	31 grudnia 2007
Skarb Państwa			
udział w kapitale	87,989%	99,998%	99,998%
udział w prawach głosu	87,989%	99,998%	99,998%

Prawo do konwersji akcji wybranych spółek zależnych na akcje TAURON Polska Energia S.A. może być realizowane przez osoby uprawnione do dnia 13 sierpnia 2010 roku. Do dnia 31 grudnia 2009 roku większość osób uprawnionych dokonała zamiany akcji.

31.5. Kapitał zapasowy

Kapitał zapasowy powstał z odpisów z zysków generowanych przez jednostkę dominującą w poprzednich latach obrotowych w kwocie 64 050 tysięcy złotych.

31.6. Niepodzielony wynik finansowy oraz ograniczenia w wypłacie dywidendy

Zysk niepodzielony obejmuje również kwoty, które nie podlegają podziałowi, to znaczy nie mogą zostać wypłacone w formie dywidendy przez jednostkę dominującą:

	Stan na 31 grudnia 2009	Stan na 31 grudnia 2008	Stan na 31 grudnia 2007
Kwoty zawarte w pozycji zyski zatrzymane niepodlegające podziałowi przez jednostkę dominującą:	(2 402 806)	(2 974 788)	(3 885 119)
– zyski zatrzymane spółek zależnych, przynależne akcjonariuszom jednostki dominującej	(2 419 061)	(2 977 829)	(3 891 487)
– różnice w wartości zysków zatrzymanych pomiędzy sprawozdaniem statutowym a sprawozdaniem MSSF jednostki dominującej	1 492	(1 408)	–
– wartość 8% statutowego zysku netto jednostki dominującej do podziału na kapitał zapasowy zgodnie z Kodeksem Spółek Handlowych	14 763	4 449	6 368
Zyski zatrzymane jednostki dominującej, podlegające podziałowi	169 772	51 167	73 234
Łącznie zyski zatrzymane wykazywane w sprawozdaniu skonsolidowanym przynależne akcjonariuszom jednostki dominującej	(2 233 034)	(2 923 621)	(3 811 885)

Statutowe sprawozdania finansowe wszystkich spółek wchodzących w skład Grupy Kapitałowej TAURON Polska Energia S.A., w tym także TAURON Polska Energia S.A. są przygotowywane zgodnie z polskimi standardami rachunkowości. Dywidenda może być wypłacona w oparciu o wynik finansowy ustalony w jednostkowym rocznym sprawozdaniu finansowym przygotowanym dla celów statutowych.

Zgodnie z wymogami Kodeksu Spółek Handlowych, jednostka dominująca oraz jednostki zależne mające status spółek akcyjnych są obowiązane utworzyć kapitał zapasowy na pokrycie straty. Do tej kategorii kapitału przelewa się co najmniej 8% zysku za dany rok obrotowy wykazanego w jednostkowym sprawozdaniu spółki, dopóki kapitał ten nie osiągnie co najmniej jednej trzeciej kapitału podstawowego jednostki. O użyciu kapitału zapasowego i rezerwowego rozstrzyga Walne Zgromadzenie, jednakże części kapitału zapasowego w wysokości jednej trzeciej kapitału zakładowego można użyć jedynie na pokrycie straty wykazanej w jednostkowym sprawozdaniu finansowym i nie podlega ona podziałowi na inne cele.

Podziałowi nie podlegają kwoty kapitału z tytułu świadczeń w formie akcji oraz wyniku lat ubiegłych powstałego z przeniesienia tego kapitału po zakończeniu programu akcyjnego.

Na dzień 31 grudnia 2009 roku wartość kapitału podstawowego jednostki dominującej wykazywana w statutowym sprawozdaniu finansowym wg ustawy o rachunkowości wynosiła 13 986 284 tysiące złotych, a wartość kapitału zapasowego wynosiła 64 050 tysięcy złotych.

Na dzień 31 grudnia 2008 roku wartość kapitału podstawowego jednostki dominującej wykazywana w statutowym sprawozdaniu finansowym wg ustawy o rachunkowości wynosiła 13 698 646 tysięcy złotych, a wartość kapitału zapasowego wynosiła 59 601 tysięcy złotych.

Na dzień 31 grudnia 2007 roku wartość kapitału podstawowego jednostki dominującej wykazywana w statutowym sprawozdaniu finansowym wg ustawy o rachunkowości wynosiła 13 698 646 tysięcy złotych.

Na dzień 31 grudnia 2009 roku oraz na dzień zatwierdzenia niniejszego sprawozdania finansowego do publikacji nie istnieją inne ograniczenia dotyczące wypłaty dywidendy.

31.7. Udziały mniejszości

	Rok zakończony 31 grudnia 2009	Rok zakończony 31 grudnia 2008	Rok zakończony 31 grudnia 2007
Na początek okresu	2 219 533	2 179 270	2 202 691
Dywidendy wypłacone przez jednostki zależne	(21 214)	(18 032)	(23 766)
Wpłata z zysku dla Skarbu Państwa	–	–	(3 830)
Udział w zmianie wartości instrumentów finansowych	2 907	(3 133)	91
Świadczenia pracownicze w formie akcji – naliczenie kosztów	137	1 362	11 345
Nabycie udziałów mniejszości przez Grupę Kapitałową	–	–	(9 454)
Objęcie kontroli nad spółką zależną	–	8 633	5 923
Udział w wyniku jednostek zależnych	166 320	51 433	(3 730)
Na koniec okresu	2 367 683	2 219 533	2 179 270

32. Rezerwy

32.1. Zmiany stanu rezerw

Rok zakończony 31 grudnia 2009 roku

	Rezerwy na roszczenia od kontrahentów, na spory sądowe, na umowę rodzącą obciążenia	Rezerwy na sprawy pracownicze, na restrukturyzację	Rezerwa na rekultywację i koszty likwidacji środków trwałych	Rezerwa na zobowiązania z tytułu emisji gazów	Rezerwa z tytułu obowiązku przedstawienia świadectw pochodzenia energii	Rezerwa na bezumowne korzystanie z nieruchomości pod obiektami energetycznymi i pozostałe rezerwy	Rezerwy razem
Bilans otwarcia	15 603	1 504	23 550	-	620 706	47 086	708 449
nabycie jednostki zależnej	-	-	-	-	-	-	-
korekta stopy dyskontowej	-	-	1 137	-	-	-	1 137
utworzenie	8 530	-	-	-	809 715	28 639	846 884
rozwiązanie	(3 759)	(340)	-	-	(10 973)	(20 313)	(35 385)
wykorzystanie	(338)	(926)	-	-	(666 314)	(2 028)	(669 606)
pozostałe zmiany	(484)	-	(2 048)	-	(3 119)	8 976	3 325
Bilans zamknięcia	19 552	238	22 639	-	750 015	62 360	854 804
REZERWY KRÓTKOTERMINOWE	19 552	238	-	-	750 015	61 597	831 402
REZERWY DŁUGOTERMINOWE	-	-	22 639	-	-	762	23 401

Rok zakończony 31 grudnia 2008 roku

	Rezerwy na roszczenia od kontrahentów, na spory sądowe, na umowę rodzącą obciążenia	Rezerwy na sprawy pracownicze, na restrukturyzację	Rezerwa na rekultywację i koszty likwidacji środków trwałych	Rezerwa na zobowiązania z tytułu emisji gazów	Rezerwa z tytułu obowiązku przedstawienia świadectw pochodzenia energii	Rezerwa na bezumowne korzystanie z nieruchomości pod obiektami energetycznymi i pozostałe rezerwy	Rezerwy razem
Bilans otwarcia	17 286	239	23 148	-	328 907	42 443	412 023
nabycie jednostki zależnej	-	-	-	-	-	20 285	20 285
korekta stopy dyskontowej	-	-	1 078	-	-	-	1 078
utworzenie	4 812	2 475	-	-	711 585	18 197	737 069
rozwiązanie	(2 159)	(244)	(313)	-	(7 340)	(19 585)	(29 641)
wykorzystanie	(4 336)	(966)	(469)	-	(411 981)	(14 254)	(432 006)
pozostałe zmiany	-	-	106	-	(465)	-	(359)
Bilans zamknięcia	15 603	1 504	23 550	-	620 706	47 086	708 449
REZERWY KRÓTKOTERMINOWE	15 112	1 266	-	-	620 706	46 216	683 300
REZERWY DŁUGOTERMINOWE	491	238	23 550	-	-	870	25 149

Rok zakończony 31 grudnia 2007 roku

	Rezerwy na roszczenia od kontrahentów, na spory sądowe, na umowę rodzącą obciążenia	Rezerwy na sprawy pracownicze, na restrukturyzację	Rezerwa na rekultywację i koszty likwidacji środków trwałych	Rezerwa na zobowiązania z tytułu emisji gazów	Rezerwa z tytułu obowiązku przedstawienia świadectw pochodzenia energii	Rezerwa na bezumowne korzystanie z nieruchomości pod obiektami energetycznymi i pozostałe rezerwy	Rezerwy razem
Bilans otwarcia	63 383	2 708	23 363	–	74 246	36 873	200 573
nabywanie jednostki zależnej	–	–	–	11	–	79	90
korekta stopy dyskontowej	–	–	1 022	–	–	–	1 022
utworzenie	10 116	–	1 880	–	331 057	11 630	354 683
rozwiązanie	(5 317)	(9)	–	(11)	–	(4 562)	(9 899)
wykorzystanie	(51 189)	(2 460)	(3 677)	–	(76 396)	(1 452)	(135 174)
pozostałe zmiany	293	–	560	–	–	(125)	728
Bilans zamknięcia	17 286	239	23 148	–	328 907	42 443	412 023
REZERWY KRÓTKOTERMINOWE	16 761	–	782	–	328 907	40 227	386 677
REZERWY DŁUGOTERMINOWE	525	239	22 366	–	–	2 216	25 346

32.2. Opis istotnych tytułów rezerw

32.2.1. Rezerwa na roszczenia od kontrahentów, na spory sądowe, na umowę rodzącą obciążenia

Rezerwa na postępowania przed UOKiK

Spółka ENION S.A. utworzyła rezerwę w wysokości 15 850 tysięcy złotych na kary pieniężne nałożone przez Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w sprawie nadużywania przez ENION S.A. pozycji dominującej na rynku dystrybucji energii elektrycznej. ENION S.A. złożyła odwołanie od decyzji do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Na dzień 31 grudnia 2009 roku postępowanie w powyższej kwestii jest w toku.

32.2.2. Rezerwa na rekultywację i koszty likwidacji środków trwałych

Spółki górnicze Południowy Koncern Węglowy S.A. oraz Kopalnia Wapienia Czatkowice Sp. z o.o. tworzą rezerwy na przyszłe koszty likwidacji obiektów zakładów górniczych w oparciu o prawny obowiązek wynikający z ustawy Prawo geologiczne i górnicze. Rezerwy tworzone są na bazie szacunku przewidywanych kosztów likwidacji obiektów górniczych i innych obiektów technologicznych oraz przywrócenia stanu pierwotnego terenu po zakończeniu ich eksploatacji. Podstawą szacowania wielkości rezerw są specjalistyczne opracowania oraz ekspertyzy technologiczno-ekonomiczne sporządzone przez służby wewnętrzne lub zewnętrznych ekspertów. Wartość rezerw jest szacowana i weryfikowana na każdy dzień bilansowy na podstawie bieżących oszacowań kosztowych, wycen zużycia terenu oraz współczynników inflacji i dyskonta. Na dzień 31 grudnia 2009 roku rezerwa utworzona z tego tytułu przez Kopalnię Wapienia Czatkowice Sp. z o.o. wynosiła 3 364 tysiące złotych, a rezerwa utworzona przez Południowy Koncern Węglowy S.A. obejmująca Fundusz Likwidacji Zakładów Górniczych wynosiła 19 275 tysięcy złotych.

32.2.3. Rezerwa z tytułu obowiązku przedstawienia świadectw pochodzenia energii

W związku ze sprzedażą energii elektrycznej do odbiorców finalnych Grupa ma obowiązek umorzenia określonej ilości liczby certyfikatów pochodzenia energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, gazowych i z kogeneracji. Na dzień 31 grudnia 2009 roku utworzona rezerwa z tego tytułu wynosiła 750 015 tysięcy złotych.

32.2.4. Pozostałe rezerwy

Rezerwa na bezumowne korzystanie z gruntów

Spółki Grupy tworzą rezerwy na wszystkie zgłoszone roszczenia właścicieli nieruchomości, na których usytuowane są sieci dystrybucyjne oraz instalacje ciepłownicze. Na dzień 31 grudnia 2009 roku rezerwa z tego tytułu wynosiła 13 076 tysięcy złotych. Spółki nie tworzą rezerw na potencjalne niezgłoszone roszczenia właścicieli gruntów o nieuregulowanym stanie korzystania z tych gruntów.

Rezerwa na podatek od nieruchomości

W związku z prowadzonymi postępowaniami podatkowymi spółka Południowy Koncern Węglowy S.A. utworzyła rezerwę na podatek od nieruchomości od wyrobisk górniczych oraz od budowli usytuowanych w tych wyrobiskach za lata 2005–2009 wraz z odsetkami zwłoki. Rezerwa ta na dzień 31 grudnia 2009 roku wynosiła 14 552 tysiące złotych.

Pozostała kwota rezerw obejmuje rezerwy na zgłoszone i uznane szkody górnicze oraz potencjalne kary i odszkodowania.

33. Zobowiązania inwestycyjne

Zobowiązania inwestycyjne w Grupie Kapitałowej TAURON Polska Energia S.A. na dzień 31 grudnia 2009 roku wynosiły 892 289 tysięcy złotych, z tego największą pozycję stanowiło zobowiązanie inwestycyjne związane z odbudową mocy wytwórczych w Elektrociepłowni Bielsko-Biała na kwotę 409 700 tysięcy złotych.

34. Zobowiązania warunkowe

Szkody górnicze

Grupa w ramach przyjętej polityki tworzenia rezerw na przyszłe zobowiązania, rozpoznaje i ujmuje w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym rezerwy na szkody górnicze, będące skutkiem działalności eksploatacyjnej zakładów górniczych, w wysokości wynikającej ze zgłoszonych, uznanych bądź będących przedmiotem rozpatrzenia przez sądy, udokumentowanych roszczeń z tego tytułu. Przedsiębiorstwom górniczym wchodzącym w skład Grupy nie jest znana metoda ustalenia wartości przyszłych szkód górniczych, która umożliwiłaby wiarygodne oszacowanie przyszłych kosztów likwidacji szkód górniczych powstałych w trakcie eksploatacji złóż.

Bezumowne korzystanie z nieruchomości

Spółki dystrybucyjne należące do Grupy nie posiadają tytułów prawnych do wszystkich gruntów, na których usytuowane są sieci dystrybucyjne oraz związane z nimi urządzenia. W przyszłości Grupa może być zobowiązana do ponoszenia kosztów z tytułu bezumownego

korzystania z nieruchomości, jednak należy zaznaczyć, iż ryzyko utraty majątku jest znikome. Grupa tworzy rezerwę na wszystkie zgłoszone spory sądowe w tym zakresie. Nie jest tworzona rezerwa na potencjalne nie zgłoszone roszczenia właścicieli gruntów o nieuregulowanym statusie ze względu na brak szczegółowej ewidencji nieuregulowanych gruntów i w konsekwencji brak możliwości wiarygodnego oszacowania kwoty potencjalnych roszczeń. Biorąc jednak pod uwagę dotychczasową historię zgłoszonych roszczeń i koszty ponoszone z tego tytułu w latach ubiegłych, ryzyko związane z koniecznością poniesienia istotnych kosztów z tego tytułu można uznać za niewielkie.

Rekompensaty z tytułu kosztów osieroconych

W dniu 29 czerwca 2007 roku weszła w życie Ustawa o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz.U. Nr 130, poz. 905 z 2007 roku, „Ustawa o KDT”). Na podstawie tej ustawy Południowy Koncern Energetyczny S.A., jednostka zależna TAURON Polska Energia S.A., przystąpiła dobrowolnie do programu przedterminowego rozwiązania kontraktów długoterminowych („KDT”) poprzez podpisanie umowy rozwiązującej. Podpisanie umowy rozwiązującej stanowi podstawę do otrzymywania przez wytwórców środków na pokrycie wydatków wytwórców niepokrytych przychodami uzyskanymi ze sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej, rezerwy mocy i usług systemowych na rynku konkurencyjnym po przedterminowym rozwiązaniu KDT, wynikających z nakładów poniesionych przez wytwórców do dnia 1 maja 2004 roku na majątek związany z wytwarzaniem energii elektrycznej. Zgodnie z Ustawą o KDT, dla każdego wytwórcy ustalona została maksymalna wysokość kosztów osieroconych oraz wielkości przyjęte do obliczenia rocznej wysokości korekty kosztów osieroconych. Po rozwiązaniu KDT, począwszy od II kwartału 2008 roku, PKE S.A. otrzymuje środki w formie zaliczki w kwartalnych ratach w oparciu o składany przez siebie wniosek. Następnie w ciągu tzw. okresu korygowania, trwającego do czasu wygaśnięcia najdłuższej umowy długoterminowej danego wytwórcy, co roku dokonywana będzie roczna korekta kosztów osieroconych. W roku następującym po roku, w którym zakończony zostanie okres korygowania dla danego wytwórcy, dokonana zostanie korekta końcowa kosztów osieroconych.

PKE S.A., zgodnie z przyjętą polityką rachunkowości, w oparciu o zbudowany model finansowy, rozpoznała w latach 2008 i 2009 przychody z tytułu rekompensaty w wysokości odpowiednio 192 163 tysiące złotych oraz 483 956 tysięcy złotych.

Na podstawie wydanej decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 31 lipca 2009 roku PKE S.A. została zobowiązana zwrócić administratorowi systemu rekompensat, Zarządca Rozliczeń S.A., kwotę 159 508 tysięcy złotych w terminie do 30 września 2009 roku. Prezes URE, uzasadniając swoją decyzję, zwrócił uwagę na fakt, iż cena sprzedaży uwzględniona w kalkulacji rekompensaty z tytułu kosztów osieroconych nie spełnia kryterium ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, ponieważ większość transakcji sprzedaży została dokonana w ramach Grupy Kapitałowej TAURON Polska Energia S.A. Ponadto Prezes URE zakwestionował ujęcie w kalkulacji kosztów osieroconych wartości utworzonej rezerwy na brakujące uprawnienia do emisji dwutlenku węgla w związku z wystąpieniem deficytu uprawnień w roku 2008.

Jednostka dominująca oraz PKE S.A. dokonały szczegółowej analizy prawnej zaistniałej kwestii, w szczególności w oparciu o opinie wydane przez dwie niezależne, renomowane kancelarie prawne. W wyniku analizy uznano, iż niekorzystna decyzja Prezesa URE została wydana z naruszeniem prawa i nie powinna stanowić podstawy zmiany przyjętej metody wyliczenia oraz rozpoznawania rekompensaty. W związku z powyższym Grupa nie uwzględniła w niniejszym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym kwoty korekty rocznej wynikającej z decyzji Prezesa URE oraz nie zmieniła zasad ustalania przychodów z tytułu rekompensaty za rok 2009.

Od powyższej decyzji, za pośrednictwem Prezesa URE, PKE S.A. złożyła odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów oraz wystąpiła z wnioskiem o wstrzymanie jej wykonania. W dniu 24 września 2009 roku sąd ten wydał postanowienie o wstrzymaniu wykonania decyzji na połowę kwestionowanej kwoty, tj. 79 754 tysięcy złotych. PKE S.A. spłaciła kwotę 19 754 tysięcy złotych, natomiast pozostała część zwrotu została rozłożona na raty. Na dzień sporządzenia niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego nie został wyznaczony termin rozprawy.

Na dzień sporządzenia niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego sprawa powyższa jest w toku, a jej wynik uzależniony jest od rezultatów postępowania sądowego. W związku z powyższym ostateczne kwoty przychodów z tytułu rekompensaty za lata 2008 i 2009 mogą różnić się od szacunków ujętych przez Grupę w tych okresach sprawozdawczych.

Postępowania antymonopolowe

W odniesieniu do wchodzących w skład Grupy operatorów systemów dystrybucyjnych toczą się postępowania antymonopolowe prowadzone przez Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Postępowania te dotyczą zarzutów nadużywania pozycji dominującej na rynku dystrybucji energii elektrycznej. W przypadku spółki ENION S.A. sprawa jest na etapie odwołania od decyzji UOKiK (patrz także nota 32.2.1), natomiast w przypadku spółki EnergiaPro S.A. na dzień niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego postępowanie jest w toku, a decyzja nie została wydana. W ocenie Zarządu Spółki oraz kierownictwa ww. jednostek działalność w zakresie dystrybucji energii elektrycznej prowadzona jest zgodnie z obowiązującymi przepisami i wyniki powyższych postępowań nie będą miały istotnego wpływu sytuację finansową Grupy.

Potencjalne zobowiązania z tytułu ochrony środowiska

Zgodnie z zapisami zawartymi w pozwoleniach zintegrowanych PKE S.A. ma obowiązek rekultywacji składowisk odpadów produkcyjnych. Na powyższe zobowiązanie nie została utworzona rezerwa ze względu na brak uregulowania własności gruntów, na których zlokalizowane są składowiska oraz brak ustaleń co do wymogów zakresu rekultywacji.

Podatek akcyzowy

Zobowiązania warunkowe z tytułu podatku akcyzowego przedstawiono w nocie 35.

35. Rozliczenia podatkowe

Rozliczenia podatkowe oraz inne obszary działalności podlegające regulacjom (na przykład sprawy celne czy dewizowe) mogą być przedmiotem kontroli organów administracyjnych, które uprawnione są do nakładania wysokich kar i sankcji. Brak odniesienia do utrwalonych regulacji prawnych w Polsce powoduje występowanie w obowiązujących przepisach niejasności i niespójności. Często występujące różnice w opiniach co do interpretacji prawnej przepisów podatkowych zarówno wewnątrz organów państwowych, jak i pomiędzy organami państwowymi i przedsiębiorstwami, powodują powstawanie obszarów niepewności i konfliktów. Zjawiska te powodują, że ryzyko podatkowe w Polsce jest znacząco wyższe niż istniejące zwykle w krajach o bardziej rozwiniętym systemie podatkowym.

Rozliczenia podatkowe mogą być przedmiotem kontroli przez okres pięciu lat, począwszy od końca roku, w którym nastąpiła zapłata podatku. W wyniku przeprowadzanych kontroli dotychczasowe rozliczenia podatkowe Grupy mogą zostać powiększone o dodatkowe zobowiązania podatkowe. Zdaniem Grupy na dzień 31 grudnia 2009 roku utworzono odpowiednie rezerwy na rozpoznane i policzalne ryzyko podatkowe.

Na dzień sporządzenia niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego w spółkach Grupy Kapitałowej toczą się następujące postępowania dotyczące rozliczeń publicznoprawnych:

Podatek akcyzowy

W związku z niezgodnością polskich przepisów dotyczących akcyzy od energii elektrycznej z przepisami wspólnotowymi, w dniu 11 lutego 2009 roku elektrownie i elektrociepłownie należące do Grupy TAURON złożyły korekty deklaracji wraz z wnioskami o stwierdzenie nadpłaty podatku akcyzowego za lata 2006–2008 oraz za miesiące styczeń i luty 2009 roku. Łączna wartość nadpłaty wykazana w przedmiotowych wnioskach (bez odsetek) wyniosła około 901 428 tysięcy złotych. W chwili obecnej postępowania dotyczące poszczególnych spółek Grupy TAURON prowadzone są przed właściwymi Izbami Celnymi i Wojewódzkimi Sądami Administracyjnymi.

W dniu 12 lutego 2009 roku zapadł wyrok Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej potwierdzający, iż Polska złamała unijne prawo poprzez zaniechanie dostosowania do dnia 1 stycznia 2006 roku swojego systemu opodatkowania energii elektrycznej do wymogów art. 21 ust. 5 dyrektywy Rady 2003/96/WE z dnia 27 października 2003 roku w sprawie restrukturyzacji wspólnotowych przepisów ramowych dotyczących opodatkowania produktów energetycznych i energii elektrycznej (zmienionej dyrektywą Rady 2004/74/WE z dnia 29 kwietnia 2004 roku), jako że obowiązek podatkowy w zakresie podatku akcyzowego od energii elektrycznej w Polsce w okresie do dnia 28 lutego 2009 roku powstawał w momencie jej wydania przez producenta, a nie w momencie jej dostawy przez dystrybutora lub redystrybutora.

W świetle powyższego istnieją znaczące szanse na uzyskanie zwrotu akcyzy uiszczonych niezgodnie z prawem unijnym. Ministerstwo Finansów stoi jednak na stanowisku, że taki zwrot wiązałby się z bezpodstawnym wzbogaceniem przez wytwórców, stąd jest niezasadny. Dlatego proces odzyskiwania akcyzy może się przeciągnąć aż do rozstrzygnięć sądowych.

Jednocześnie niektórzy kontrahenci Grupy TAURON wystąpili z roszczeniami do spółek będących sprzedawcami energii, dotyczącymi korekty cen nabywanej energii elektrycznej. W podniesionych roszczeniach stwierdzono, iż cena energii elektrycznej obejmowała podatek akcyzowy, który powinien zostać przez Skarb Państwa zwrócony nabywcom energii elektrycznej.

Z uwagi na istotną niepewność odnośnie ostatecznego rozstrzygnięcia powyższej kwestii Grupa nie ujęła w niniejszym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym żadnych skutków związanych z ewentualnym zwrotem nadpłaconego podatku akcyzowego oraz roszczeniami i potencjalnymi roszczeniami nabywców energii elektrycznej.

Podatek od nieruchomości

Informacje dotyczące rezerw związanych ze sporami w zakresie podatku od nieruchomości zamieszczono w nocie 32.2.4.

W odniesieniu do urzędów służących do wytwarzania i przesyłu energii elektrycznej istnieją rozbieżności interpretacyjne w zakresie podejścia do opodatkowania tych obiektów podatkiem od nieruchomości. Ze względu na fakt, że organami podatkowymi w zakresie podatku od nieruchomości są władze lokalne, podejście organów podatkowych nie jest jednolite i zdarzają się przypadki kwestionowania prawidłowości ustalenia podstawy opodatkowania. Na dzień sporządzenia niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego ewentualne skutki prowadzonych postępowań w tym zakresie nie są istotne dla Grupy TAURON. W zależności od rozstrzygnięć sądowych oraz ewentualnych zmian przepisów sytuacja w zakresie opodatkowania podatkiem od nieruchomości urzędów energetycznych może w przyszłości ulec zmianie.

Pozostałe kwestie podatkowe

W spółce ENION S.A. toczy się postępowanie dotyczące rozliczeń publicznoprawnych: kontrola podatkowa w ramach postępowania kontrolnego ENION S.A. następcy prawnego Będzińskiego Zakładu Elektroenergetycznego S.A. w zakresie rzetelności deklarowanych podstaw opodatkowania oraz prawidłowości obliczania i wpłacania podatku od towarów i usług oraz podatku dochodowego od osób prawnych za okres od 1 stycznia 2004 roku do 30 czerwca 2004 roku (kontrola wszczęta w dniu 19 grudnia 2007 roku). W wyniku kontroli w dniu 6 maja

2009 roku złożono w Małopolskim Urzędzie Skarbowym korektę deklaracji VAT-7 za okres od stycznia do kwietnia 2004 wraz z wnioskiem o zwrot podatku w wysokości 82 tysięcy złotych oraz korektę deklaracji CIT-8 dotyczącej uznania za koszt uzyskania przychodu kwoty 6 559 tysięcy złotych. Przewidywany termin zakończenia kontroli to 30 czerwca 2010 roku. Spółka nie spodziewa się istotnych korekt, które powinny zostać ujęte w sprawozdaniu finansowym za rok zakończony 31 grudnia 2009 roku z tytułu powyższego postępowania.

Ponadto w spółce EnergiaPro S.A. toczy się postępowanie w zakresie opodatkowania podatkiem od nieruchomości stacji transformatorowych w gminie Malczyce.

36. Informacja o podmiotach powiązanych

Jednostką nadrzędną Grupy jest Skarb Państwa Rzeczypospolitej Polskiej, w związku z tym spółki Skarbu Państwa są traktowane jako podmioty powiązane.

Ponadto na koniec 2007 roku TAURON Polska Energia S.A. (wówczas Energetyka Południe S.A.) posiadała udziały w spółce zależnej Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Katowice S.A. w upadłości, która w 2007 roku nie była objęta konsolidacją. TAURON Polska Energia S.A. została większościowym akcjonariuszem spółki 22 sierpnia 2007 roku, obejmując 85% akcji PEC Katowice S.A. w upadłości. W dniu 28 sierpnia 2007 roku TAURON Polska Energia S.A. podniosła o 150 mln złotych kapitał PEC Katowice S.A., co zostało zarejestrowane 16 października 2007 roku. W maju 2008 roku Sąd Rejonowy w Katowicach zdecydował o zakończeniu postępowania upadłościowego obejmującego likwidację majątku spółki zależnej, dzięki czemu od chwili zakończenia postępowania upadłościowego i przejęcia kontroli jest ona objęta skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym Grupy Kapitałowej TAURON Polska Energia S.A.

Transakcje z jednostkami powiązаныmi są dokonywane w oparciu o ceny rynkowe dostarczanych towarów, produktów lub usług oparte o koszt ich wytworzenia.

36.1. Transakcje z udziałem spółek Skarbu Państwa

Łączna wartość transakcji ze spółkami Skarbu Państwa została przedstawiona w tabeli poniżej.

Lata	Sprzedż na rzecz spółek Skarbu Państwa	Zakupy od spółek Skarbu Państwa	Należności od spółek Skarbu Państwa	Zobowiązania wobec spółek Skarbu Państwa
2009	1 128 825	(3 036 095)	114 883	297 668
2008	1 775 958	(4 829 761)	129 496	229 182
2007	3 186 412	(3 601 042)	242 022	336 581

Spośród spółek Skarbu Państwa największymi klientami Grupy Kapitałowej TAURON Polska Energia S.A. w latach 2007–2009 byli PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., PSE Operator S.A., KGHM Polska Miedź S.A. oraz Kompania Węglowa S.A. Łącznie sprzedaż do powyższych kontrahentów wyniosła blisko 90% wielkości przychodów zrealizowanych w transakcjach ze spółkami Skarbu Państwa. Największe transakcje zakupu Grupa dokonała od PSE Operator S.A. oraz Kompanii Węglowej S.A. Zakupy od powyższych kontrahentów stanowiły ponad 90% wartości zakupów od spółek Skarbu Państwa w latach 2007–2009. Transakcje ze spółkami Skarbu Państwa dotyczą głównie działalności operacyjnej Grupy i dokonywane są na warunkach rynkowych.

W 2008 roku miała miejsce transakcja sprzedaży przez PKE S.A. na rzecz PSE-Operator S.A. energii elektrycznej wyprodukowanej w związku z próbnym ruchem nowego bloku energetycznego w Elektrowni Łagisza. W 2008 roku uzyskany z tego tytułu przychód w wysokości 4 921 tysięcy złotych pomniejszył wartość środków trwałych w budowie posiadanych przez PKE S.A. W 2009 roku przychód ze sprzedaży energii elektrycznej dla PSE-Operator S.A. związany z próbnym ruchem wyniósł 35 798 tysięcy złotych.

36.2. Wynagrodzenie kadry kierowniczej

Członkowie Zarządu oraz Rady Nadzorczej w zakresie wysokości wynagrodzeń podlegają przepisom Ustawy z dnia 3 marca 2000 roku o wynagradzaniu osób kierujących niektórymi podmiotami prawnymi (spółki z większościowym udziałem Skarbu Państwa). Zgodnie z jej zapisami maksymalne wynagrodzenie miesięczne nie może przekroczyć sześciokrotności przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw bez wypłat nagród z zysku, w czwartym kwartale roku poprzedniego ogłoszonego przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego. Wysokość nagrody rocznej dla Zarządu nie może przekroczyć trzykrotności ich przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w roku poprzedzającym przyznanie nagrody.

Inne transakcje, wynikające z umów cywilnoprawnych zawartych pomiędzy jednostką dominującą a członkami władz jednostki dotyczą wykorzystania samochodów służbowych dla celów prywatnych.

Ponadto w latach objętych niniejszym skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym były zawierane pożyczki z ZFŚS z członkami organów zarządzających i nadzorujących spółek Grupy Kapitałowej. Stan niespłaconych pożyczek na 31 grudnia 2009 roku wyniósł 40 tysięcy złotych.

	Jednostka dominująca			Jednostki zależne		
	Rok zakończony 31 grudnia 2009	Rok zakończony 31 grudnia 2008	Rok zakończony 31 grudnia 2007	Rok zakończony 31 grudnia 2009	Rok zakończony 31 grudnia 2008	Rok zakończony 31 grudnia 2007
Zarząd Jednostki	1 622	1 598	365	10 724	9 776	8 652
Krótkoterminowe świadczenia pracownicze (płace i narzuty)	1 261	1 242	365	10 276	8 706	7 373
Nagrody jubileuszowe	40	–	–	240	227	298
Świadczenia po okresie zatrudnienia	–	–	–	–	358	575
Świadczenia z tytułu rozwiązania stosunku pracy	–	356	–	150	471	394
Świadczenia pracownicze w formie akcji własnych	–	–	–	–	11	–
Inne	321	–	–	58	3	12
Rada nadzorcza jednostki	279	235	100	2 955	2 645	2 119
Krótkoterminowe świadczenia pracownicze (płace i narzuty)	279	235	100	2 950	2 636	2 113
Nagrody jubileuszowe	–	–	–	–	–	–
Świadczenia po okresie zatrudnienia	–	–	–	–	–	–
Świadczenia z tytułu rozwiązania stosunku pracy	–	–	–	–	–	–
Świadczenia pracownicze w formie akcji własnych	–	–	–	–	6	–
Inne	–	–	–	5	3	6
Razem	1 901	1 833	465	13 679	12 421	10 771
Pozostali członkowie głównej kadry kierowniczej	4 205	2 790	1 101	18 647	16 185	14 473
Krótkoterminowe świadczenia pracownicze (płace i narzuty)	3 818	2 599	1 067	17 849	15 627	13 933
Nagrody jubileuszowe	115	–	–	508	272	224
Świadczenia po okresie zatrudnienia	–	–	–	140	207	240
Świadczenia z tytułu rozwiązania stosunku pracy	–	191	34	69	–	71
Świadczenia pracownicze w formie akcji własnych	–	–	–	–	63	–
Inne	272	–	–	81	16	5

37. Instrumenty finansowe

37.1. Wartość bilansowa i wartość godziwa kategorii i klas instrumentów finansowych

Kategorie i klasy aktywów finansowych	Wartość bilansowa		
	Rok zakończony 31 grudnia 2009	Rok zakończony 31 grudnia 2008	Rok zakończony 31 grudnia 2007
1 Aktywa wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	7 084	36 531	156 353
Udziały i akcje (krótkoterminowe)	485	3 644	3 161
Jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych	6 599	32 887	153 192
2 Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	153 162	160 928	513 243
Udziały i akcje (długoterminowe)	145 095	149 480	151 970
Akcje PEC Katowice S.A.	–	–	345 285
Udziały i akcje (krótkoterminowe)	937	3 200	3 463
Jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych	2 873	2 178	6 018
Obligacje, bony skarbowe oraz inne dłużne papiery wartościowe	1 905	3 574	5 209
Pozostałe aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	2 352	2 496	1 298
3 Aktywa finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	4 151	13 637	18 427
Obligacje, bony skarbowe oraz inne dłużne papiery wartościowe	4 151	13 637	18 427
4 Pożyczki i należności	1 907 351	1 303 965	1 260 625
Należności z tytułu dostaw i usług	1 880 114	1 279 328	1 221 945
Lokaty i depozyty	23 887	20 493	27 664
Pozostałe pożyczki i należności finansowe	3 350	4 144	11 016
Pożyczki udzielone	315	1 040	4 544
Pozostałe należności finansowe	3 035	3 104	6 472
5 Instrumenty pochodne zabezpieczające (aktywa)	1 747	575	–
6 Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	1 032 103	949 710	974 221

Kategorie i klasy zobowiązań finansowych	Wartość bilansowa		
	Rok zakończony 31 grudnia 2009	Rok zakończony 31 grudnia 2008	Rok zakończony 31 grudnia 2007
1 Zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	–	–	–
2 Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	3 261 092	3 305 409	3 361 136
Kredyty i pożyczki preferencyjne	329 369	399 137	365 935
Kredyty i pożyczki udzielane na warunkach rynkowych	790 118	915 902	1 134 946
Kredyty w rachunku bieżącym	59 453	42 983	75 113
Wyemitowane obligacje i papiery dłużne	596 781	717 907	420 073
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	966 193	803 973	878 930
Pozostałe zobowiązania finansowe	108 895	50 142	51 763
Zobowiązania z tytułu nabycia środków trwałych oraz wartości niematerialnych	271 609	247 127	313 490
Zobowiązania z tytułu wynagrodzeń	117 843	123 148	93 729
Zobowiązania z tytułu umów ubezpieczenia	20 831	5 090	27 157
3 Zobowiązania z tytułu gwarancji, faktoringu i wyłączone z zakresu MSR 39	123 668	154 936	181 840
Zobowiązania z tytułu leasingu i umów dzierżawy z opcją zakupu	123 668	154 936	181 840
4 Instrumenty pochodne zabezpieczające (zobowiązania)	11 038	45 474	27 666

Wartość godziwa instrumentów finansowych, jakie Grupa Kapitałowa posiadała na dzień 31 grudnia 2009 roku, 31 grudnia 2008 roku i 31 grudnia 2007 roku, nie odbiegała istotnie od wartości prezentowanej w sprawozdaniach finansowych za poszczególne lata z następujących powodów:

- w odniesieniu do instrumentów krótkoterminowych ewentualny efekt dyskonta nie jest istotny;
- instrumenty te dotyczą transakcji zawieranych na warunkach rynkowych;
- w odniesieniu do udziałów i akcji niebędących przedmiotem obrotu na aktywnych rynkach, ich wartość bilansowa została ustalona z uwzględnieniem odpisów z tytułu utraty wartości tam, gdzie było to konieczne, i stanowi przybliżenie wartości godziwej.

37.2. Pozycje przychodów, kosztów, zysków i strat ujęte w sprawozdaniu z całkowitych dochodów w podziale na kategorie instrumentów finansowych

Rok zakończony 31 grudnia 2009 roku

	Aktywa wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	Aktywa finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	Pożyczki i należności	Aktywa finansowe wyłączone z zakresu MSR 39	Zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	Zobowiązania z tytułu gwarancji, faktoringu i wyłączone z zakresu MSR 39	Instrumenty zabezpieczające	Razem
Dywidendy i udziały w zyskach	250	5 006	-	-	14 039	-	-	-	-	19 295
Przychody/(Koszty) z tytułu odsetek	37 080	-	302	22 810	-	(173)	(94 328)	(8 158)	(10 865)	(53 332)
Różnice kursowe	(786)	(1 577)	-	(4 532)	-	-	(1 286)	64	-	(8 117)
Rozwiązanie odpisów aktualizujących/aktualizacja wartości „w górę”	600	-	-	3 941	-	-	-	-	13 526	25 362
Utworzenie odpisów aktualizujących/aktualizacja wartości „w dół”	(35)	(2 349)	-	(3 580)	-	-	-	-	-	(5 964)
Zysk/(strata) ze zbycia inwestycji	4 329	8 284	-	-	-	-	-	-	-	5 318
Zysk/(strata) netto	41 438	9 364	302	18 639	14 039	(173)	(95 614)	(8 094)	2 661	(17 438)

Rok zakończony 31 grudnia 2008 roku

	Aktywa wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	Aktywa finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	Pożyczki i należności	Aktywa finansowe wyłączone z zakresu MSR 39	Zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	Zobowiązania z tytułu gwarancji, faktoringu i wyłączone z zakresu MSR 39	Instrumenty zabezpieczające	Razem
Dywidendy i udziały w zyskach	367	2 993	-	-	6 433	-	-	-	-	9 793
Przychody/(Koszty) z tytułu odsetek	50 634	860	1 645	21 755	-	(101)	(90 251)	(13 431)	(13 083)	(41 972)
Różnice kursowe	291	2 539	164	(857)	-	-	(14 623)	(2 208)	(1 658)	(16 352)
Rozwiązanie odpisów aktualizujących/aktualizacja wartości „w górę”	2 646	249	-	2 866	-	-	-	-	10 307	16 068
Utworzenie odpisów aktualizujących/aktualizacja wartości „w dół”	(6 008)	(3 085)	-	(1 611)	-	-	-	-	-	(10 704)
Zysk/(strata) ze zbycia inwestycji	1 621	2 976	-	-	-	-	-	-	-	4 597
Zysk/(strata) netto	49 551	6 532	1 809	22 153	6 433	(101)	(104 874)	(15 639)	(4 434)	(38 570)

Rok zakończony 31 grudnia 2007 roku

	Aktywa wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	Aktywa finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	Pożyczki i należności	Aktywa finansowe wyłączone z zakresu MSR 39	Zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamorty- zowanego kosztu	Zobowiązania z tytułu gwarancji, faktoringu i wyłączone z zakresu MSR 39	Instrumenty zabezpieczające	Razem
Dywidendy i udziały w zyskach	410	2 596	—	—	2 250	—	—	—	—	5 256
Przychody/(Koszty) z tytułu odsetek	25 667 (2 200)	5 669 (902)	2 568	38 953 (114)	—	(14) (2)	(87 752) 713	(7 503)	(23 044)	(45 456) (2 505)
Różnice kursowe	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Rozwiązanie odpisów aktualizujących/ aktualizacja wartości „w górę”	5 317	704	—	24 251	—	—	3 430	—	26 469	60 171
Utworzenie odpisów aktualizujących/ aktualizacja wartości „w dół”	(864)	(1 498)	—	(9 067)	—	—	—	—	—	(11 429)
Zysk/(strata) ze zbycia inwestycji	960	4 327	186	250	—	—	—	—	—	5 723
Zysk/(strata) netto	29 290	10 896	2 754	54 273	2 250	(16)	(83 609)	(7 503)	3 425	11 760

37.3. Opis istotnych pozycji w ramach poszczególnych kategorii instrumentów finansowych

37.3.1. Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy

Główną pozycję aktywów finansowych wycenianych w wartości godziwej przez wynik finansowy w latach 2007–2009 stanowiły jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych.

Na dzień 31 grudnia 2009 roku Grupa posiadała jednostki uczestnictwa w OFI Opera w wysokości 6 599 tysięcy złotych.

Na dzień 31 grudnia 2008 roku kluczowe pozycje aktywów w ramach jednostek uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych stanowiły jednostki w OFI Opera w wysokości 6 080 tysięcy złotych, w UNIWIBID SFIO w wysokości 10 027 tysięcy złotych, w Arka BZ WBK Obligacji FIO w wysokości 5 394 tysięcy złotych oraz w UniEuroRenta High Yield w wysokości 6 047 tysięcy złotych (1 449 tysięcy euro).

Na dzień 31 grudnia 2007 roku największą pozycję w ramach jednostek uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych stanowiły jednostki uczestnictwa w funduszu KBC Gamma SFIO, który inwestuje aktywa w instrumenty o niskim ryzyku stopy procentowej, głównie papiery dłużne. Kwota zainwestowana w ten fundusz wyniosła na 31 grudnia 2007 roku 62 846 tysięcy złotych. Inne istotne pozycje to 24 800 tysięcy złotych w funduszu IDEA TFI – fundusz IDEA PREMIUM SFIO, 12 026 tysięcy złotych zainwestowane w fundusz CITI Płynnościowy SFIO, 10 634 tysiące złotych w UniWIBID SFIO, 7 594 tysiące złotych w funduszu ING FIO Emerytura Plus, 7 824 tysiące złotych w UniRenta High Yield oraz 5 568 tysięcy złotych w Arka BZ WBK Obligacji FIO.

37.3.2. Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży

Kluczowymi pozycjami kategorii aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży były w latach 2007–2009 udziały i akcje klasyfikowane jako długoterminowe.

Wśród kluczowych spółek, których udziały były w posiadaniu Grupy Kapitałowej na dzień 31 grudnia 2009 roku i są klasyfikowane jako aktywa dostępne do sprzedaży, należy wymienić: spółkę Energetyka Cieszyńska Sp. z o.o. – udziały o wartości 12 227 tysięcy złotych, Knauf Jaworzno III Sp. z o.o. – udziały o wartości 19 857 tysięcy złotych oraz Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. Tychy – łączne udziały o wartości 31 608 tysięcy złotych.

Na dzień 31 grudnia 2008 roku oraz na dzień 31 grudnia 2007 roku najważniejsze pozycje w kategorii aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży stanowiły udziały w tych samych spółkach.

37.3.3. Aktywa finansowe utrzymywane do terminu wymagalności

Aktywa finansowe utrzymywane do terminu wymagalności na dzień 31 grudnia 2009 roku stanowiły obligacje komercyjne Zakładu Ekspertyz Gospodarczych Sp. z o.o. w wysokości 2 662 tysięcy złotych oraz weksle inwestycyjne ETF Energo Utech S.A. w wysokości 1 489 tysięcy złotych.

Na dzień 31 grudnia 2008 roku na wartość aktywów finansowych utrzymywanych do terminu wymagalności składały się obligacje skarbowe o wartości 12 137 tysięcy złotych oraz obligacje Secus Investment o wartości 1 500 tysięcy złotych.

Na dzień 31 grudnia 2007 roku wartość posiadanych obligacji skarbowych wynosiła 11 986 tysięcy złotych, obligacji Secus Investment 1 500 tysięcy złotych oraz obligacji komunalnych 4 941 tysięcy złotych.

37.3.4. Instrumenty pochodne (aktywa)

Instrumenty pochodne zostały szczegółowo opisane w nocie 38.6.

37.3.5. Zobowiązania finansowe wyceniane według zamortyzowanego kosztu**37.3.5.1. Kredyty i pożyczki**

Zaciągnięte kredyty i pożyczki według stanu na dzień 31 grudnia 2009 roku, 31 grudnia 2008 roku i 31 grudnia 2007 roku przedstawiają poniższe tabele.

Zaciągnięte kredyty i pożyczki według stanu na 31 grudnia 2009 roku

Waluta kredytu	Stopa oprocentowania	Wartość kredytów, pożyczek na dzień bilansowy		Z tego o terminie spłaty przypadającym w terminie (od dnia bilansowego):					
		w walucie	w złotych	poniżej 3 miesięcy	od 3 do 12 miesięcy	od 1 roku do 2 lat	od 2 lat do 3 lat	od 3 lat do 5 lat	powyżej 5 lat
PLN	zmienna	888 394	888 394	111 921	289 785	275 852	170 644	40 144	48
	stała	1 658	1 658	–	1 598	60	–	–	–
Razem PLN		890 052	890 052	111 921	291 383	275 912	170 644	40 144	48
EUR	zmienna	5 887	24 187	883	2 649	3 532	3 532	7 064	6 527
	stała	–	–	–	–	–	–	–	–
Razem EUR		5 887	24 187	883	2 649	3 532	3 532	7 064	6 527
USD	zmienna	92 633	264 031	24 374	83 316	108 131	48 210	–	–
	stała	–	–	–	–	–	–	–	–
Razem USD		92 633	264 031	24 374	83 316	108 131	48 210	–	–
Razem			1 178 270	137 178	377 348	387 575	222 386	47 208	6 575
Odsetki zwiększające wartość bilansową			670						
Razem kredyty i pożyczki			1 178 940						

Zaciągnięte kredyty i pożyczki według stanu na 31 grudnia 2008 roku

Waluta kredytu	Stopa oprocentowania	Wartość kredytów, pożyczek na dzień bilansowy		Z tego o terminie spłaty przypadającym w terminie (od dnia bilansowego):					
		w walucie	w złotych	poniżej 3 miesięcy	od 3 do 12 miesięcy	od 1 roku do 2 lat	od 2 lat do 3 lat	od 3 lat do 5 lat	powyżej 5 lat
PLN	zmienna	963 820	963 820	141 199	241 359	264 490	180 866	135 156	750
	stała	1 806	1 806	–	1 000	806	–	–	–
Razem PLN		965 626	965 626	141 199	242 359	265 296	180 866	135 156	750
EUR	zmienna	6 748	28 155	897	2 691	3 588	3 588	7 175	10 216
	stała	–	–	–	–	–	–	–	–
Razem EUR		6 748	28 155	897	2 691	3 588	3 588	7 175	10 216
USD	zmienna	122 713	363 450	21 942	75 036	120 281	97 981	48 210	–
	stała	–	–	–	–	–	–	–	–
Razem USD		122 713	363 450	21 942	75 036	120 281	97 981	48 210	–
Razem			1 357 231	164 038	320 086	389 165	282 435	190 541	10 966
Odsetki zwiększające wartość bilansową			791						
Razem kredyty i pożyczki			1 358 022						

Zaciągnięte kredyty i pożyczki według stanu na 31 grudnia 2007 roku

Waluta kredytu	Stopa oprocentowania	Wartość kredytów, pożyczek na dzień bilansowy		Z tego o terminie spłaty przypadającym w terminie (od dnia bilansowego):					
		w walucie	w złotych	poniżej 3 miesięcy	od 3 do 12 miesięcy	od 1 roku do 2 lat	od 2 lat do 3 lat	od 3 lat do 5 lat	powyżej 5 lat
PLN	zmienna	1 144 499	1 144 499	127 926	176 561	527 669	204 470	107 777	96
	stała	2 643	2 643	–	1 000	854	789	–	–
Razem PLN		1 147 142	1 147 142	127 926	177 561	528 523	205 259	107 777	96
EUR	zmienna	5 438	19 480	219	2 249	3 874	2 998	3 574	6 566
	stała	–	–	–	–	–	–	–	–
Razem EUR		5 438	19 480	219	2 249	3 874	2 998	3 574	6 566
USD	zmienna	167 204	407 141	18 922	56 766	185 262	97 981	48 210	–
	stała	–	–	–	–	–	–	–	–
Razem USD		167 204	407 141	18 922	56 766	185 262	97 981	48 210	–
Razem			1 573 763	147 067	236 576	717 659	306 238	159 561	6 662
Odsetki zwiększające wartość bilansową			2 231						
Razem kredyty i pożyczki			1 575 994						

W ramach powyżej przedstawionej wartości kredytów i pożyczek na dzień 31 grudnia 2009 roku, 31 grudnia 2008 roku oraz 31 grudnia 2007 roku znaczącymi pozycjami są kredyty inwestycyjne zaciągnięte przez Południowy Koncern Energetyczny S.A. związane między innymi z następującymi inwestycjami:

- budowa bloku energetycznego w Elektrowni Łagisza, która jest finansowana przy wykorzystaniu kredytu preferencyjnego, udzielonego przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej oraz kredytu inwestycyjnego udzielonego przez Bank Ochrony Środowiska S.A. Są to kredyty wyrażone w walucie polskiej o zmiennym oprocentowaniu, których wartość bilansową na dzień 31 grudnia 2009 roku, 31 grudnia 2008 roku oraz 31 grudnia 2007 roku przedstawia poniższa tabela.

Kredytodawca	Stan na 31 grudnia 2009 roku	Stan na 31 grudnia 2008 roku	Stan na 31 grudnia 2007 roku	Ostateczny termin spłaty
Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej	247 940	325 118	304 918	20 grudnia 2012
Bank Ochrony Środowiska S.A.	74 838	71 113	40 073	31 grudnia 2013
Razem	322 778	396 231	344 991	

- rekonstrukcja bloków I, II w Elektrowni Siersza. Inwestycja jest finansowana z kredytów udzielonych przez Bank Polska Kasa Opieki S.A. oraz Powszechną Kasę Oszczędności Bank Polski S.A. Walutą kredytów jest dolar amerykański, są one oprocentowane zmienną stopą procentową. Wartość bilansową na dzień 31 grudnia 2009 roku, 31 grudnia 2008 roku oraz 31 grudnia 2007 roku przedstawia poniższa tabela.

Kredytodawca	Stan na 31 grudnia 2009 roku	Stan na 31 grudnia 2008 roku	Stan na 31 grudnia 2007 roku	Ostateczny termin spłaty
Bank Polska Kasa Opieki S.A.	169 479	231 434	285 197	31 grudnia 2012
Powszechna Kasa Oszczędności Bank Polski S.A.	74 207	100 019	121 944	31 grudnia 2012
Razem	243 686	331 453	407 141	

- modernizacja bloku energetycznego i budowa instalacji odsiarczania spalin dla bloków energetycznych Elektrowni Łagisza, które są finansowane z kredytów zaciągniętych w walucie polskiej o zmiennym oprocentowaniu. Kredyty zostały udzielone przez Bank Polska Kasa Opieki S.A. Wartość bilansową na dzień 31 grudnia 2009 roku, 31 grudnia 2008 roku oraz 31 grudnia 2007 roku przedstawia poniższa tabela.

Kredytodawca	Stan na 31 grudnia 2009 roku	Stan na 31 grudnia 2008 roku	Stan na 31 grudnia 2007 roku	Ostateczny termin spłaty
Bank Polska Kasa Opieki S.A.	53 635	94 616	134 167	30 listopada 2010
Bank Polska Kasa Opieki S.A.	52 878	67 878	77 878	31 października 2011
Bank Polska Kasa Opieki S.A.	9 105	19 105	29 105	31 października 2010
Razem	115 618	181 599	241 150	

37.3.5.2. Zobowiązania z tytułu wyemitowanych obligacji

W celu pozyskania części źródeł finansowania realizowanego przez jednostkę zależną – Południowy Koncern Energetyczny S.A. przedsięwzięcia inwestycyjnego związanego z odtworzeniem mocy wytwórczych „Budowa bloku o mocy 460 MW na parametry nadkrytyczne w Elektrowni Łagisza”, spółka ta, począwszy od dnia 18 lipca 2007 roku (dzień emisji I serii), emituje obligacje. Na dzień bilansowy 31 grudnia 2007 roku zadłużenie z tego tytułu wyniosło 270 000 tysięcy złotych.

Kolejne emisje obligacji miały miejsce w dniu 1 lutego 2008 roku w wysokości 140 000 tysięcy złotych, w dniu 1 kwietnia 2008 roku w wysokości 65 000 tysięcy złotych, w dniu 28 kwietnia 2008 roku w wysokości 72 000 tysięcy złotych i w dniu 30 września 2008 roku w wysokości 59 000 tysięcy złotych. Na dzień 31 grudnia 2008 roku zadłużenie z tytułu emisji obligacji wyceniane według zamortyzowanego kosztu wynosiło 592 818 tysięcy złotych, a wartość nominalna wyemitowanych obligacji – 606 000 tysięcy złotych. Oprocentowanie obligacji jest zmienne i wynosi WIBOR 6M powiększony o marżę.

Kolejna emisja obligacji miała miejsce w dniu 30 czerwca 2009 roku w wysokości 44 000 tysięcy złotych. W dniu 30 grudnia 2009 roku Południowy Koncern Energetyczny S.A. dokonał wykupu pierwszej raty obligacji na kwotę 41 308 tysięcy złotych. Na dzień 31 grudnia 2009 roku zadłużenie z tytułu emisji obligacji wyceniane według zamortyzowanego kosztu wynosiło 596 781 tysięcy złotych (wliczając wartość narosłych odsetek w wysokości 126 tysięcy złotych), a wartość nominalna wyemitowanych obligacji – 608 692 tysiące złotych.

Spółka dominująca – TAURON Polska Energia S.A. oraz ING Bank Śląski S.A. z siedzibą w Katowicach podpisały w dniu 27 sierpnia 2007 roku „Umowę Agencyjną” oraz „Umowę Dealerską”, na podstawie których ustanowiony został program emisji obligacji TAURON Polska Energia S.A. na kwotę 150 000 tysięcy złotych. Celem emisji było podwyższenie kapitału zakładowego spółki zależnej PEC Katowice S.A. Spółka w dniu 28 sierpnia 2007 roku wyemitowała obligacje na okaziciela w dwóch seriach:

- obligacje kuponowe serii A o wartości nominalnej 75 000 tysięcy złotych z okresem zapadalności równym 1 rok,
- obligacje kuponowe serii B o wartości nominalnej 75 000 tysięcy złotych z okresem zapadalności równym 2 lata.

Obligacje oprocentowane były według stopy 1-miesięczny WIBOR powiększony o marżę.

W dniu 27 sierpnia 2007 roku Enion S.A. udzieliła TAURON Polska Energia S.A. poręczenia cywilnego, podpisując z ING Bank Śląski S.A. „Umowę zobowiązującą do nabycia obligacji”, na podstawie której Bank może zażądać od Enion S.A. odkupu obligacji serii A i B.

W dniu 27 sierpnia 2008 roku TAURON Polska Energia S.A. oraz ING Bank Śląski S.A., w ramach powyższego programu podpisały „Umowę udzielenia finansowania przez objęcie obligacji serii C”, która określa warunki przedłużenia finansowania TAURON Polska Energia S.A. poprzez nabycie przez ING Bank Śląski S.A. na rynku pierwotnym obligacji serii C.

Zobowiązanie jednostki dominującej z tytułu emisji obligacji kuponowych według stanu na dzień 31 grudnia 2008 roku wynika z:

- emisji obligacji serii B o wartości nominalnej 75 000 tysięcy złotych z terminem wykupu w dniu 28 sierpnia 2009 roku,
- emisji obligacji serii C o wartości nominalnej 50 000 tysięcy złotych z terminem wykupu w dniu 28 sierpnia 2009 roku.

Obligacje wyemitowane w ramach przedmiotowego programu emisji obligacji zostały wykupione w kwotach i terminach zgodnych z warunkami ich emisji.

Spółka dominująca – TAURON Polska Energia S.A. oraz ING Bank Śląski S.A. z siedzibą w Katowicach podpisały w dniu 24 września 2009 roku „Umowę Agencyjną” oraz „Umowę Dealerską” z okresem obowiązywania do dnia 30 listopada 2011 roku. Na podstawie ww. umów ustanowiony został program emisji obligacji TAURON Polska Energia S.A. na kwotę 125 000 tysięcy złotych. Celem emisji jest zabezpieczenie bieżącej działalności Spółki. Obligacje oprocentowane są według stopy 1-miesięczny WIBOR powiększony o stałą marżę.

Na dzień 31 grudnia 2009 roku Spółka dominująca nie posiadała zobowiązań z tytułu emisji obligacji.

Wartość wyemitowanych obligacji na dzień 31 grudnia 2009 roku

Nazwa spółki	Stopa oprocentowania	Waluta kredytu	Stan na dzień bilansowy		Z tego o terminie spłaty przypadającym w terminie (od dnia bilansowego)					
			Narosłe odsetki	Wartość kapitału według zamortyzowanego kosztu	poniżej 3 miesięcy	od 3 do 12 miesięcy	od 1 roku do 2 lat	od 2 lat do 3 lat	od 3 lat do 5 lat	powyżej 5 lat
Południowy Koncern Energetyczny S.A.	zmienna	PLN	126	596 655	–	80 993	81 314	81 314	162 629	190 405
Razem obligacje			126	596 655	–	80 993	81 314	81 314	162 629	190 405

Wartość wyemitowanych obligacji na dzień 31 grudnia 2008 roku

Nazwa spółki	Stopa oprocentowania	Waluta kredytu	Stan na dzień bilansowy		Z tego o terminie spłaty przypadającym w terminie (od dnia bilansowego)					
			Narosłe odsetki	Wartość kapitału według zamortyzowanego kosztu	poniżej 3 miesięcy	od 3 do 12 miesięcy	od 1 roku do 2 lat	od 2 lat do 3 lat	od 3 lat do 5 lat	powyżej 5 lat
Południowy Koncern Energetyczny S.A.	zmienna	PLN	–	592 818	–	37 424	76 387	76 387	152 774	249 845
TAURON Polska Energia S.A.	zmienna	PLN	89	125 000	–	125 000	–	–	–	–
Razem obligacje			89	717 818	–	162 424	76 387	76 387	152 774	249 845

Wartość wyemitowanych obligacji na dzień 31 grudnia 2007 roku

Nazwa spółki	Stopa oprocentowania	Waluta kredytu	Stan na dzień bilansowy		Z tego o terminie spłaty przypadającym w terminie (od dnia bilansowego)					
			Narosłe odsetki	Wartość kapitału według zamortyzowanego kosztu	poniżej 3 miesięcy	od 3 do 12 miesięcy	od 1 roku do 2 lat	od 2 lat do 3 lat	od 3 lat do 5 lat	powyżej 5 lat
Południowy Koncern Energetyczny S.A.	zmienna	PLN	–	270 000	–	–	56 000	37 333	74 667	102 000
TAURON Polska Energia S.A.	zmienna	PLN	73	150 000	–	75 000	75 000	–	–	–
Razem obligacje			73	420 000	–	75 000	131 000	37 333	74 667	102 000

37.3.6. Instrumenty zabezpieczające (zobowiązania)

Instrumenty pochodne zostały szczegółowo opisane w nocie 38.6.

37.3.7. Zabezpieczenie spłaty zobowiązań

W celu zabezpieczenia spłaty zobowiązań Grupa stosuje wiele form zabezpieczeń. Do najpowszechniejszych należą hipoteki, zastawy rejestrowe, przewłaszczenia i umowy leasingowe na nieruchomościach oraz innych rzeczowych aktywach trwałych, ale również na zapasach, należnościach, czy też blokady środków pieniężnych.

Wartość bilansową składników majątku stanowiących zabezpieczenie spłaty zobowiązań na poszczególne dni bilansowe przedstawia poniższa tabela.

Wartość bilansowa aktywów stanowiąca zabezpieczenie spłaty zobowiązań

	Stan na 31 grudnia 2009	Stan na 31 grudnia 2008	Stan na 31 grudnia 2007
Nieruchomości	3 467 430	3 443 456	3 367 330
Urządzenia techniczne i maszyny	295 987	263 525	204 553
Środki transportu	6 668	7 854	8 523
Środki trwałe w budowie	745	39 216	969
Zapasy	–	–	3 400
Należności z tytułu dostaw i usług	17 751	–	444
Środki pieniężne	84 574	6 067	24 264
Inne należności finansowe i niefinansowe	15 616	15 001	25 943
Razem wartość aktywów stanowiących zabezpieczenie spłaty zobowiązań	3 888 771	3 775 119	3 635 426

Opis innych form zabezpieczeń spłaty zobowiązań

Ponadto w celu zabezpieczenia środków na pokrycie przyszłych kosztów likwidacji wchodzące w skład Grupy przedsiębiorstwa górnicze tworzą Fundusz Likwidacji Zakładów Górniczych. Informacje na ten temat przedstawiono w nocie 15.

38. Cele i zasady zarządzania ryzykiem finansowym

Spółki z Grupy Kapitałowej świadomie i w sposób odpowiedzialny zarządzają ryzykiem finansowym w oparciu o opracowane i przyjęte do stosowania polityki zarządzania ryzykiem finansowym. Całościowe i spójne z procesami biznesowymi zarządzanie ryzykiem pozwala na identyfikowanie i zarządzanie zależnościami pomiędzy ponoszonym ryzykiem a poziomem możliwego do osiągnięcia dochodu. Intencją zarządzających ryzykiem w spółkach Grupy nie jest całkowita eliminacja zagrożeń wynikających ze zmian zidentyfikowanych i monitorowanych czynników ryzyka, lecz to, by zagrożenia te nie przekraczały ustalonych i zatwierdzonych wcześniej bezpiecznych poziomów.

Podstawowym celem zarządzania ryzykiem finansowym jest takie nim zarządzanie, aby maksymalnie ograniczyć wrażliwość przepływów finansowych Grupy na zmieniające się czynniki ryzyka finansowego oraz minimalizacja kosztów finansowych i kosztów zabezpieczenia w ramach przeprowadzanych transakcji z wykorzystaniem instrumentów pochodnych.

Poza instrumentami pochodnymi, do głównych instrumentów finansowych, z których korzysta Grupa, należą kredyty bankowe i pożyczki, obligacje, umowy leasingu finansowego i umowy dzierżawy z opcją zakupu, środki pieniężne i lokaty. Głównym celem wykorzystania tych instrumentów finansowych jest pozyskanie środków finansowych na działalność jednostek z Grupy Kapitałowej. Grupa, ze względu na charakter swoich procesów biznesowych, posiada i wykorzystuje również inne instrumenty finansowe, takie jak należności i zobowiązania z tytułu dostaw i usług, które powstają bezpośrednio w toku prowadzonej przez nią działalności.

Grupa zawiera również transakcje z udziałem instrumentów pochodnych, przede wszystkim kontrakty na zamianę stóp procentowych (swapy procentowe) oraz walutowe kontrakty terminowe typu forward. Celem tych transakcji jest ciągłe zarządzanie ryzykiem stopy procentowej oraz ryzykiem walutowym powstającym w toku działalności Grupy oraz wynikającym z używanych przez nią źródeł finansowania.

Zasadą stosowaną przez spółki z Grupy obecnie i przez cały okres objęty niniejszym skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym jest nieprowadzenie obrotu instrumentami finansowymi.

Główne rodzaje ryzyka wynikającego z instrumentów finansowych Grupy obejmują ryzyko stopy procentowej, ryzyko związane z płynnością, ryzyko walutowe oraz ryzyko kredytowe.

Przyjęto, iż zarządzanie ryzykiem jest odpowiedzialnością każdego pracownika. Zarządy weryfikują, uzgadniają i zatwierdzają zasady zarządzania każdym z tych rodzajów ryzyka, pracownicy znają ryzyka występujące w ich obszarach działalności i czują się odpowiedzialni za zarządzanie ryzykiem. Spółki z Grupy monitorują również ryzyko cen rynkowych dotyczące wszystkich posiadanych przez nią instrumentów finansowych. Zasady rachunkowości zabezpieczeń spółek z Grupy Kapitałowej dotyczące instrumentów pochodnych zostały omówione w nocie 11.

38.1. Ryzyko stopy procentowej

Grupa narażona jest na ryzyko zmian stóp procentowych w związku z pozyskiwaniem kapitałów oprocentowanych zmienną stopą procentową i inwestowaniem w aktywa oprocentowane zmienną i stałą stopą procentową. Spółki Grupy są również narażone na materializację ryzyka związanego z utraconymi korzyściami w związku ze spadkiem stóp procentowych, w przypadku zadłużenia o stałym oprocentowaniu.

W poniższych tabelach przedstawione zostały wartości bilansowe instrumentów finansowych Grupy narażonych na ryzyko stopy procentowej, w podziale na poszczególne kategorie wiekowe.

31 grudnia 2009 – oprocentowanie stałe

Instrumenty finansowe	<1 rok	1–2 lat	2–3 lat	3–5 lat	>5 lat	Ogółem
Aktywa finansowe						
Lokaty i depozyty	4 170	16 372	–	–	–	20 542
Obligacje, bony skarbowe oraz inne dłużne papiery wartościowe	4 151	–	–	–	–	4 151
Udzielone pożyczki	–	–	–	–	–	–
Zobowiązania finansowe						
Kredyty i pożyczki preferencyjne	1 598	60	–	–	–	1 658

31 grudnia 2009 – oprocentowanie zmienne

Instrumenty finansowe	<1 rok	1–2 lat	2–3 lat	3–5 lat	>5 lat	Ogółem
Aktywa finansowe						
Lokaty i depozyty	2 411	141	–	–	792	3 344
Udzielone pożyczki	75	–	–	240	–	315
Aktywa gotówkowe	1 032 103	–	–	–	–	1 032 103
Zobowiązania finansowe						
Wyemitowane obligacje oraz inne dłużne papiery wartościowe	80 993	81 314	81 314	162 629	190 405	596 655
Kredyty w rachunku bieżącym	59 453	–	–	–	–	59 453
Kredyty i pożyczki preferencyjne	105 051	101 253	101 162	20 162	40	327 668
Kredyty i pożyczki udzielane na warunkach rynkowych	348 432	286 262	121 224	27 046	6 527	789 491

31 grudnia 2008 – oprocentowanie stałe

Instrumenty finansowe	<1 rok	1–2 lat	2–3 lat	3–5 lat	>5 lat	Ogółem
Aktywa finansowe						
Lokaty i depozyty	5 341	10 172	–	–	–	15 513
Obligacje, bony skarbowe oraz inne dłużne papiery wartościowe	1 500	–	–	–	–	1 500
Udzielone pożyczki	1 040	–	–	–	–	1 040
Zobowiązania finansowe						
Kredyty i pożyczki preferencyjne	1 000	806	–	–	–	1 806

31 grudnia 2008 – oprocentowanie zmienne

Instrumenty finansowe	<1 rok	1–2 lat	2–3 lat	3–5 lat	>5 lat	Ogółem
Aktywa finansowe						
Lokaty i depozyty	4 117	30	138	–	–	4 285
Udzielone pożyczki	–	–	–	–	–	–
Aktywa gotówkowe	949 710	–	–	–	–	949 710
Zobowiązania finansowe						
Wyemitowane obligacje oraz inne dłużne papiery wartościowe	164 740	81 048	81 048	162 097	228 885	717 818
Kredyty w rachunku bieżącym	42 983	–	–	–	–	42 983
Kredyty i pożyczki preferencyjne	96 081	101 660	101 548	97 912	58	397 259
Kredyty i pożyczki udzielane na warunkach rynkowych	344 101	286 662	180 883	92 629	10 908	915 183

31 grudnia 2007 – oprocentowanie stałe

Instrumenty finansowe	<1 rok	1–2 lat	2–3 lat	3–5 lat	>5 lat	Ogółem
Aktywa finansowe						
Lokaty i depozyty	4 747	7 188	–	–	–	11 935
Obligacje, bony skarbowe oraz inne dłużne papiery wartościowe	–	1 509	–	–	–	1 509
Udzielone pożyczki	1 036	–	–	–	–	1 036
Zobowiązania finansowe						
Kredyty i pożyczki preferencyjne	1 000	854	789	–	–	2 643

31 grudnia 2007 – oprocentowanie zmienne

Instrumenty finansowe	<1 rok	1–2 lat	2–3 lat	3–5 lat	>5 lat	Ogółem
Aktywa finansowe						
Lokaty i depozyty	12 093	–	2 903	134	–	15 130
Udzielone pożyczki	3 508	–	–	–	–	3 508
Aktywa gotówkowe	974 221	–	–	–	–	974 221
Zobowiązania finansowe						
Wyemitowane obligacje oraz inne dłużne papiery wartościowe	75 000	131 000	37 333	74 667	102 000	420 000
Kredyty w rachunku bieżącym	75 105	–	–	–	–	75 105
Kredyty i pożyczki preferencyjne	17 166	203 853	86 161	55 914	91	363 185
Kredyty i pożyczki udzielane na warunkach rynkowych	290 443	512 886	219 288	103 647	6 566	1 132 830

Oprocentowanie instrumentów finansowych o zmiennym oprocentowaniu jest aktualizowane w okresach poniżej jednego roku. Odsetki od instrumentów finansowych o stałym oprocentowaniu są stałe przez cały okres do upływu terminu zapadalności/wymagalności tych instrumentów. Pozostałe instrumenty finansowe Grupy, które nie zostały ujęte w powyższych tabelach, nie są oprocentowane i w związku z tym nie podlegają ryzyku stopy procentowej.

38.2. Ryzyko walutowe

Spółki z Grupy Kapitałowej narażone są na zmiany kursów walutowych EUR/PLN i USD/PLN w związku z ich działalnością inwestycyjną oraz kontraktami z podmiotami zagranicznymi. Poniższe tabele prezentują ekspozycję Grupy na ryzyko walutowe w podziale na poszczególne klasy instrumentów finansowych w latach 2007–2009.

Pozycja walutowa według stanu na 31 grudnia 2009 roku

	Łączna wartość bilansowa w PLN	EUR		USD	
		w walucie	w PLN	w walucie	w PLN
Aktywa finansowe					
Lokaty i depozyty	23 887	–	–	–	–
Obligacje, bony skarbowe oraz inne dłużne papiery wartościowe	6 056	–	–	–	–
Udziały i akcje	146 517	–	–	–	–
Należności z tytułu dostaw i usług	1 880 114	64	264	–	–
Pożyczki udzielone	315	–	–	–	–
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	1 032 107	1 007	4 136	–	–
Należności z tytułu sprzedaży środków trwałych i wartości niematerialnych	3 035	–	–	–	–
Jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych	9 472	–	–	–	–
Instrumenty pochodne	1 747	–	–	–	–
Inne instrumenty finansowe	2 352	–	–	–	–
Razem	3 105 602	1 071	4 400	–	–
Zobowiązania finansowe					
Oprocentowane kredyty i pożyczki	(1 178 940)	(5 887)	(24 187)	(92 633)	(264 031)
Wyemitowane obligacje i papiery dłużne	(596 781)	–	–	–	–
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania finansowe	(1 496 409)	(184)	(752)	–	–
Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego i umów dzierżawy z opcją zakupu	(123 668)	–	–	–	–
Razem	(3 395 798)	(6 071)	(24 939)	(92 633)	(264 031)
Pozycja walutowa netto		(5 000)	(20 539)	(92 633)	(264 031)

Pozycja walutowa według stanu na 31 grudnia 2008 roku

	Łączna wartość bilansowa w PLN	EUR		USD	
		w walucie	w PLN	w walucie	w PLN
Aktywa finansowe					
Lokaty i depozyty	20 493	–	–	–	–
Obligacje, bony skarbowe oraz inne dłużne papiery wartościowe	17 211	–	–	–	–
Udziały i akcje	156 324	–	–	–	–
Należności z tytułu dostaw i usług	1 279 328	2 651	11 059	–	–
Pożyczki udzielone	1 040	–	–	–	–
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	949 710	603	2 518	–	–
Należności z tytułu sprzedaży środków trwałych i wartości niematerialnych	3 104	–	–	–	–
Jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych	35 065	–	–	–	–
Instrumenty pochodne	575	–	–	–	–
Inne instrumenty finansowe	2 496	–	–	–	–
Razem	2 465 346	3 254	13 577	–	–
Zobowiązania finansowe					
Oprocentowane kredyty i pożyczki	(1 358 022)	(6 748)	(28 155)	(122 713)	(363 450)
Wyemitowane obligacje i papiery dłużne	(717 907)	–	–	–	–
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania finansowe	(1 274 954)	(46)	(167)	–	–
Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego i umów dzierżawy z opcją zakupu	(154 936)	(3 822)	(15 946)	–	–
Razem	(3 505 819)	(10 616)	(44 268)	(122 713)	(363 450)
Pozycja walutowa netto		(7 362)	(30 691)	(122 713)	(363 450)

Pozycja walutowa według stanu na 31 grudnia 2007 roku

	Łączna wartość bilansowa w PLN	EUR		USD	
		w walucie	w PLN	w walucie	w PLN
Aktywa finansowe					
Lokaty i depozyty	27 664	–	–	–	–
Obligacje, bony skarbowe oraz inne dłużne papiery wartościowe	23 636	–	–	–	–
Udziały i akcje	503 879	–	–	–	–
Należności z tytułu dostaw i usług	1 221 945	9	34	–	–
Pożyczki udzielone	4 544	–	–	–	–
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	974 221	6 921	24 792	203	494
Należności z tytułu sprzedaży środków trwałych i wartości niematerialnych	6 472	–	–	–	–
Jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych	159 210	3 765	13 485	–	–
Instrumenty pochodne	–	–	–	–	–
Inne instrumenty finansowe	1 298	–	–	–	–
Razem	2 922 869	10 695	38 311	203	494
Zobowiązania finansowe					
Oprocentowane kredyty i pożyczki	(1 575 994)	(5 438)	(19 480)	(167 204)	(407 141)
Wyemitowane obligacje i papiery dłużne	(420 073)	–	–	–	–
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania finansowe	(1 392 735)	(22)	(78)	–	–
Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego i umów dzierżawy z opcją zakupu	(181 840)	(4 163)	(14 912)	–	–
Razem	(3 570 642)	(9 623)	(34 470)	(167 204)	(407 141)
Pozycja walutowa netto		1 072	3 841	(167 001)	(406 647)

38.3. Ryzyko cen surowców i towarów

Spółki Grupy Kapitałowej TAURON Polska Energia S.A. narażone są na działanie i niekorzystny wpływ czynników ryzyka związanego ze zmiennością przepływów pieniężnych oraz wyników finansowych wyrażonych w walucie krajowej z tytułu zmian cen towarów. Ekspozycję Grupy na ryzyko cen towarów odzwierciedla wolumen zakupów podstawowych surowców i towarów, do których zalicza się węgiel kamienny, gaz oraz energię. Wolumen oraz koszty zakupów podstawowych surowców od dostawców spoza Grupy przedstawia poniższa tabela.

Rodzaj paliwa	Jednostka miary	2009		2008		2007	
		Wolumen	Koszty zakupu	Wolumen	Koszty zakupu	Wolumen	Koszty zakupu
Węgiel	tona	7 556 379	1 805 619	7 983 317	1 353 775	9 109 144	1 322 866
Gaz	tys. m ³	2 057 102	140 640	2 729 830	151 222	2 924 523	156 161
Energia elektryczna	MWh	15 051 410	3 091 952	20 510 494	3 287 642	28 736 758	3 675 025
Energia cieplna	GJ	6 118 926	157 673	4 496 476	106 133	2 908 972	64 446
Razem			5 195 884		4 898 772		5 218 499

38.4. Ryzyko kredytowe

Ryzyko kredytowe jest związane z potencjalnym zdarzeniem kredytowym, które może zmaterializować się w postaci następujących czynników: niewypłacalności kontrahenta, częściowej spłaty należności, istotnego opóźnienia w spłacie należności lub innego nieprzewidzianego odstępstwa od warunków kontraktowych.

Poza klientami indywidualnymi spółki Grupy zawierają transakcje wyłącznie z wiarygodnymi podmiotami o dobrej zdolności kredytowej. Wszyscy klienci, którzy pragną korzystać z kredytów kupieckich, poddawani są procedurom weryfikacji. Ponadto, dzięki bieżącemu monitorowaniu stanów należności, narażenie Grupy na ryzyko nieściągalności należności jest nieznaczące.

Spółki Grupy Kapitałowej TAURON Polska Energia S.A. narażone są na działanie czynników ryzyka kredytowego w obszarach:

- podstawowej działalności – źródłem ryzyka kredytowego są głównie transakcje zakupu i sprzedaży energii oraz energii cieplnej, transakcje zakupu i sprzedaży paliw kopalnych itp.;
- działalności inwestycyjnej – ryzyko kredytowe generowane jest przez transakcje wynikające z realizacji projektów inwestycyjnych, których powodzenie jest uzależnione od pozycji finansowej dostawców Grupy;
- działalności biznesowej (zarządzanie ryzykiem rynkowym) – ryzyko kredytowe dotyczy możliwości wystąpienia sytuacji braku realizacji zobowiązań drugiej strony transakcji pochodnej w stosunku do spółek Grupy, jeżeli wartość godziwa transakcji pochodnej jest dodatnia z punktu widzenia Grupy;
- lokowania wolnych środków pieniężnych – ryzyko kredytowe powstaje na skutek lokowania wolnych środków pieniężnych przez spółki Grupy w papiery wartościowe obciążone ryzykiem kredytowym, tj. instrumenty finansowe inne niż emitowane przez Skarb Państwa.

Klasy instrumentów finansowych, w których powstaje ekspozycja na ryzyko kredytowe, mające odmienną charakterystykę ryzyka kredytowego:

- lokaty i depozyty;
- obligacje, bony skarbowe oraz inne dłużne papiery wartościowe;
- należności z tytułu dostaw i usług;
- pożyczki udzielone;
- pozostałe należności finansowe;
- pozostałe aktywa finansowe;
- środki pieniężne i ich ekwiwalenty;
- instrumenty pochodne.

W Grupie nie występują istotne koncentracje ryzyka kredytowego związane z działalnością podstawową poza wymienionymi w nocie 38.4.2.

W odniesieniu do aktywów finansowych ryzyko kredytowe Grupy powstaje w wyniku niemożności dokonania zapłaty przez drugą stronę umowy, a maksymalna ekspozycja na to ryzyko równa jest wartości bilansowej tych instrumentów.

38.4.1. Nabyte obligacje, bony skarbowe oraz inne dłużne papiery wartościowe

Nabyte dłużne papiery wartościowe zostały szerzej opisane w nocie 37.3.3.

38.4.2. Należności z tytułu dostaw i usług

Należności z tytułu dostaw i usług dotyczą głównie należności z tytułu sprzedanej energii i usług dodatkowych. Dzięki bieżącej kontroli należności handlowych nie istnieje dodatkowe ryzyko kredytowe, ponad poziom określony odpisem aktualizującym.

Grupa zarządza ryzykiem kredytowym wobec kontrahentów głównie poprzez stosowanie następujących mechanizmów oraz technik:

- ocenę standingu finansowego kontrahentów wraz z nadawaniem limitów kredytowych;
- wymaganie określonych zabezpieczeń kredytowych od klientów o słabym standingu finansowym;
- standaryzację zapisów umownych z zakresu ryzyka kredytowego i standaryzację zabezpieczeń kredytowych;
- system bieżącego monitoringu płatności i system wczesnej windykacji; systematyczny pomiar ryzyka kredytowego wynikający z prowadzonej działalności handlowej;
- bieżące monitorowanie kondycji finansowej kontrahenta, współpraca z wywiadowcami gospodarczymi i firmami windykacyjnymi.

Na dzień 31 grudnia 2009 roku największe salda należności handlowych Grupa posiadała od ArcelorMittal Poland S.A. w wysokości 95 104 tysięcy złotych, KGHM Polska Miedź S.A. w wysokości 53 845 tysięcy złotych oraz PSE Operator S.A. w wysokości 37 235 tysięcy złotych. Na dzień 31 grudnia 2008 roku największe salda należności handlowych występowały od ArcelorMittal Poland S.A. w wysokości 63 141 tysięcy złotych, PSE Operator S.A. w wysokości 38 523 tysięcy złotych. Na dzień 31 grudnia 2007 roku największe salda należności handlowych Grupa posiadała od PGE Polskiej Grupy Energetycznej S.A. w wysokości 148 278 tysięcy złotych, ArcelorMittal Poland S.A. w wysokości 75 593 tysięcy złotych oraz KGHM Polska Miedź S.A. w wysokości 49 838 tysięcy złotych.

38.4.3. Lokaty, depozyty, środki pieniężne i ich ekwiwalenty

Zarządzanie ryzykiem kredytowym związanym ze środkami pieniężnymi Grupa realizuje poprzez dywersyfikację banków, w których lokowane są nadwyżki środków pieniężnych. Wszystkie podmioty, z którymi Grupa zawiera transakcje depozytowe, działają w sektorze finansowym. Są to wyłącznie banki zarejestrowane w Polsce bądź działające w Polsce w formie oddziałów banków zagranicznych, posiadających rating na wysokim poziomie, a także dysponujące odpowiednim kapitałem własnym oraz silną i ustabilizowaną pozycją rynkową. Udział trzech banków, w których Grupa posiada największe salda środków pieniężnych, na dzień 31 grudnia 2009 roku wyniósł 66%.

38.4.4. Instrumenty pochodne

Wszystkie podmioty, z którymi Grupa zawiera transakcje pochodne, działają w sektorze finansowym. Są to polskie banki posiadające wysoki rating finansowy, a także dysponujące odpowiednią wysokością kapitału własnego oraz silną i ustabilizowaną pozycją rynkową.

38.4.5. Odpisy aktualizujące i wiekowanie należności

Na dzień 31 grudnia 2009 roku, 31 grudnia 2008 roku, 31 grudnia 2007 roku odpisem aktualizującym objęte były należności z tytułu dostaw i usług oraz niektóre inwestycje w inne podmioty. Zmiana stanu odpisów aktualizujących dla tych klas instrumentów finansowych w poszczególnych latach została zaprezentowana w poniższych tabelach.

Rok zakończony 31 grudnia 2009 roku

	Należności z tytułu dostaw i usług	Pożyczki udzielone	Należności z tytułu sprzedaży środków trwałych, wartości niematerialnych	Udziały i akcje jednostek niekonsolidowanych
Odpis aktualizujący na dzień 1 stycznia 2009	(169 519)	–	–	(2 744)
Utworzenie odpisów	(65 783)	–	–	–
Wykorzystanie odpisów	37 838	–	–	–
Rozwiązanie odpisów	39 558	–	–	10
Anulowanie odpisów	86	–	–	27
Aport	–	–	–	–
Inne zmiany	(204)	–	–	–
Odpis aktualizujący na dzień 31 grudnia 2009	(158 024)	–	–	(2 707)
Wartość pozycji przed uwzględnieniem odpisu aktualizującego	2 038 138	315	3 035	149 224
Wartość pozycji netto (wartość bilansowa)	1 880 114	315	3 035	146 517

Rok zakończony 31 grudnia 2008 roku

	Należności z tytułu dostaw i usług	Pożyczki udzielone	Należności z tytułu sprzedaży środków trwałych, wartości niematerialnych	Udziały i akcje jednostek niekonsolidowanych
Odpis aktualizujący na dzień 1 stycznia 2008	(178 676)	–	–	(2 323)
Utworzenie odpisów	(36 976)	–	–	(122)
Wykorzystanie odpisów	35 986	–	–	327
Rozwiązanie odpisów	28 732	–	–	(415)
Anulowanie odpisów	485	–	–	–
Aport	(13 242)	–	–	–
Inne zmiany	(5 828)	–	–	(211)
Odpis aktualizujący na dzień 31 grudnia 2008	(169 519)	–	–	(2 744)
Wartość pozycji przed uwzględnieniem odpisu aktualizującego	1 448 847	1 040	3 104	159 068
Wartość pozycji netto (wartość bilansowa)	1 279 328	1 040	3 104	156 324

Rok zakończony 31 grudnia 2007 roku

	Należności z tytułu dostaw i usług	Pożyczki udzielone	Należności z tytułu sprzedaży środków trwałych, wartości niematerialnych	Udziały i akcje jednostek niekonsolidowanych
Odpis aktualizujący na dzień 1 stycznia 2007	(245 240)	–	(9)	(1 992)
Utworzenie odpisów	(51 419)	–	–	(1 295)
Wykorzystanie odpisów	30 853	–	1	–
Rozwiązanie odpisów	86 895	–	8	974
Anulowanie odpisów	283	–	–	–
Aport	(48)	–	–	(10)
Inne zmiany	–	–	–	–
Odpis aktualizujący na dzień 31 grudnia 2007	(178 676)	–	–	(2 323)
Wartość pozycji przed uwzględnieniem odpisu aktualizującego	1 400 621	4 544	6 472	506 202
Wartość pozycji netto (wartość bilansowa)	1 221 945	4 544	6 472	503 879

Ustalając utratę wartości aktywów, Grupa wzięła pod uwagę czynniki, które zostały opisane w nocie 11 niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego. Grupa nie posiada istotnych pozycji, które na dzień bilansowy byłyby nieściągalne, lecz nie objęte odpisem aktualizującym. Poniżej przedstawiono analizę wiekową należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych pożyczek i należności, uwzględniającą odpisy z tytułu utraty wartości.

Wiekowanie należności z tytułu dostaw i usług, pożyczek udzielonych oraz pozostałych należności według stanu na 31 grudnia 2009 roku

	Nie przeterminowane	Przeterminowane				
		< 30 dni	30–90 dni	90–180 dni	180–360 dni	> 360 dni
Przed uwzględnieniem odpisu aktualizującego	1 574 041	253 451	64 653	20 917	31 717	96 709
Odpisy aktualizujące	(26 105)	(3 211)	(5 068)	(5 001)	(22 474)	(96 165)
Po uwzględnieniu odpisu aktualizującego	1 547 936	250 240	59 585	15 916	9 243	544

Wiekowanie należności z tytułu dostaw i usług, pożyczek udzielonych oraz pozostałych należności według stanu na 31 grudnia 2008 roku

	Nie przeterminowane	Przeterminowane				
		< 30 dni	30–90 dni	90–180 dni	180–360 dni	> 360 dni
Przed uwzględnieniem odpisu aktualizującego	1 089 333	150 348	52 681	14 469	18 664	127 496
Odpisy aktualizujące	(17 746)	(952)	(3 122)	(2 769)	(17 870)	(127 060)
Po uwzględnieniu odpisu aktualizującego	1 071 587	149 396	49 559	11 700	794	436

Wiekowanie należności z tytułu dostaw i usług, pożyczek udzielonych oraz pozostałych należności według stanu na 31 grudnia 2007 roku

	Nie przeterminowane	Przeterminowane				
		< 30 dni	30–90 dni	90–180 dni	180–360 dni	> 360 dni
Przed uwzględnieniem odpisu aktualizującego	1 104 623	97 887	40 398	9 573	15 557	143 599
Odpisy aktualizujące	(16 309)	(346)	(3 756)	(3 195)	(12 610)	(142 460)
Po uwzględnieniu odpisu aktualizującego	1 088 314	97 541	36 642	6 378	2 947	1 139

38.5. Ryzyko związane z płynnością

Grupa utrzymuje równowagę pomiędzy ciągłością a elastycznością finansowania, poprzez korzystanie z różnych źródeł finansowania, takich jak kredyty w rachunku bieżącym, kredyty bankowe, obligacje, akcje uprzywilejowane, umowy leasingu finansowego oraz umowy dzierżawy z opcją zakupu. Takie wykorzystanie źródeł finansowania pozwala na zarządzanie ryzykiem płynności i skutecznie minimalizuje jego negatywne skutki materializacji.

Tabele poniżej przedstawiają zobowiązania finansowe Grupy na dzień 31 grudnia 2009 roku, 31 grudnia 2008 roku i 31 grudnia 2007 roku według daty zapadalności na podstawie umownych zdyskontowanych płatności.

Zobowiązania finansowe według stanu na 31 grudnia 2009 roku

	Naliczone odsetki	Część kapitałowa					Razem	
		poniżej 3 miesięcy	od 3 do 12 miesięcy	od 1 roku do 2 lat	od 2 lat do 3 lat	od 3 lat do 5 lat		powyżej 5 lat
Oprocentowane kredyty i pożyczki oraz wyemitowane obligacje	796	137 178	458 341	468 897	303 700	209 837	196 972	1 775 721
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług		963 628	2 565	–	–	–	–	966 193
Zobowiązania z tytułu nabycia środków trwałych oraz wartości niematerialnych		195 062	75 073	1 474	–	–	–	271 609
Instrumenty pochodne		2 135	8 904	–	–	–	–	11 039
Inne zobowiązania finansowe		219 268	24 094	2 017	1 313	465	412	247 569
Zobowiązania z tytułu leasingu oraz umów dzierżawy z opcją zakupu		10 247	25 130	24 713	12 271	24 531	26 776	123 668
Razem	796	1 527 518	594 107	497 101	317 284	234 833	224 160	3 395 799

Zobowiązania finansowe według stanu na 31 grudnia 2008 roku

	Naliczone odsetki	Część kapitałowa					Razem	
		poniżej 3 miesięcy	od 3 do 12 miesięcy	od 1 roku do 2 lat	od 2 lat do 3 lat	od 3 lat do 5 lat		powyżej 5 lat
Oprocentowane kredyty i pożyczki oraz wyemitowane obligacje	880	164 037	484 827	470 208	363 479	352 638	239 860	2 075 929
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług		801 167	2 806	–	–	–	–	803 973
Zobowiązania z tytułu nabycia środków trwałych oraz wartości niematerialnych		247 062	47	9	9	–	–	247 127
Instrumenty pochodne		1 269	10 585	13 272	7 688	8 734	3 926	45 474
Inne zobowiązania finansowe		162 953	14 176	402	265	339	245	178 380
Zobowiązania z tytułu leasingu oraz umów dzierżawy z opcją zakupu		4 287	30 019	46 953	18 089	25 288	30 300	154 936
Razem	880	1 380 775	542 460	530 844	389 530	386 999	274 331	3 505 819

Zobowiązania finansowe według stanu na 31 grudnia 2007 roku

	Naliczone odsetki	Część kapitałowa					Razem	
		poniżej 3 miesięcy	od 3 do 12 miesięcy	od 1 roku do 2 lat	od 2 lat do 3 lat	od 3 lat do 5 lat		powyżej 5 lat
Oprocentowane kredyty i pożyczki oraz wyemitowane obligacje	2 304	147 067	311 576	848 659	343 571	234 228	108 662	1 996 067
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług		878 439	491	–	–	–	–	878 930
Zobowiązania z tytułu nabycia środków trwałych oraz wartości niematerialnych		313 407	–	46	–	37	–	313 490
Instrumenty pochodne		5 720	9 617	6 978	4 799	248	304	27 666
Inne zobowiązania finansowe		144 735	21 002	5 990	44	552	326	172 649
Zobowiązania z tytułu leasingu oraz umów dzierżawy z opcją zakupu		6 783	26 542	47 250	29 909	30 073	41 284	181 841
Razem	2 304	1 496 151	369 228	908 923	378 323	265 138	150 576	3 570 643

38.6. Zabezpieczenia

W roku 2009 i 2008 w ramach Grupy Kapitałowej TAURON Polska Energia S.A. instrumenty pochodne były wykorzystywane w celach zabezpieczających przez trzy spółki zależne: Południowy Koncern Energetyczny S.A., EnergiaPro Gigawat Sp. z o.o. oraz Polska Energia PKH Sp. z o.o., jednak na dzień bilansowy 31 grudnia 2009 roku tylko Południowy Koncern Energetyczny S.A. posiadał zabezpieczające instrumenty pochodne. W dwóch pozostałych spółkach kontrakty forward wygasły w grudniu 2009 roku. W roku 2007 tylko jedna spółka zależna – Południowy Koncern Energetyczny S.A. – posiadała instrumenty pochodne.

Instrumenty pochodne (aktywa)

W 2009 roku i 2008 roku jednostka zależna Grupy Kapitałowej TAURON Polska Energia S.A. – Polska Energia PKH Sp. z o.o. zabezpieczała ryzyko kursowe związane z zobowiązaniami wynikającymi z planowanych zakupów uprawnień do emisji CO₂ poprzez kontrakty forward na zakup EUR. Ich wartość bilansowa na koniec 2008 roku wynosiła 575 tysięcy złotych. Wszystkie kontrakty wygasły w grudniu 2009 roku.

Na dzień 31 grudnia 2009 jednostka zależna Grupy Kapitałowej TAURON Polska Energia S.A. – Południowy Koncern Energetyczny S.A. wyceniła długoterminowe instrumenty pochodne zabezpieczające na kwotę 1 747 tysięcy złotych.

Instrumenty pochodne (zobowiązania)

Jednostka zależna Grupy Kapitałowej TAURON Polska Energia S.A. – Południowy Koncern Energetyczny S.A. na podstawie obowiązującej w tej spółce „Strategii Zarządzania Ryzykiem Finansowym” zabezpiecza za pomocą pochodnych instrumentów finansowych 3 główne obszary ryzyka (ryzyko stopy procentowej związane z obsługą istniejącego portfela kredytowego, ryzyko stopy procentowej związane z emisją obligacji oraz ryzyko walutowe związane z nakładami inwestycyjnymi w walutach obcych).

Ryzyko stopy procentowej związane z obsługą istniejącego portfela kredytowego jest zabezpieczane za pomocą kontraktów na zamianę stóp procentowych o terminie zapadalności pomiędzy 2008 rokiem a 2012 rokiem. Pozycją zabezpieczaną są przepływy odsetkowe z tytułu kredytów inwestycyjnych Spółki oparte na zmiennej stopie (WIBOR 3M), natomiast instrumentem zabezpieczającym jest swap stóp procentowych, który zamienia wyżej wymienioną stopę zmienną na stałą stopę procentową.

Ryzyko stopy procentowej dotyczące emisji obligacji oraz ryzyko walutowe wiążące się z nakładami inwestycyjnymi w walutach obcych związane było z budową przez PKE S.A. bloku 460 MW w Elektrowni Łagisza. W celu zabezpieczenia ryzyka stopy procentowej związanego z emisją obligacji Spółka zawarła kontrakty na zamianę stóp procentowych (IRS). Spółka zabezpieczyła w ten sposób 80% nominalu oczekiwanych ciągłości z tytułu emitowanych obligacji w okresie od daty emisji poszczególnej transzy obligacji do daty jej zapadalności.

Ryzyko kursu walutowego związane z nakładami inwestycyjnymi w EUR zabezpieczane było walutowymi kontraktami terminowymi (forward). PKE S.A. zabezpieczała 60% łącznej ekspozycji dla planowanych, uprawdopodobnionych przepływów walutowych narażonych na ryzyko kursowe. Transakcje zabezpieczające typu forward związane z budową bloku 460 MW w Elektrowni Łagisza wygasły w dniu 30 kwietnia 2009 roku. Na dzień 31 grudnia 2009 roku spółka ta nie posiadała żadnych instrumentów pochodnych zabezpieczających ryzyko walutowe.

Jednostka zależna Grupy Kapitałowej TAURON Polska Energia S.A. – EnergiaPro Gigawat Sp. z o.o. w 2008 roku i w 2009 roku zabezpieczała ekspozycję na ryzyko zmiany kursu walut wynikające z kontraktu z czeską spółką CEZ poprzez kontrakty forward. Kontrakty te wygasły w grudniu 2009 roku i na dzień 31 grudnia 2009 roku spółka ta nie posiadała żadnych instrumentów pochodnych.

Na dzień 31 grudnia 2009 roku wartość bilansowa wszystkich zobowiązań związanych z zabezpieczającymi instrumentami pochodnymi wynosiła 11 038 tysięcy złotych, na dzień 31 grudnia 2008 roku 45 474 tysiące złotych, a na dzień 31 grudnia 2007 roku 27 666 tysięcy złotych.

38.7. Ryzyko rynkowe – analiza wrażliwości

Grupa identyfikuje następujące główne rodzaje ryzyka rynkowego, na które jest narażona:

- ryzyko stopy procentowej,
- ryzyko walutowe,
- ryzyko cen energii elektrycznej,
- ryzyko zmian cen praw do emisji CO₂,
- ryzyko zmian cen towarów (np. węgiel).

Obecnie Grupa Kapitałowa narażona jest głównie na działanie czynników ryzyka zmian kursów walutowych EUR/PLN oraz USD/PLN. Ponadto Grupa narażona jest na zmiany referencyjnych stóp procentowych dla walut PLN, EUR oraz USD.

Na potrzeby analizy wrażliwości na zmiany czynników ryzyka rynkowego Grupa Kapitałowa wykorzystuje metodę analizy scenariuszowej. Grupa wykorzystuje scenariusze eksperckie odzwierciedlające subiektywną ocenę Grupy odnośnie kształtowania się pojedynczych czynników ryzyka rynkowego w przyszłości.

Prezentowane w niniejszym punkcie analizy scenariuszowe mają na celu analizę wpływu zmian czynników ryzyka rynkowego na wyniki finansowe Grupy. Przedmiotem analizy zostały objęte wyłącznie te pozycje, które spełniają definicję instrumentów finansowych zgodnie z MSSF.

Potencjalne możliwe zmiany kursów walutowych są określone w horyzoncie do daty następnego sprawozdania finansowego i zostały obliczone na podstawie rocznych zmienności implikowanych dla opcji walutowych kwotowanych na rynku międzybankowym dla danej pary walut z daty bilansowej lub w przypadku braku dostępnych kwotowań rynkowych na podstawie zmienności historycznych za okres jednego roku przed datą bilansową.

W analizie wrażliwości na ryzyko stopy procentowej Grupa stosuje równoległe przesunięcie krzywej stóp procentowych o potencjalną możliwą zmianę referencyjnych stóp procentowych w horyzoncie do daty następnego sprawozdania finansowego. Dla celów analizy wrażliwości na ryzyko zmian stóp procentowych wykorzystano średnie poziomy referencyjnych stóp procentowych w danym roku. Skala potencjalnych zmian stóp procentowych została oszacowana na podstawie zmienności implikowanych ATMF opcji na stopę procentową kwotowanych na rynku międzybankowym dla walut, dla których Grupa posiada ekspozycję na ryzyko stóp procentowych na datę bilansową.

W przypadku analizy wrażliwości na zmiany stóp procentowych efekt zmian czynników ryzyka został odniesiony do wartości przychodów/kosztów odsetkowych dla instrumentów finansowych wycenianych według zamortyzowanego kosztu oraz do wartości godziwej na datę bilansową instrumentów finansowych o zmiennym oprocentowaniu wycenianych do wartości godziwej.

Poniżej przedstawiono analizę wrażliwości dla każdego rodzaju ryzyka rynkowego, na które Grupa jest narażona na dzień bilansowy, pokazując, jaki wpływ na wynik finansowy brutto miałyby potencjalnie możliwe zmiany poszczególnych czynników ryzyka według klas aktywów i zobowiązań finansowych.

38.7.1. Analiza wrażliwości na ryzyko walutowe

Grupa identyfikuje ekspozycję na ryzyko zmian kursów walutowych EUR/PLN oraz USD/PLN. Poniższe tabele przedstawiają wrażliwość wyniku finansowego brutto na racjonalne możliwe do zaistnienia zmiany kursów walutowych w horyzoncie do daty następnego sprawozdania finansowego, przy założeniu niezmienności innych czynników ryzyka:

Rok zakończony 31 grudnia 2009 roku

Klasy instrumentów finansowych	31 grudnia 2009		Analiza wrażliwości na ryzyko walutowe na 31 grudnia 2009 roku					
	Wartość bilansowa	Wartość narażona na ryzyko	EUR/PLN		USD/PLN			
			tys. PLN	tys. PLN	kurs EUR/PLN +13,25%	kurs EUR/PLN -13,25%	kurs USD/PLN +19,69%	kurs USD/PLN -19,69%
Należności z tytułu dostaw i usług	1 880 114	263	35	(35)	-	-	-	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	1 032 103	4 137	548	(548)	-	-	-	-
Kredyty i pożyczki udzielane na warunkach rynkowych	(790 118)	(288 218)	(3 205)	3 205	-	(51 988)	-	51 988
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	(966 193)	(752)	(100)	100	-	-	-	-
Razem			(2 722)	2 722	-	(51 988)	-	51 988

Ekspozycja na ryzyko na dzień 31 grudnia 2009 roku jest reprezentatywna dla ekspozycji Grupy na ryzyko w trakcie poprzedzającego tę datę okresu rocznego.

Rok zakończony 31 grudnia 2008 roku

Klasy instrumentów finansowych	31 grudnia 2008		Analiza wrażliwości na ryzyko walutowe na 31 grudnia 2008 roku					
	Wartość bilansowa	Wartość narażona na ryzyko	EUR/PLN		USD/PLN			
			tys. PLN	tys. PLN	kurs EUR/PLN +22,75%	kurs EUR/PLN -22,75%	kurs USD/PLN +32,25%	kurs USD/PLN -32,25%
Należności z tytułu dostaw i usług	1 279 328	11 061	2 516	(2 516)	-	-	-	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	949 710	2 516	572	(572)	-	-	-	-
Instrumenty pochodne (aktywa)	575	575	1 790	(1 790)	-	-	-	-
Kredyty i pożyczki udzielane na warunkach rynkowych	(915 902)	(391 605)	(6 405)	6 405	-	(117 213)	-	117 213
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	(803 973)	(121)	(28)	28	-	-	-	-
Zobowiązania z tytułu leasingu i umów dzierżawy z opcją zakupu	(154 936)	(15 947)	(3 628)	3 628	-	-	-	-
Zobowiązania z tytułu nabycia środków trwałych oraz wartości niematerialnych	(247 127)	(50)	(11)	11	-	-	-	-
Instrumenty pochodne (zobowiązania)	(45 474)	(3 385)	1 790	(1 790)	(11 068)	-	-	-
Razem			(3 404)	3 404	11 068	(11 068)	-	117 213

Ekspozycja na ryzyko na dzień 31 grudnia 2008 roku jest reprezentatywna dla ekspozycji Grupy na ryzyko w trakcie poprzedzającego tę datę okresu rocznego.

Rok zakończony 31 grudnia 2007 roku

Klasy instrumentów finansowych	31 grudnia 2007		Analiza wrażliwości na ryzyko walutowe na 31 grudnia 2007 roku							
	Wartość bilansowa tys. PLN	Wartość narażona na ryzyko tys. PLN	EUR/PLN			USD/PLN				
			kurs EUR/PLN +6,025%	Wynik finansowy Kapitały	kurs EUR/PLN -6,025%	Wynik finansowy Kapitały	kurs USD/PLN +9,4%	Wynik finansowy Kapitały	kurs USD/PLN -9,4%	
Należności z tytułu dostaw i usług	1 221 945	32	-	2	-	-	-	-	-	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	974 221	25 285	-	1 494	-	(1 494)	46	-	(46)	-
Jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych	159 210	13 486	-	813	-	(813)	-	-	-	-
Kredyty i pożyczki udzielane na warunkach rynkowych	(1 134 946)	(426 621)	-	(1 174)	-	1 174	(38 271)	-	38 271	-
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	(878 930)	(79)	-	(5)	-	5	-	-	-	-
Zobowiązania z tytułu leasingu i umów dzierżawy z opcją zakupu	(181 840)	(14 794)	-	(891)	-	891	-	-	-	-
Instrumenty pochodne (zobowiązania)	(27 666)	(5 515)	-	7 638	-	(7 638)	-	-	-	-
Razem				239		(239)		(38 225)		38 225

Ekspozycja na ryzyko na dzień 31 grudnia 2007 roku jest reprezentatywna dla ekspozycji Grupy na ryzyko w trakcie poprzedzającego tę datę okresu rocznego.

38.7.2. Analiza wrażliwości na ryzyko stopy procentowej

Grupa identyfikuje ekspozycję na ryzyko zmian stóp procentowych WIBOR, EURIBOR oraz LIBOR USD. Poniższe tabele przedstawiają wrażliwość wyniku finansowego brutto na racjonalne możliwe do zaistnienia zmiany stóp procentowych w horyzoncie do daty następnego sprawozdania finansowego, przy założeniu niezmienności innych czynników ryzyka:

Rok zakończony 31 grudnia 2009 roku

Klasy instrumentów finansowych	Analiza wrażliwości na ryzyko stopy procentowej na 31 grudnia 2009 roku												
	31 grudnia 2009		WIBOR				EURIBOR				LIBOR USD		
	Wartość bilansowa	Wartość narażona na ryzyko	WIBOR + 81 pb	WIBOR - 81 pb	EURIBOR + 66 pb	EURIBOR - 66 pb	LIBOR USD + 70 pb	LIBOR USD - 70 pb	Wynik finansowy	Kapitały	Wynik finansowy	Kapitały	
tys. PLN	tys. PLN	Wynik finansowy	Wynik finansowy	Wynik finansowy	Wynik finansowy	Wynik finansowy	Wynik finansowy	Wynik finansowy	Wynik finansowy	Wynik finansowy	Wynik finansowy	Wynik finansowy	
Lokaty i depozyty	23 887	3 344	27	(27)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pożyczki udzielone	315	315	3	(3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	1 032 103	1 032 103	8 327	(8 327)	27	(27)	-	-	-	-	-	-	-
Instrumenty pochodne (aktywa)	1 747	1 747	275	(275)	7 030	(7 030)	-	-	-	-	-	-	-
Kredyty i pożyczki preferencyjne	(329 369)	(327 668)	(2 654)	2 654	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kredyty i pożyczki udzielane na warunkach rynkowych	(790 118)	(789 491)	(4 060)	4 060	-	(160)	-	160	-	(1 848)	-	1 848	-
Kredyty w rachunku bieżącym	(59 453)	(59 453)	(482)	482	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wyemitowane obligacje i papiery dłużne	(596 781)	(596 655)	(4 833)	4 833	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Instrumenty pochodne (zobowiązania)	(11 038)	(11 038)	739	(739)	3 642	(3 642)	-	-	-	-	-	-	-
Razem			(2 658)	2 658	10 672	(10 672)	(133)	133	-	(1 848)	-	1 848	-

Rok zakończony 31 grudnia 2008 roku

Klasy instrumentów finansowych	31 grudnia 2008		Analiza wrażliwości na ryzyko stopy procentowej na 31 grudnia 2008 roku									
	Wartość bilansowa tys. PLN	Wartość narażona na ryzyko tys. PLN	WIBOR			EURIBOR			LIBOR USD			
			WIBOR + 266 pb Wynik finansowy	Kapitały	WIBOR - 266 pb Wynik finansowy	EURIBOR + 204 pb Wynik finansowy	Kapitały	EURIBOR - 204 pb Wynik finansowy	LIBOR USD + 232 pb Wynik finansowy	Kapitały	LIBOR USD - 232 pb Wynik finansowy	
Lokaty i depozyty	20 493	4 285	114	-	(114)	-	-	-	-	-	-	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	949 710	949 710	25 195	-	(25 195)	51	-	-	-	(51)	-	-
Kredyty i pożyczki preferencyjne	(399 137)	(397 259)	(10 567)	-	10 567	-	-	-	-	-	-	-
Kredyty i pożyczki udzielane na warunkach rynkowych	(915 902)	(915 183)	(13 927)	-	13 927	(574)	-	574	-	(8 432)	-	8 432
Kredyty w rachunku bieżącym	(42 983)	(42 983)	(1 143)	-	1 143	-	-	-	-	-	-	-
Wyemitowane obligacje i papiery dłużne	(717 907)	(717 818)	(19 094)	-	19 094	-	-	-	-	-	-	-
Instrumenty pochodne (zobowiązania)	(45 474)	(48 859)	7 515	48 460	(7 515)	(48 460)	-	-	-	-	-	-
Razem			(11 907)	48 460	11 907	(523)	(48 460)	523	(8 432)	(8 432)	8 432	-

Rok zakończony 31 grudnia 2007 roku

Klasy instrumentów finansowych	Analiza wrażliwości na ryzyko stopy procentowej na 31 grudnia 2007 roku											
	31 grudnia 2007		WIBOR				EURIBOR				LIBOR USD	
	Wartość bilansowa tys. PLN	Wartość narażona na ryzyko tys. PLN	WIBOR + 49 pb Wynik finansowy	Kapitały	WIBOR - 49 pb Wynik finansowy	EURIBOR + 52 pb Wynik finansowy	Kapitały	EURIBOR - 52 pb Wynik finansowy	Kapitały	LIBOR USD + 144 pb Wynik finansowy	Kapitały	LIBOR USD - 144 pb Wynik finansowy
Lokaty i depozyty	27 664	15 130	74	-	(74)	-	-	-	-	-	-	-
Pożyczki udzielone	4 544	3 508	17	-	(17)	-	-	-	-	-	-	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	974 221	974 221	4 650	-	(4 650)	38	-	(38)	-	-	9	(9)
Kredyty i pożyczki preferencyjne	(365 935)	(363 185)	(1 780)	-	1 780	-	-	-	-	-	-	-
Kredyty i pożyczki udzielane na warunkach rynkowych	(1 134 946)	(1 132 830)	(3 460)	-	3 460	(28)	-	28	-	(2 408)	-	2 408
Kredyty w rachunku bieżącym	(75 113)	(75 105)	(368)	-	368	-	-	-	-	-	-	-
Wyemitowane obligacje i papiery dłużne	(420 073)	(420 000)	(2 058)	-	2 058	-	-	-	-	-	-	-
Instrumenty pochodne (zobowiązania)	(27 666)	(22 151)	1 980	8 125	(1 980)	(8 125)	-	-	-	-	-	-
Razem			(945)	8 125	945	10	(8 125)	(10)	(2 399)	-	2 399	-

39. Zarządzanie kapitałem

Głównym celem zarządzania kapitałem Grupy jest utrzymanie dobrego ratingu kredytowego i bezpiecznych wskaźników kapitałowych, które wspierałyby działalność operacyjną Grupy i zwiększały wartość dla jej akcjonariuszy.

Grupa zarządza strukturą kapitałową i stosownie do zmian warunków ekonomicznych odpowiednio ją modyfikuje. W celu utrzymania lub skorygowania struktury kapitałowej Grupa może zmienić wypłatę dywidendy dla akcjonariuszy, zwrócić kapitał akcjonariuszom, wyemitować nowe akcje lub odpowiednio skorygować poziom zadłużenia zewnętrznego. W okresach sprawozdawczych objętych niniejszym sprawozdaniem nie wprowadzono żadnych zmian do celów, zasad i procesów obowiązujących w tym obszarze.

Grupa monitoruje stan kapitałów, stosując wskaźnik dźwigni, który jest liczony jako stosunek zadłużenia netto do sumy kapitałów powiększonych o zadłużenie netto. Do zadłużenia netto Grupa wlicza oprocentowane kredyty, pożyczki i dłużne papiery wartościowe, zobowiązania z tytułu dostaw i usług i inne zobowiązania, pomniejszone o środki pieniężne i ekwiwalenty środków pieniężnych. Kapitał obejmuje kapitał własny należny akcjonariuszom jednostki dominującej pomniejszony o kapitały rezerwowe z tytułu niezrealizowanych zysków netto.

	Stan na 31 grudnia 2009	Stan na 31 grudnia 2008	Stan na 31 grudnia 2007
Oprocentowane kredyty, pożyczki i dłużne papiery wartościowe	1 775 721	2 075 929	1 996 067
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług, pozostałe zobowiązania oraz zobowiązania z tytułu leasingu finansowego i umów dzierżawy z opcją zakupu	1 620 077	1 429 890	1 574 575
Minus środki pieniężne i ich ekwiwalenty	1 032 103	949 710	974 221
Zadłużenie netto	2 363 695	2 556 109	2 596 421
Kapitał własny przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej	11 816 534	11 125 910	11 026 782
Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów zabezpieczających	(766)	(17 765)	517
Kapitał razem	11 817 300	11 143 675	11 026 265
Kapitał i zadłużenie netto	14 180 995	13 699 784	13 622 686
Wskaźnik dźwigni	17%	19%	19%

40. Struktura zatrudnienia

Przeciętne zatrudnienie w Grupie w okresach sprawozdawczych objętych niniejszym sprawozdaniem kształtowało się następująco:

	Stan na 31 grudnia 2009	Stan na 31 grudnia 2008	Stan na 31 grudnia 2007
Zarząd jednostki dominującej	5	5	2
Zarządy jednostek zależnych	46	45	40
Administracja	4 087	4 103	3 942
Dział sprzedaży	2 028	2 184	2 146
Pion produkcji	21 695	21 594	20 905
Pozostali	978	979	890
Razem	28 839	28 910	27 925

41. Wynagrodzenie biegłego rewidenta lub podmiotu uprawnionego

Wynagrodzenie podmiotu uprawnionego do badania sprawozdania finansowego za badanie niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego zgodnego z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej za lata zakończone dnia 31 grudnia 2009 roku, dnia 31 grudnia 2008 roku, dnia 31 grudnia 2007 roku wyniosło 809 tysięcy złotych.

Podmiotem uprawnionym, badającym niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej TAURON Polska Energia S.A. jest Ernst & Young Audit Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, rondo ONZ 1.

42. Zdarzenia następujące po dniu bilansowym**Planowane połączenie z ENION Zarządzanie Aktywami Sp. z o.o. i Energomix Servis Sp. z o.o.**

W 2009 roku Grupa TAURON rozpoczęła proces łączenia jednostki dominującej z ENION Zarządzanie Aktywami Sp. z o.o. i z Energomix Servis Sp. z o.o., poprzez przeniesienie całego majątku tych spółek na jednostkę dominującą. W ramach procesu łączenia jednostka dominująca, ENION Zarządzanie Aktywami Sp. z o.o. i Energomix Servis Sp. z o.o. uzgodniły plan połączenia. Biegły wyznaczony przez właściwy sąd wydał pozytywną opinię dotyczącą tego planu. Podjęcie uchwał w sprawie połączenia przez Walne Zgromadzenie Wspólników Spółek Enion

Zarządzanie Aktywami Sp. z o.o. oraz Energomix Servis Sp. z o.o. jest planowane na dzień 26 marca 2010 roku, a na dzień 8 kwietnia 2010 roku przez Walne Zgromadzenie TAURON Polska Energia S.A. Połączenie Spółki z ENION Zarządzanie Aktywami Sp. z o.o. i Energomix Servis Sp. z o.o. skutkować będzie zmniejszeniem udziału mniejszości oraz zmniejszeniem udziału Skarbu Państwa Rzeczypospolitej Polskiej w kapitale akcyjnym Spółki.

Planowane upublicznienie TAURON Polska Energia S.A.

W dniu 25 czerwca 2008 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie TAURON Polska Energia S.A. przyjęło uchwałę, w której wyraziło zgodę na rozpoczęcie procesu wprowadzania akcji Spółki, dotychczasowych oraz nowej emisji, do publicznego obrotu. Podjęcie powyższej uchwały było realizacją założeń Rządowego Programu Prywatyzacji na lata 2008–2011.

W związku z podjętą uchwałą, w spółkach Grupy Kapitałowej trwają prace związane z przygotowaniem do wejścia na Giełdę Papierów Wartościowych.

Szkody powstałe w wyniku warunków pogodowych

W wyniku niekorzystnych warunków pogodowych na początku stycznia 2010 roku doszło do przerw w dostawach energii na terenie działania spółek dystrybucyjnych wchodzących w skład Grupy. W szczególności dotyczyło to odbiorców z obszaru dystrybucji obsługiwanego przez ENION S.A. Koszty związane z usuwaniem szkód oraz ewentualne odszkodowania z tego tytułu obciążą wyniki Grupy za 2010 rok. Majątek dystrybucyjny jest ubezpieczony od szkód pogodowych. W ocenie Zarządu Spółki zdarzenia te nie będą miały istotnego wpływu na sytuację finansową i wyniki Grupy za 2010 rok.

Zarząd Spółki

Katowice, dnia 16 marca 2010 roku

Dariusz Lubera – Prezes Zarządu

Dariusz Stolarczyk – Wiceprezes Zarządu

Stanisław Tokarski – Wiceprezes Zarządu

Krzysztof Zamasz – Wiceprezes Zarządu

Krzysztof Zawadzki – Wiceprezes Zarządu

31. Załączniki

Załącznik nr 1. Statut Spółki

STATUT TAURON POLSKA ENERGIA S.A.

TEKST JEDNOLITY

UWZGL DNIAJ CY BRZMIENIE PONIŻSZYCH AKTÓW NOTARIALNYCH:

- 1) akt notarialny Rep. A nr 20813/2006 z dnia 6 grudnia 2006 r.,
- 2) akt notarialny Rep. A nr 7111/2007 z dnia 9 maja 2007 r.,
- 3) akt notarialny Rep. A nr 7706/2007 z dnia 18 maja 2007 r.,
- 4) akt notarialny Rep. A nr 10147 /2007 z dnia 21 czerwca 2007 r.,
- 5) akt notarialny Rep. A nr 3111/2007 z dnia 25 lipca 2007 r.,
- 6) akt notarialny Rep. A nr 21289/2007 z dnia 30 października 2007 r.,
- 7) akt notarialny Rep. A nr 15313/2007 z dnia 22 sierpnia 2007 r.,
- 8) akt notarialny Rep. A nr 17865/2008 z dnia 25 czerwca 2008 r.,
- 9) akt notarialny Rep. A nr 23875/2008 z dnia 21 sierpnia 2008 r.,
- 10) akt notarialny Rep. A nr 1468/2009 z dnia 15 stycznia 2009 r.,
- 11) akt notarialny Rep. A nr 14946/2009 z dnia 17 czerwca 2009 r.,
- 12) akt notarialny Rep. A nr 20818/2009 z dnia 29 lipca 2009 r.,
- 13) akt notarialny Rep. A nr 22065/2009 z dnia 12 sierpnia 2009 r.,
- 14) akt notarialny Rep. A nr 947/2010 z dnia 4 marca 2010 r.

I. POSTANOWIENIA OGÓLNE

§ 1

1. Spółka prowadzi działalność pod firmą TAURON Polska Energia Spółka Akcyjna.
2. Spółka może używać skrótu firmy: TAURON Polska Energia S.A. oraz wyróżniającego znaku graficznego.

§ 2

1. Siedzibą Spółki są: Katowice.
2. Spółka prowadzi działalność na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i poza jej granicami.
3. Spółka może otwierać i prowadzić oddziały, zakłady, biura, przedstawicielstwa oraz inne jednostki, a także może uczestniczyć w innych spółkach i przedsięwzięciach na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i poza jej granicami.
4. Spółka może być członkiem stowarzyszeń krajowych i zagranicznych.

§ 3

Założycielami Spółki są:

- 1) Skarb Państwa,
- 2) EnergiaPro Koncern Energetyczny S.A. z siedzibą we Wrocławiu,
- 3) ENION S.A. z siedzibą w Krakowie,
- 4) Elektrownia Stalowa Wola S.A. z siedzibą w Stalowej Woli.

§ 4

Spółka została utworzona na czas nieoznaczony.

II. PRZEDMIOT DZIAŁALNOŚCI SPÓŁKI

§ 5

1. Przedmiot działalności Spółki obejmuje:
 1. (PKD 35.14.Z) Handel energią elektryczną,
 2. (PKD 61.10.Z) Działalność w zakresie telekomunikacji przewodowej,
 3. (PKD 61.20.Z) Działalność w zakresie telekomunikacji bezprzewodowej, z wyłączeniem telekomunikacji satelitarnej,
 4. (PKD 61.30.Z) Działalność w zakresie telekomunikacji satelitarnej,
 5. (PKD 61.90.Z) Działalność w zakresie telekomunikacji pozostałej,
 6. (PKD 62.01.Z) Działalność związana z oprogramowaniem,
 7. (PKD 62.02.Z) Działalność związana z doradztwem w zakresie informatyki,
 8. (PKD 62.03.Z) Działalność związana z zarządzaniem urządzeniami informatycznymi,
 9. (PKD 62.09.Z) Pozostała działalność usługowa w zakresie technologii informatycznych i komputerowych,
 10. (PKD 63.11.Z) Przetwarzanie danych; zarządzanie stronami internetowymi (hosting) i podobna działalność,
 11. (PKD 64.20.Z) Działalność holdingów finansowych,
 12. (PKD 64.30.Z) Działalność trustów, funduszy i podobnych instytucji finansowych,
 13. (PKD 64.91.Z) Leasing finansowy,
 14. (PKD 64.92.Z) Pozostałe formy udzielania kredytów,
 15. (PKD 64.99.Z) Pozostała finansowa działalność usługowa, gdzie indziej niesklasyfikowana, z wyłączeniem ubezpieczeń i funduszy emerytalnych,
 16. (PKD 68.20.Z) Wynajem i zarządzanie nieruchomościami własnymi lub dzierżawionymi,

17. (PKD 69.20.Z) Działalność rachunkowo-księgowa, doradztwo podatkowe,
 18. (PKD 70.10.Z) Działalność firm centralnych (head offices) i holdingów, z wyłączeniem holdingów finansowych,
 19. (PKD 70.21.Z) Stosunki międzyludzkie (public relations) i komunikacja,
 20. (PKD 70.22.Z) Pozostałe doradztwo w zakresie prowadzenia działalności gospodarczej i zarządzania,
 21. (PKD 71.20.B) Pozostałe badania i analizy techniczne,
 22. (PKD 72.19.Z) Badania naukowe i prace rozwojowe w dziedzinie pozostałych nauk przyrodniczych i technicznych,
 23. (PKD 74.90.Z) Pozostała działalność profesjonalna, naukowa i techniczna, gdzie indziej niesklasyfikowana,
 24. (PKD 85.60.Z) Działalność wspomagająca edukację,
 25. (PKD 93.19.Z) Pozostała działalność związana ze sportem,
 26. (PKD 93.29.Z) Pozostała działalność rozrywkowa i rekreacyjna.
2. Jeżeli do podjęcia działalności określonej w ust. 1 wymagane będzie zezwolenie lub koncesja, Spółka rozpocznie działalność w danym zakresie po ich uzyskaniu.

III. KAPITAŁY

§ 6

Kapitał zakładowy Spółki zostaje pokryty w całości wkładami pieniężnymi przed zarejestrowaniem Spółki.

§ 7

Kapitał zakładowy Spółki wynosi 13.986.283.558 zł (słownie: trzynaście miliardów dziewięćset osiemdziesiąt sześć milionów dwieście osiemdziesiąt trzy tysiące pięćset pięćdziesiąt osiem i 00/100) złotych i dzieli się na 13.986.283.558 (słownie: trzynaście miliardów dziewięćset osiemdziesiąt sześć milionów dwieście osiemdziesiąt trzy tysiące pięćset pięćdziesiąt osiem) akcji na okaziciela o wartości nominalnej 1 złoty (jeden złoty) każda, emitowanych w seriach:

- a) 255.000 (dwieście pięćdziesiąt pięć tysięcy) akcji serii A o numerach od nr A 000 000 001 do nr A 000 255 000,
- b) 6.697.999.312 (sześć miliardów sześćset dziewięćdziesiąt siedem milionów dziewięćset dziewięćdziesiąt dziewięć tysięcy trzysta dwanaście) akcji serii B o numerach od nr B 00 000 000 001 do nr B 06 697 999 312,
- c) 3.526.647.223 (trzy miliardy pięćset dwadzieścia sześć milionów sześćset czterdzieści siedem tysięcy dwieście dwadzieścia trzy) akcji serii C o numerach od nr C 00 000 000 001 do nr C 03 526 647 223,
- d) 2.792.245.893 (dwa miliardy siedemset dziewięćdziesiąt dwa miliony dwieście czterdzieści pięć tysięcy osiemset dziewięćdziesiąt trzy) akcji serii D o numerach od nr D 00 000 000 001 do nr D 02 792 245 893,
- e) 475.106.055 (czteryście siedemdziesiąt pięć milionów sto sześć tysięcy pięćdziesiąt pięć) akcji serii E o numerach od nr E 00 000 000 001 do nr E 00 475 106 055,
- f) 10.862.150 (dziesięć milionów osiemset sześćdziesiąt dwa tysiące sto pięćdziesiąt) akcji serii F o numerach od nr F 00 000 000 001 do nr F 00 010 862 150,
- g) 195.284.950 (sto dziewięćdziesiąt pięć milionów dwieście osiemdziesiąt cztery tysiące dziewięćset pięćdziesiąt) akcji serii G o numerach od nr G 00 000 000 001 do nr G 00 195 284 950,
- h) 125.326.000 (sto dwadzieścia pięć milionów trzysta dwadzieścia sześć tysięcy) akcji serii H o numerach od nr H 00 000 000 001 do nr H 00 125 326 000,
- i) 162.556.975 (sto sześćdziesiąt dwa miliony pięćset pięćdziesiąt sześć tysięcy dziewięćset siedemdziesiąt pięć) akcji serii I o numerach od nr I 00 000 000 001 do nr I 00 162 556 975.

§ 8

1. Akcje Spółki są akcjami zwykłymi na okaziciela.
2. Akcje na okaziciela nie mogą być zamieniane na akcje imienne.

§ 9

1. Akcje Spółki mogą być umorzone za zgodą akcjonariusza w drodze ich nabycia przez Spółkę (umorzenie dobrowolne).

2. Umorzenie dobrowolne nie może być dokonane częściej niż raz w roku obrotowym.
3. Uchwała Walnego Zgromadzenia upoważniająca Zarząd do podjęcia działań zmierzających do nabycia akcji, które mają zostać umorzone, określa warunki nabycia akcji przez Spółkę.
4. Umorzenie dobrowolne akcji Spółki wymaga uchwały Walnego Zgromadzenia z wyłączeniem przypadku określonego w art. 363 § 5 Kodeksu spółek handlowych.
5. Uchwała o umorzeniu akcji powinna określać w szczególności podstawę prawną umorzenia, wysokość wynagrodzenia przysługującego akcjonariuszowi akcji umorzonych bądź uzasadnienie umorzenia akcji bez wynagrodzenia oraz sposób obniżenia kapitału zakładowego.
6. Uchwała Walnego Zgromadzenia o umorzeniu dobrowolnym akcji podlega ogłoszeniu.

IV. PRAWA AKCJONARIUSZY

§ 10

1. Prawo głosu akcjonariuszy dysponujących powyżej 10% (dziesięć procent) ogółu głosów w Spółce zostaje ograniczone w ten sposób, że żaden z nich nie może wykonywać na Walnym Zgromadzeniu więcej niż 10% (dziesięć procent) ogółu głosów w Spółce.
2. Ograniczenie prawa głosu, o którym mowa w ust. 1 powyżej, nie dotyczy Skarbu Państwa i podmiotów zależnych od Skarbu Państwa w okresie, w którym Skarb Państwa wraz z podmiotami zależnymi od Skarbu Państwa posiada liczbę akcji Spółki uprawniającą do wykonywania co najmniej 25% (dwadzieścia pięć procent) ogółu głosów w Spółce.
3. Głosy należące do akcjonariuszy, między którymi istnieje stosunek dominacji lub zależności w rozumieniu postanowień niniejszego paragrafu (Zgrupowanie Akcjonariuszy) kumuluje się; w przypadku, gdy skumulowana liczba głosów przekracza 10% (dziesięć procent) ogółu głosów w Spółce, podlega ona redukcji. Zasady kumulacji i redukcji głosów określają ust. 6 i 7 poniżej.
4. Akcjonariuszem w rozumieniu niniejszego paragrafu jest każda osoba, w tym jej podmiot dominujący i zależny, której przysługuje bezpośrednio lub pośrednio prawo głosu na Walnym Zgromadzeniu na podstawie dowolnego tytułu prawnego; dotyczy to także osoby, która nie posiada akcji Spółki, a w szczególności użytkownika, zastawnika, osoby uprawnionej z kwitu depozytowego w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi, a także osoby uprawnionej do udziału w Walnym Zgromadzeniu mimo zbycia posiadanych akcji po dniu ustalenia prawa do uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu.
5. Przez podmiot dominujący oraz podmiot zależny na potrzeby niniejszego paragrafu rozumie się odpowiednio osobę:
 - 1) mającą status przedsiębiorcy dominującego, przedsiębiorcy zależnego albo jednocześnie status przedsiębiorcy dominującego i zależnego w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów, lub
 - 2) mającą status jednostki dominującej, jednostki dominującej wyższego szczebla, jednostki zależnej, jednostki zależnej niższego szczebla, jednostki współzależnej albo mającą jednocześnie status jednostki dominującej (w tym dominującej wyższego szczebla) i zależnej (w tym zależnej niższego szczebla i współzależnej) w rozumieniu ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości, lub
 - 3) która wywiera (podmiot dominujący) lub, na którą jest wywierany (podmiot zależny) decydujący wpływ w rozumieniu ustawy z dnia 22 września 2006 r. o przejrzystości stosunków finansowych pomiędzy organami publicznymi a przedsiębiorcami publicznymi oraz o przejrzystości finansowej niektórych przedsiębiorców, lub
 - 4) której głosy wynikające z posiadanych bezpośrednio lub pośrednio akcji Spółki podlegają kumulacji z głosami innej osoby lub innych osób na zasadach określonych w ustawie z dnia 29 lipca 2005 r. o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych w związku z posiadaniem, zbywaniem lub nabywaniem znacznych pakietów akcji Spółki.
6. Kumulacja głosów polega na zsumowaniu liczby głosów, którymi dysponują poszczególni akcjonariusze wchodzący w skład Zgrupowania Akcjonariuszy.
7. Redukcja głosów polega na pomniejszeniu ogólnej liczby głosów w Spółce przysługujących na Walnym Zgromadzeniu akcjonariuszom wchodzącym w skład Zgrupowania Akcjonariuszy do progu 10% (dziesięć procent) ogółu głosów w Spółce. Redukcja głosów jest dokonywana według następujących zasad:
 - 1) liczba głosów akcjonariusza, który dysponuje największą liczbą głosów w Spółce spośród wszystkich akcjonariuszy wchodzących w skład Zgrupowania Akcjonariuszy, ulega pomniejszeniu o liczbę głosów równą nadwyżce ponad 10% ogółu głosów w Spółce przysługujących łącznie wszystkim akcjonariuszom wchodzącym w skład Zgrupowania Akcjonariuszy,
 - 2) jeżeli mimo redukcji, o której mowa w pkt 1 powyżej, łączna liczba głosów przysługujących na Walnym Zgromadzeniu akcjonariuszom wchodzącym w skład Zgrupowania Akcjonariuszy przekracza 10% (dziesięć procent) ogółu głosów w Spółce, dokonuje się dalszej redukcji głosów należących do pozostałych akcjonariuszy wchodzących w skład Zgrupowania

Akcjonariuszy. Dalsza redukcja głosów poszczególnych akcjonariuszy następuje w kolejności ustalonej na podstawie liczby głosów, którymi dysponują poszczególni akcjonariusze wchodzący w skład Zgrupowania Akcjonariuszy (od największej do najmniejszej). Dalsza redukcja jest dokonywana aż do osiągnięcia stanu, w którym łączna liczba głosów, którymi dysponują akcjonariusze wchodzący w skład Zgrupowania Akcjonariuszy, nie będzie przekraczać 10% (dziesięć procent) ogółu głosów w Spółce,

- 3) w każdym przypadku akcjonariusz, któremu ograniczono wykonywanie prawa głosu, zachowuje prawo wykonywania co najmniej jednego głosu,
 - 4) ograniczenie wykonywania prawa głosu dotyczy także akcjonariusza nieobecnego na Walnym Zgromadzeniu.
8. Każdy akcjonariusz, który zamierza wziąć udział w Walnym Zgromadzeniu, bezpośrednio lub przez pełnomocnika, ma obowiązek, bez odrębnego wezwania, o którym mowa w ust. 9 poniżej, zawiadomić Zarząd lub Przewodniczącego Walnego Zgromadzenia o tym, że dysponuje bezpośrednio lub pośrednio więcej niż 10% (dziesięć procentami) ogółu głosów w Spółce.
9. Niezależnie od postanowienia ust. 8 powyżej, w celu ustalenia podstawy do kumulacji i redukcji głosów, akcjonariusz Spółki, Zarząd, Rada Nadzorcza oraz poszczególni członkowie tych organów mogą żądać, aby akcjonariusz Spółki udzielił informacji, czy jest osobą mającą status podmiotu dominującego lub zależnego wobec innego akcjonariusza w rozumieniu niniejszego paragrafu. Uprawnienie, o którym mowa w zdaniu poprzedzającym, obejmuje także prawo żądania ujawnienia liczby głosów, którymi akcjonariusz Spółki dysponuje samodzielnie lub łącznie z innymi akcjonariuszami Spółki.
10. Osoba, która nie wykonała lub wykonała w sposób nienależyty obowiązek informacyjny, o którym mowa w ustępach 8 i 9 powyżej, do chwili usunięcia uchybienia obowiązkowi informacyjnemu, może wykonywać prawo głosu wyłącznie z jednej akcji; wykonywanie przez taką osobę prawa głosu z pozostałych akcji jest bezskuteczne.
11. W razie wątpliwości wykładni postanowień niniejszego paragrafu należy dokonywać zgodnie z art. 65 § 2 Kodeksu cywilnego.

V. ORGANY SPÓŁKI

§ 11

1. Organami Spółki są:
 - 1) Zarząd,
 - 2) Rada Nadzorcza,
 - 3) Walne Zgromadzenie.
2. Z zastrzeżeniem bezwzględnie obowiązujących przepisów Kodeksu spółek handlowych oraz postanowień statutu uchwały organów Spółki zapadają bezwzględną większością głosów, przy czym przez bezwzględną większość głosów rozumie się więcej głosów oddanych „za” niż „przeciw” i „wstrzymujących się”.

A. ZARZĄD SPÓŁKI

§ 12

1. Zarząd prowadzi sprawy Spółki i reprezentuje Spółkę we wszystkich czynnościach sądowych i pozasądowych.
2. Wszelkie sprawy związane z prowadzeniem spraw Spółki, nie zastrzeżone przepisami prawa lub postanowieniami niniejszego Statutu dla Walnego Zgromadzenia lub Rady Nadzorczej, należą do kompetencji Zarządu.

§ 13

1. Do składania oświadczeń w imieniu Spółki wymagane jest współdziałanie dwóch członków Zarządu albo jednego członka Zarządu łącznie z prokurentem.
2. Jeżeli Zarząd jest jednoosobowy, do składania oświadczeń w imieniu Spółki uprawniony jest jeden członek Zarządu albo prokurent.
3. Powołanie prokurenta wymaga jednomyślnej uchwały wszystkich członków Zarządu. Odwołać prokurę może każdy członek Zarządu.
4. Tryb działania Zarządu określa regulamin Zarządu.

§ 14

1. Uchwały Zarządu wymagają wszystkie sprawy przekraczające zakres zwykłych czynności Spółki.
2. Uchwały Zarządu wymagają, w szczególności:
 - 1) regulamin Zarządu,
 - 2) regulamin organizacyjny przedsiębiorstwa Spółki,
 - 3) tworzenie i likwidacja oddziałów,
 - 4) powołanie prokurenta,
 - 5) zaciąganie kredytów i pożyczek,
 - 6) przyjęcie rocznych planów rzeczowo-finansowych oraz planów wieloletnich i strategii Spółki,
 - 7) zaciąganie zobowiązań warunkowych w rozumieniu ustawy z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości (Dz. U. z 2002 roku Nr 76, poz. 694 ze zm.), w tym udzielanie przez Spółkę gwarancji, poręczeń oraz wystawianie weksli, z zastrzeżeniem § 20 ust. 2 pkt 4 i 5,
 - 8) udzielanie darowizn, umorzenie odsetek lub zwolnienie z długu z zastrzeżeniem § 43 ust. 3 pkt 1 i 2,
 - 9) nabycie nieruchomości, użytkowania wieczystego lub udziałów w nieruchomości lub w użytkowaniu wieczystym, z zastrzeżeniem postanowień § 20 ust. 2 pkt 1,
 - 10) nabycie składników aktywów trwałych z wyjątkiem nieruchomości, użytkowania wieczystego lub udziału w nieruchomości lub użytkowaniu wieczystym o wartości równej lub przekraczającej równowartość 10.000 EURO w złotych, z zastrzeżeniem postanowień § 20 ust. 2 pkt 2,
 - 11) rozporządzanie składnikami aktywów trwałych, w tym nieruchomością, użytkowaniem wieczystym lub udziałem w nieruchomości lub użytkowaniu wieczystym, o wartości równej lub przekraczającej równowartość 10.000 EURO w złotych, z zastrzeżeniem postanowień § 20 ust. 2 pkt 3,
 - 12) określenie wykonywania prawa głosu na Walnym Zgromadzeniu lub na Zgromadzeniach Wspólników spółek, w których Spółka posiada akcje lub udziały, w sprawach należących do kompetencji Walnych Zgromadzeń lub Zgromadzeń Wspólników tych spółek, z zastrzeżeniem postanowień § 20 ust. 3 pkt 9,
 - 13) zasady prowadzenia działalności sponsoringowej,
 - 14) przyjęcie rocznego planu działalności sponsoringowej,
 - 15) sprawy, o których rozpatrzenie Zarząd zwraca się do Rady Nadzorczej albo do Walnego Zgromadzenia.
3. Uchwały Zarządu zapadają bezwzględną większością głosów z zastrzeżeniem określonym w § 13 ust. 3. W przypadku równej liczby głosów decyduje głos Prezesa Zarządu.

§ 15

Opracowywanie planów, o których mowa w § 14 ust. 2 pkt 6, i przedkładanie ich Radzie Nadzorczej do zaopiniowania jest obowiązkiem Zarządu.

§ 16

1. Zarząd Spółki składa się z 1 do 6 osób, w tym Prezesa i Wiceprezesów.
2. Członków Zarządu powołuje się na okres wspólnej kadencji, która trwa trzy lata, z wyjątkiem pierwszej kadencji, która trwa dwa lata.

§ 17

1. Członków Zarządu lub cały Zarząd powołuje i odwołuje Rada Nadzorcza, powierzając funkcje Prezesa i Wiceprezesów.
2. Każdy z członków Zarządu może być odwołany lub zawieszony w czynnościach przez Radę Nadzorczą lub Walne Zgromadzenie.
3. Członek Zarządu składa rezygnację Radzie Nadzorczej na piśmie pod adresem siedziby Spółki.

§ 18

Zasady i wysokość wynagradzania członków Zarządu ustala z uwzględnieniem obowiązujących przepisów prawa Rada Nadzorcza, z zastrzeżeniem § 43 ust. 2 pkt 1.

B. RADA NADZORCZA**§ 19**

Rada Nadzorcza sprawuje stały nadzór nad działalnością Spółki we wszystkich dziedzinach jej działalności.

§ 20

1. Do kompetencji Rady Nadzorczej należy:

- 1) ocena sprawozdania Zarządu z działalności Spółki oraz sprawozdania finansowego za ubiegły rok obrotowy w zakresie ich zgodności z księgami, dokumentami, jak i ze stanem faktycznym. Dotyczy to także skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej, o ile jest ono sporządzane,
- 2) ocena wniosków Zarządu co do podziału zysku lub pokrycia straty,
- 3) składanie Walnemu Zgromadzeniu pisemnego sprawozdania z wyników czynności, o których mowa w pkt 1 i 2,
- 4) sporządzanie sprawozdań Rady Nadzorczej z nadzoru realizacji przez Zarząd inwestycji, w tym zakupu aktywów trwałych, a w szczególności opiniowanie prawidłowości i efektywności wydatkowania środków pieniężnych z tym związanych,
- 5) sporządzanie, wraz ze sprawozdaniem z wyników oceny rocznego sprawozdania finansowego Spółki, opinii Rady Nadzorczej w kwestii ekonomicznej zasadności zaangażowania kapitałowego Spółki dokonanego w danym roku obrotowym w innych podmiotach prawa handlowego,
- 6) wybór biegłego rewidenta do przeprowadzenia badania sprawozdania finansowego Spółki i skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej,
- 7) określanie zakresu i terminów przedkładania przez Zarząd rocznych planów rzeczowo-finansowych oraz strategicznych planów wieloletnich,
- 8) opiniowanie planów wieloletnich oraz strategii Spółki i Grupy Kapitałowej,
- 9) opiniowanie i zatwierdzanie zasad prowadzenia działalności sponsoringowej,
- 10) opiniowanie rocznego planu prowadzenia działalności sponsoringowej oraz kwartalnych raportów z jego realizacji,
- 11) uchwalanie regulaminu szczegółowo określającego tryb działania Rady Nadzorczej,
- 12) przyjmowanie jednolitego tekstu Statutu Spółki, przygotowanego przez Zarząd Spółki,
- 13) zatwierdzanie regulaminu Zarządu Spółki,
- 14) zatwierdzanie regulaminu organizacyjnego przedsiębiorstwa Spółki.

2. Do kompetencji Rady Nadzorczej należy udzielanie Zarządowi zgody na:

- 1) nabycie nieruchomości, użytkowania wieczystego lub udziałów w nieruchomości lub w użytkowaniu wieczystym o wartości przekraczającej równowartość 5 000 000 EURO w złotych,
- 2) nabycie składników aktywów trwałych, z wyjątkiem nieruchomości, użytkowania wieczystego lub udziału w nieruchomości lub użytkowaniu wieczystym, o wartości przekraczającej równowartość 5 000 000 EURO w złotych,
- 3) rozporządzanie składnikami aktywów trwałych, w tym nieruchomością, użytkowaniem wieczystym lub udziałem w nieruchomości lub w użytkowaniu wieczystym o wartości przekraczającej równowartość 5 000 000 EURO w złotych,
- 4) zaciąganie zobowiązań warunkowych, w tym udzielanie przez Spółkę gwarancji i poręczeń majątkowych o wartości przekraczającej równowartość 5 000 000 EURO w złotych,
- 5) wystawianie weksli o wartości przekraczającej równowartość 5 000 000 EURO w złotych,
- 6) wypłatę zaliczki na poczet przewidywanej dywidendy,
- 7) objęcie albo nabycie akcji lub udziałów w innych spółkach, o wartości przekraczającej równowartość 5 000 000 EURO w złotych, z wyjątkiem sytuacji, gdy objęcie akcji lub udziałów tych spółek następuje za wierzycelności Spółki w ramach postępowań ugodowych lub upadłościowych,
- 8) zbycie akcji lub udziałów, o wartości przekraczającej równowartość 5 000 000 EURO w złotych, z określeniem warunków i trybu ich zbywania, z wyjątkiem:
 - a) zbywania akcji będących w obrocie na rynku regulowanym,
 - b) zbywania akcji lub udziałów, które spółka posiada w ilości nie przekraczającej 10% udziału w kapitale zakładowym poszczególnych spółek.

3. Ponadto do kompetencji Rady Nadzorczej należy, w szczególności:
- 1) powoływanie i odwoływanie członków Zarządu,
 - 2) ustalanie zasad wynagradzania i wysokości wynagrodzenia dla Członków Zarządu, z zastrzeżeniem § 43 ust. 2 pkt 1,
 - 3) zawieszanie w czynnościach członków Zarządu, z ważnych powodów,
 - 4) delegowanie członków Rady Nadzorczej do czasowego wykonywania czynności członków Zarządu, którzy nie mogą sprawować swoich czynności, i ustalanie im wynagrodzenia z zastrzeżeniem, iż łączne wynagrodzenie pobierane przez oddelegowanego jako członka rady oraz z tytułu oddelegowania do czasowego sprawowania czynności członka zarządu, nie może przekroczyć wynagrodzenia ustalonego dla członka zarządu, w miejsce którego członek rady został oddelegowany,
 - 5) przeprowadzanie postępowania kwalifikacyjnego na stanowisko członka Zarządu,
 - 6) przeprowadzanie konkursu celem wyłonienia osoby, z którą zostanie zawarta umowa o sprawowanie zarządu w Spółce, i zawieranie umowy o sprawowanie zarządu w Spółce,
 - 7) udzielanie zgody na tworzenie oddziałów Spółki za granicą,
 - 8) udzielanie zgody członkom Zarządu na zajmowanie stanowisk w organach innych spółek,
 - 9) określanie sposobu wykonywania prawa głosu na Walnym Zgromadzeniu lub na Zgromadzeniu Wspólników spółek, w których Spółka posiada ponad 50% akcji lub udziałów, w sprawach:
 - a) zbycia i wydzierżawienia przedsiębiorstwa spółki lub jego zorganizowanej części oraz ustanowienia na nich ograniczonego prawa rzeczowego, jeżeli ich wartość przekracza równowartość kwoty 5 000 000 EURO w złotych,
 - b) emisji obligacji,
 - c) rozwiązania i likwidacji spółki.
4. Odmowa udzielenia zgody przez Radę Nadzorczą w sprawach wymienionych w ust. 2 oraz ust. 3 pkt 7 i 8 wymaga uzasadnienia na piśmie.

§ 21

1. Rada Nadzorcza może z ważnych powodów delegować poszczególnych członków do samodzielnego pełnienia określonych czynności nadzorczych na czas oznaczony.
2. Delegowany członek Rady Nadzorczej obowiązany jest do złożenia Radzie Nadzorczej pisemnego sprawozdania z dokonywanych czynności.

§ 22

1. Rada Nadzorcza składa się z 5 (pięciu) do 9 (dziewięciu) członków, powoływanych i odwoływanych przez Walne Zgromadzenie, z zastrzeżeniem § 23.
2. Członków Rady Nadzorczej powołuje się na okres wspólnej kadencji, która trwa trzy lata, z wyjątkiem pierwszej kadencji, która trwa jeden rok.
3. Członek Rady Nadzorczej składa rezygnację Zarządowi na piśmie pod adresem siedziby Spółki.

§ 23

1. Członkowie Rady Nadzorczej są powoływani i odwoływani w następujący sposób:
 - 1) w okresie, w którym Skarb Państwa, w tym wraz z podmiotami zależnymi od Skarbu Państwa w rozumieniu § 10 ust. 5 statutu, posiada liczbę akcji Spółki uprawniającą do wykonywania co najmniej 25% (dwadzieścia pięć procent) ogółu głosów w Spółce, Skarb Państwa, reprezentowany przez ministra właściwego do spraw Skarbu Państwa, jest uprawniony do powoływania i odwoływania członków Rady Nadzorczej, w liczbie równej połowie maksymalnej liczby składu Rady Nadzorczej określonej w statucie (w razie gdyby liczba ta okazała się niecałkowita, ulega ona zaokrągleniu do liczby całkowitej w dół, np. 4,5 ulega zaokrągleniu do 4) powiększonej o 1 z zastrzeżeniem, że Skarb Państwa:
 - a) jest zobowiązany głosować na Walnym Zgromadzeniu w sprawie ustalenia liczby członków Rady Nadzorczej odpowiadającej maksymalnej liczbie członków Rady Nadzorczej określonej w statucie w razie zgłoszenia takiego wniosku do Zarządu przez akcjonariusza lub akcjonariuszy posiadających liczbę akcji uprawniającą do wykonywania co najmniej 5% (pięć procent) ogółu głosów w Spółce,
 - b) jest wyłączony od prawa głosowania na Walnym Zgromadzeniu w sprawie powołania i odwołania pozostałych członków Rady Nadzorczej, w tym niezależnych członków Rady Nadzorczej; nie dotyczy to jednak przypadku, gdy Rada Nadzorcza

nie może działać z powodu składu mniejszego od wymaganego statutem, a obecni na Walnym Zgromadzeniu akcjonariusze inni niż Skarb Państwa nie dokonają uzupełnienia składu Rady Nadzorczej zgodnie z podziałem miejsc w Radzie Nadzorczej określonym w niniejszym punkcie,

- 2) w okresie, w którym Skarb Państwa, w tym wraz z podmiotami zależnymi od Skarbu Państwa w rozumieniu § 10 ust. 5 statutu, posiada liczbę akcji Spółki uprawniającą do wykonywania poniżej 25% (dwudziestu pięciu procent) ogółu głosów w Spółce, Skarb Państwa, reprezentowany przez ministra właściwego do spraw Skarbu Państwa, jest uprawniony do powoływania i odwoływania jednego członka Rady Nadzorczej,
 - 3) powołanie i odwołanie członków Rady Nadzorczej przez Skarb Państwa w trybie określonym w pkt 1 lub pkt 2 powyżej, następuje w drodze oświadczenia składanego Spółce.
2. Co najmniej dwóch członków Rady Nadzorczej powinno spełniać kryteria niezależności (niezależni członkowie Rady Nadzorczej). Określenie „niezależny członek rady nadzorczej” oznacza niezależnego członka rady nadzorczej w rozumieniu Zalecenia Komisji z dnia 15 lutego 2005 r. dotyczącego roli dyrektorów niewykonawczych lub będących członkami rady nadzorczej spółek giełdowych i komisji rady (nadzorczej) ((2005/162/WE) z uwzględnieniem Dobrych Praktyk Spółek Notowanych na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie S.A.
 3. Niezależni członkowie Rady Nadzorczej składają Spółce, przed ich powołaniem do składu Rady Nadzorczej, pisemne oświadczenie o spełnieniu przesłanek niezależności. W przypadku zaistnienia sytuacji powodującej niespełnienie przesłanek niezależności członek Rady Nadzorczej zobowiązany jest niezwłocznie poinformować o tym fakcie Spółkę. Spółka informuje Akcjonariuszy o aktualnej liczbie niezależnych członków Rady Nadzorczej.
 4. W sytuacji, gdy liczba niezależnych członków Rady Nadzorczej będzie wynosiła mniej niż dwóch, Zarząd Spółki zobowiązany jest niezwłocznie zwołać Walne Zgromadzenie i umieścić w porządku obrad tego Zgromadzenia punkt dotyczący zmian w składzie Rady Nadzorczej. Do czasu dokonania zmian w składzie Rady Nadzorczej polegających na dostosowaniu liczby niezależnych członków do wymagań statutowych, Rada Nadzorcza działa w składzie dotychczasowym.
 5. Postanowienia ust. 2–4 powyżej stosuje się odpowiednio w przypadku, gdy w trakcie kadencji członek Rady Nadzorczej spełni przesłanki do uznania go za niezależnego członka Rady Nadzorczej.
 6. Dla celów niniejszego paragrafu przez podmiot powiązany ze Spółką rozumie się podmiot dominujący wobec Spółki lub podmiot od niej zależny. Podmiot Dominujący oznacza podmiot w sytuacji, gdy:
 - 1) posiada większość głosów w organach innego podmiotu (Podmiotu Zależnego), także na podstawie porozumień z innymi uprawnionymi, lub
 - 2) jest uprawniony do powoływania lub odwoływania większości członków organów zarządzających innego podmiotu (Podmiotu Zależnego), lub
 - 3) więcej niż połowa członków zarządu drugiego podmiotu (Podmiotu Zależnego) jest jednocześnie członkami zarządu lub osobami pełniącymi funkcje kierownicze pierwszego podmiotu bądź innego podmiotu pozostającego z tym pierwszym w stosunku zależności.

§ 24

1. Członkowie Rady Nadzorczej wybierają na pierwszym posiedzeniu ze swego grona Przewodniczącego, Wiceprzewodniczącego i Sekretarza Rady.
2. Rada Nadzorcza może odwołać z pełnionej funkcji Przewodniczącego, Wiceprzewodniczącego i Sekretarza Rady.
3. Posiedzenia Rady Nadzorczej prowadzi jej Przewodniczący, a w przypadku jego nieobecności, Wiceprzewodniczący.
4. Oświadczenia kierowane do Rady Nadzorczej pomiędzy posiedzeniami dokonywane są wobec Przewodniczącego Rady, a gdy jest to niemożliwe, wobec Wiceprzewodniczącego Rady lub jej Sekretarza.

§ 25

1. Rada Nadzorcza odbywa posiedzenia co najmniej raz na dwa miesiące.
2. Pierwsze posiedzenie Rady Nadzorczej nowej kadencji zwołuje Zarząd w terminie 14 (czternastu) dni od daty powołania Rady Nadzorczej, o ile uchwała Walnego Zgromadzenia nie stanowi inaczej.
3. Posiedzenia Rady Nadzorczej zwołuje Przewodniczący Rady lub Wiceprzewodniczący, przedstawiając szczegółowy porządek obrad.
4. Posiedzenie Rady Nadzorczej powinno być zwołane na żądanie każdego z członków Rady lub na wniosek Zarządu.
5. Posiedzenia Rady Nadzorczej są protokolowane stosownie do postanowień art. 391 § 2 Kodeksu spółek handlowych.

§ 26

1. Do zwołania posiedzenia Rady Nadzorczej wymagane jest pisemne zaproszenie wszystkich członków Rady Nadzorczej na co najmniej siedem dni przed posiedzeniem Rady. Z ważnych powodów Przewodniczący Rady może skrócić ten termin do dwóch dni, określając sposób przekazania zaproszenia.
2. W zaproszeniu na posiedzenie Rady Nadzorczej Przewodniczący określa termin posiedzenia, miejsce obrad oraz szczegółowy projekt porządku obrad.
3. Zmiana zaproponowanego porządku obrad może nastąpić, gdy na posiedzeniu obecni są wszyscy członkowie Rady i nikt nie wnosi sprzeciwu co do zmienionego porządku obrad.

§ 27

1. Rada Nadzorcza podejmuje uchwały, jeżeli na posiedzeniu jest obecna co najmniej połowa jej członków, a wszyscy jej członkowie zostali zaproszeni.
2. Rada Nadzorcza podejmuje uchwały w głosowaniu jawnym.
3. Głosowanie tajne zarządza się na wniosek członka Rady Nadzorczej oraz w sprawach osobowych. W przypadku zarządzenia głosowania tajnego postanowień ust. 4 nie stosuje się.
4. Rada Nadzorcza może podejmować uchwały w trybie pisemnym lub przy wykorzystaniu środków bezpośredniego porozumiewania się na odległość, z zastrzeżeniem art. 388 § 4 Kodeksu spółek handlowych. Podjęcie uchwały w tym trybie wymaga uzasadnienia oraz uprzedniego przedstawienia projektu uchwały wszystkim członkom Rady.
5. Podjęte w trybie ust. 4 uchwały zostają przedstawione na najbliższym posiedzeniu Rady Nadzorczej z podaniem wyniku głosowania.

§ 28

1. Rada Nadzorcza albo Pełnomocnik ustanowiony uchwałą Walnego Zgromadzenia zawiera umowy stanowiące podstawę zatrudnienia Członków Zarządu lub umowy o sprawowanie Zarządu. Rada Nadzorcza może upoważnić jednego ze swych członków do podpisania wyżej wymienionych umów.
2. Inne, niż określone w ust. 1, czynności pomiędzy Spółką a członkami Zarządu dokonywane są w tym samym trybie.

§ 29

1. Rada Nadzorcza uchwała regulamin Rady Nadzorczej określający tryb jej działania.
2. Członkowie Rady Nadzorczej wykonują swoje prawa i obowiązki osobiście.
3. Udział w posiedzeniu Rady Nadzorczej jest obowiązkiem członka Rady. Członek Rady Nadzorczej podaje przyczyny swojej nieobecności na piśmie. Usprawiedliwienie nieobecności członka Rady wymaga uchwały Rady.
4. Członkom Rady Nadzorczej przysługuje wynagrodzenie miesięczne w wysokości określonej przez Walne Zgromadzenie, z uwzględnieniem obowiązujących przepisów prawa.
5. Spółka pokrywa koszty poniesione w związku z wykonywaniem przez członków Rady Nadzorczej powierzonych im funkcji, a w szczególności koszty przejazdu na posiedzenie Rady, koszt wykonywania indywidualnego nadzoru, koszt zakwaterowania i wyżywienia.

C. WALNE ZGROMADZENIE**§ 30**

1. Walne Zgromadzenie zwołuje się w trybie i na zasadach określonych w Kodeksie spółek handlowych.
2. W przypadku, gdy Walne Zgromadzenie jest zwoływane przez podmiot lub organ inny niż Zarząd na podstawie przepisów Kodeksu spółek handlowych, a zwołanie Walnego Zgromadzenia wymaga współpracy ze strony Zarządu, Zarząd ma obowiązek dokonać wszelkich czynności określonych prawem w celu zwołania, organizacji i przeprowadzenia Walnego Zgromadzenia.

§ 31

Walne Zgromadzenia odbywają się w siedzibie Spółki albo w Warszawie.

§ 32

Walne Zgromadzenie otwiera Przewodniczący Rady Nadzorczej, a w razie jego nieobecności do otwarcia Walnego Zgromadzenia upoważnieni są w kolejności: Wiceprzewodniczący Rady, Prezes Zarządu, osoba wyznaczona przez Zarząd albo akcjonariusz, który zarejestrował na Walnym Zgromadzeniu akcje uprawniające do wykonywania największej liczby głosów. Następnie, spośród osób uprawnionych do uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu wybiera się Przewodniczącego Zgromadzenia.

§ 33

Walne Zgromadzenie podejmuje uchwały bez względu na liczbę reprezentowanych na nim akcji, o ile przepisy Kodeksu spółek handlowych oraz postanowienia niniejszego Statutu nie stanowią inaczej.

§ 34

Walne Zgromadzenie może zarządzić przerwę w obradach większością dwóch trzecich głosów. Łącznie przerwy nie mogą trwać dłużej niż trzydzieści dni.

§ 35

1. Uchwały Walnego Zgromadzenia wymagają:
 - 1) rozpatrzenie i zatwierdzenie sprawozdania finansowego za ubiegły rok obrotowy oraz sprawozdania Zarządu z działalności Spółki,
 - 2) udzielenie absolutorium członkom organów Spółki z wykonania przez nich obowiązków,
 - 3) podział zysku lub pokrycie straty,
 - 4) powołanie i odwołanie członków Rady Nadzorczej,
 - 5) zawieszanie członków Zarządu w czynnościach,
 - 6) ustalenie wysokości wynagrodzenia dla Członków Rady Nadzorczej, z zastrzeżeniem § 29 ust. 4,
 - 7) zbycie i wydzierżawienie przedsiębiorstwa Spółki lub jego zorganizowanej części oraz ustanowienie na nich ograniczonego prawa rzeczowego,
 - 8) zawarcie przez Spółkę umowy kredytu, pożyczki, poręczenia lub innej podobnej umowy z członkiem zarządu, rady nadzorczej, prokurentem, likwidatorem albo na rzecz którejkolwiek z tych osób. Zawarcie przez spółkę zależną umowy kredytu, pożyczki, poręczenia lub innej podobnej umowy z członkiem zarządu, rady nadzorczej, prokurentem, likwidatorem albo na rzecz którejkolwiek z tych osób,
 - 9) podwyższanie i obniżenie kapitału zakładowego Spółki,
 - 10) emisja obligacji zamiennych lub z prawem pierwszeństwa i papierów wartościowych imiennych lub na okaziciela uprawniających ich posiadacza do zapisu lub objęcia akcji,
 - 11) nabycie akcji własnych w przypadku, gdy wymagają tego przepisy Kodeksu spółek handlowych,
 - 12) przymusowy wykup akcji stosownie do postanowień art. 418 Kodeksu spółek handlowych,
 - 13) tworzenie, użycie i likwidacja kapitałów rezerwowych,
 - 14) użycie kapitału zapasowego,
 - 15) postanowienia dotyczące roszczeń o naprawienie szkody wyrządzonej przy zawiązaniu spółki lub sprawowaniu zarządu albo nadzoru,
 - 16) połączenie, przekształcenie oraz podział Spółki,
 - 17) umorzenia akcji,
 - 18) zmiana Statutu i zmiana przedmiotu działalności Spółki,
 - 19) rozwiązanie i likwidacja Spółki.
2. Nie wymagają zgody Walnego Zgromadzenia nabycie i zbycie nieruchomości, użytkownika wieczystego lub udziału w nieruchomości lub w użytkowaniu wieczystym.

§ 36

1. Wnioski w sprawach wskazanych w § 35 powinny być wnoszone wraz z uzasadnieniem i pisemną opinią Rady Nadzorczej. Opinie Rady Nadzorczej nie wymagają wniosków dotyczących członków Rady Nadzorczej, w szczególności w sprawach, o których mowa w § 35 ust. 1 pkt 2.
2. Wymóg opiniowania przez Radę Nadzorczą nie dotyczy wniosków składanych przez uprawnionych akcjonariuszy.

VI. GOSPODARKA SPÓŁKI**§ 37**

Rokiem obrotowym Spółki jest rok kalendarzowy.

§ 38

1. Spółka tworzy następujące kapitały i fundusze:
 - 1) kapitał zakładowy,
 - 2) kapitał zapasowy,
 - 3) kapitał rezerwowy z aktualizacji wyceny,
 - 4) pozostałe kapitały rezerwowe,
 - 5) inne fundusze powstałe w drodze uchwały Walnego Zgromadzenia.
2. Spółka może tworzyć i znosić uchwałą Walnego Zgromadzenia inne kapitały na pokrycie szczególnych strat lub wydatków, na początku i w trakcie roku obrotowego.

§ 39

Zarząd Spółki jest obowiązany:

- 1) sporządzić sprawozdanie finansowe wraz ze sprawozdaniem z działalności Spółki za ubiegły rok obrotowy w terminie trzech miesięcy od dnia bilansowego,
- 2) poddać sprawozdanie finansowe badaniu przez biegłego rewidenta,
- 3) złożyć do oceny Radzie Nadzorczej dokumenty, wymienione w pkt 1, wraz z opinią i raportem biegłego rewidenta,
- 4) przedstawić Zwyczajnemu Walnemu Zgromadzeniu dokumenty, wymienione w pkt 1, opinię wraz z raportem biegłego rewidenta oraz sprawozdanie Rady Nadzorczej, o którym mowa w § 20 ust. 1 pkt 3, w terminie do końca szóstego miesiąca od dnia bilansowego.

§ 40

1. Sposób przeznaczenia czystego zysku Spółki określi uchwała Walnego Zgromadzenia.
2. Walne Zgromadzenie dokonuje odpisów z zysku na kapitał zapasowy w wysokości co najmniej 8% zysku za dany rok obrotowy, dopóki kapitał ten nie osiągnie przynajmniej jednej trzeciej części kapitału zakładowego.
3. Walne Zgromadzenie może przeznaczyć część zysku na:
 - 1) dywidendę dla akcjonariuszy,
 - 2) pozostałe kapitały i fundusze,
 - 3) inne cele.
4. Dniem dywidendy jest dzień odbycia Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia za rok obrotowy. Dywidendę wypłaca się w dniu określonym w uchwale Walnego Zgromadzenia. Jeżeli uchwała Walnego Zgromadzenia takiego dnia nie określa, dywidenda jest wypłacana w dniu określonym przez Radę Nadzorczą.
5. Zarząd Spółki jest upoważniony do podjęcia uchwały w sprawie wypłaty akcjonariuszom zaliczki na poczet przewidywanej dywidendy na koniec roku obrotowego, jeżeli Spółka posiada środki wystarczające na wypłatę. Wypłata zaliczki wymaga zgody Rady Nadzorczej. Warunkiem wypłacenia przez Spółkę zaliczki na poczet przewidywanej dywidendy, jest osiągnięcie i wykazanie zysku w sprawozdaniu finansowym Spółki za poprzedni rok obrotowy, zbadanym przez biegłego rewidenta. Zaliczka stanowić może najwyżej połowę zysku osiągniętego od końca poprzedniego roku obrotowego, wykazanego w sprawozdaniu finansowym, zbadanym przez biegłego rewidenta,

powiększonego o kapitały rezerwowe utworzone z zysku, którymi w celu wypłaty zaliczek może dysponować zarząd, oraz pomniejszonego o niepokryte straty i akcje własne.

VI. POSTANOWIENIA PUBLIKACYJNE

§ 41

Spółka publikuje swoje ogłoszenia, objęte obowiązkiem publikacyjnym w Monitorze Sądowym i Gospodarczym, chyba że przepisy Kodeksu spółek handlowych lub inne właściwe przepisy wymagają publikacji w inny sposób.

VIII. POSTANOWIENIA KOŃCOWE

§ 42

1. Z przyczyn przewidzianych przepisami prawa Spółka ulega rozwiązaniu.
2. Likwidatorami są członkowie Zarządu Spółki, chyba że uchwała Walnego Zgromadzenia stanowi inaczej.
3. Ilekroć w Statucie jest mowa o danej kwocie wyrażonej w EURO, należy przez to rozumieć równowartość tej kwoty wyrażonej w pieniądzu polskim, ustaloną w oparciu o średni kurs waluty krajowej do EURO, ogłaszany przez Narodowy Bank Polski w dniu poprzedzającym powzięcie uchwały przez właściwy organ Spółki upoważniony do wyrażenia zgody na dokonanie czynności, w związku z którą równowartość ta jest ustalana, z zastrzeżeniem § 43 ust. 3 pkt 1 Statutu.

IX. POSTANOWIENIA PRZEJŚCIOWE

§ 43

1. W okresie do dnia złożenia przez Spółkę wniosku o dopuszczenie przynajmniej jednej akcji do obrotu na rynku regulowanym akcjonariuszowi – Skarbowi Państwa, reprezentowanemu przez ministra właściwego do spraw Skarbu Państwa, przysługuje prawo do:
 - 1) otrzymywania informacji o Spółce w formie sprawozdania kwartalnego zgodnie z wytycznymi ministra właściwego do spraw Skarbu Państwa,
 - 2) otrzymywania informacji o wszelkich istotnych zmianach w finansowej i prawnej sytuacji Spółki, w tym jednolity tekst statutu Spółki niezwłocznie po zarejestrowaniu zmian w statucie,
 - 3) otrzymywania zawiadomienia o zwołaniu Walnego Zgromadzenia listem poleconym lub pocztą kurierską za potwierdzeniem odbioru, jednocześnie z ogłoszeniem w Monitorze Sądowym i Gospodarczym,
 - 4) otrzymywania kopii wszystkich uchwał Rady Nadzorczej oraz protokołów z tych posiedzeń Rady Nadzorczej, na których dokonywana jest roczna ocena działalności Spółki, podejmowane są uchwały w sprawie powoływania, odwoływania albo zawieszania w czynnościach członków Zarządu oraz z tych posiedzeń, na których złożono zdania odrębne do podjętych uchwał,
 - 5) otrzymywania kopii informacji przekazywanych ministrowi właściwemu do spraw finansów publicznych o udzielonych poręczeniach i gwarancjach, na podstawie art. 34 ustawy z dnia 8 maja 1997 r. o poręczeniach i gwarancjach udzielanych przez Skarb Państwa oraz niektóre osoby prawne (Dz.U. z 2003, Nr 174, poz. 1689, ze zm.); kopie tych informacji należy przekazywać także Radzie Nadzorczej,
 - 6) otrzymywania sprawozdań Rady Nadzorczej z nadzoru realizacji przez Zarząd inwestycji, w tym zakupu aktywów trwałych, a w szczególności opinii Rady Nadzorczej w sprawie prawidłowości i efektywności wydatkowania środków pieniężnych z tym związanych,
 - 7) otrzymywania, co najmniej raz do roku wraz ze sprawozdaniem z wyników oceny rocznego sprawozdania finansowego Spółki, opinii Rady Nadzorczej w kwestii ekonomicznej zasadności zaangażowania kapitałowego Spółki w innych podmiotach prawa handlowego,
 - 8) Zwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki może być zwołane przez akcjonariusza – Skarb Państwa, jeżeli ani Zarząd, ani Rada Nadzorcza nie zwołają go w terminie umożliwiającym jego odbycie w terminie sześciu miesięcy po upływie każdego roku obrotowego.
2. W okresie, w którym Skarb Państwa posiada powyżej 50% (pięćdziesiąt procent) liczby akcji w kapitale zakładowym Spółki:
 - 1) Zasady i wysokość wynagrodzenia dla Prezesa Zarządu ustala Walne Zgromadzenie,

- 2) Członków Zarządu powołuje Rada Nadzorcza po przeprowadzeniu postępowania kwalifikacyjnego na podstawie rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 18 marca 2003 r. w sprawie przeprowadzenia postępowania kwalifikacyjnego na stanowisko członka zarządu w niektórych spółkach handlowych (Dz.U. Nr 55, poz. 476),
 - 3) Zarząd zobowiązany jest przekazywać Radzie Nadzorczej kopie informacji, przekazywanych ministrowi właściwemu do spraw finansów publicznych o udzielonych poręczeniach i gwarancjach, na podstawie art. 34 ustawy z dnia 8 maja, 1997 r. o poręczeniach i gwarancjach udzielanych przez Skarb Państwa oraz niektóre osoby prawne (tekst jednolity Dz.U. z 2003 r. Nr 174, poz. 1689, z późn. zm.).
3. W okresie, w którym Skarb Państwa posiada powyżej 50% (pięćdziesiąt procent) liczby akcji w kapitale zakładowym Spółki do kompetencji Rady Nadzorczej należy udzielanie Zarządowi zgody na:
- 1) zawarcie przez spółkę umowy o wartości przekraczającej równowartość w złotych kwoty 5.000,00 EUR (pięć tysięcy euro i 00/100), której zamiarem jest zwolnienie z długu oraz innej umowy niezwiązanej z przedmiotem działalności gospodarczej Spółki określonym w Statucie. Równowartość kwoty, o której mowa, oblicza się według kursu ogłoszonego przez Narodowy Bank Polski w dniu zawarcia umowy,
 - 2) udzielanie darowizn o wartości przekraczającej równowartość w złotych kwoty 5.000,00 EUR (pięć tysięcy euro i 00/100).

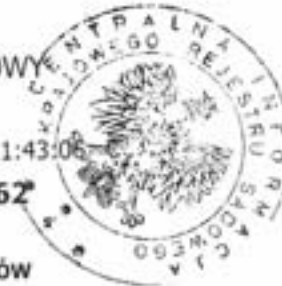
Załącznik nr 2. Odpis aktualny z Rejestru Przedsiębiorców dla Spółki

CODO CI/26.05/525/2010 Operator: MASALSKA ANNA Strona 1 z 11

Nr pisma wnioskodawcy:

CENTRALNA INFORMACJA
KRAJOWEGO REJESTRU SĄDOWEGO
ul. CZERNAKOWSKA 100
00454 Warszawa

KRAJOWY REJESTR SĄDOWY
Stan na dzień 26.05.2010 godz. 11:43:06
Numer KRS: 0000271562
ODPIS AKTUALNY
Z REJESTRU PRZEDSIĘBIORCÓW



Data rejestracji w Krajowym Rejestrze Sądowym		08.01.2007	
Ostatni wpis	Numer wpisu	31	Data dokonania wpisu
	Sygnatura akt	KA.VIII NS-REJ.KRS/4648/10/383	
	Oznaczenie sądu	SĄD REJONOWY KATOWICE-WSCHÓD W KATOWICACH WYDZIAŁ VIII GOSPODARCZY KRAJOWEGO REJESTRU SĄDOWEGO	

Dział 1

Rubryka 1 - Dane podmiotu	
1.Oznaczenie formy prawnej	SPÓŁKA AKCYJNA
2.Numer REGON/NIP	REGON: 240524697, NIP: 9542583988
3.Firma, pod którą spółka działa	TAURON POLSKA ENERGIA SPÓŁKA AKCYJNA
4.Dane o wcześniejszej rejestracji	-----
5.Czy przedsiębiorca prowadzi działalność gospodarczą z innymi podmiotami na podstawie umowy spółki cywilnej?	NIE
6.Czy podmiot posiada status organizacji pożytku publicznego?	NIE

Rubryka 2 - Siedziba i adres podmiotu	
1.Siedziba	kraj POLSKA, woj. ŚLĄSKIE, powiat M. KATOWICE, gmina M. KATOWICE, miejsc. KATOWICE
2.Adres	ul. LWOWSKA, nr 23, lok. ---, miejsc. KATOWICE, kod 40-389, poczta KATOWICE, kraj POLSKA

Rubryka 3 - Oddziały	
Brak wpisów	

Rubryka 4 - Informacje o statucie	
1.Informacja o sporządzeniu lub zmianie	1 AKT NOTARIALNY Z DNIA 6 GRUDNIA 2006 R., REPERTORIUM A NR 20813/2006, NOTARIUSZ

CODo CI/26.05/525/2010

Operator: MASALSKA ANNA

Strona 2 z 11

statutu	PAWEŁ BŁASZCZAK, KANCELARIA NOTARIALNA W WARSZAWIE, UL. DŁUGA 31
2	AKT NOTARIALNY PROTOKOŁU NADZWYCZAJNEGO WALNEGO ZGROMADZENIA ENERGETYKA POŁUDNIE S.A. W KATOWICACH Z DNIA 21.06.2007R., NR REPERT. 1047/2007 SPORZĄDZONY PRZEZ KANCELARIĘ NOTARIALNĄ PAWEŁ BŁASZCZAK NOTARIUSZ, ROBERT BŁASZCZAK NOTARIUSZ SPÓŁKA CYWILNA Z SIEDZIBĄ W WARSZAWIE PAR.19 UST.2 PKT 6- ZMIANA W PAR.19 DODAJE SIĘ UST.3 PAR.20 UST.2 PAR.21 UST.1 PAR.22 UST.1 PAR.25 UST.1 PKT 5 PAR.25 UST.1 PKT 7 PAR.25 UST.1 PKT 8, PAR.25 UST.2 PKT 1 PAR.25 UST.2 PKT 2-ZMIANA W PAR.25 UST.2 DODAJE SIĘ PKT 2A PAR.25 UST.2 PKT 4 PAR.25 UST.2 PKT 6-ZMIANA W PAR.25 W UST.3 PKT 9 PO LIT.C) DODAJE SIĘ (LIT.D)-H) PAR.42 UST.3 PKT 2 PAR.42 UST.3 PKT 3-ZMIANA W PAR.42 UST.3 DODAJE SIĘ PUNKT 3A W PAR.42 W UST.5 PKT 2 SKRĘŚLA SIĘ (LIT. A)-D), LIT.E),F) I G) OZNACZYĆ JAKO A), B), C)
3	AKT NOTARIALNY Z DNIA 9 MAJA 2007R. (09.05.2007R.) REPERTORIUM A NR 7111/2007, NOTARIUSZ PAWEŁ BŁASZCZAK Z KANCELARII NOTARIALNEJ W WARSZAWIE UL.DŁUGA 31 ZMIENIONO PAR.7
4	AKT NOTARIALNY PROTOKOŁU NADZWYCZAJNEGO WALNEGO ZGROMADZENIA ENERGETYKA POŁUDNIE S.A. W KATOWICACH Z DNIA 25.07.2007 R. NR 3111/2007 SPORZĄDZONY PRZEZ KANCELARIĘ NOTARIALNĄ DAGMARA SKOWROŃSKA NOTARIUSZ Z SIEDZIBĄ W JAWORZNIEM, ZMIANY W STATUCIE : PAR. 5 UST.1.
5	AKT NOTARIALNY Z DNIA 18 MAJA 2007R. REPERT. A NR 7706/2007, NOTARIUSZ PAWEŁ BŁASZCZAK Z KANCELARII NOTARIALNEJ PAWEŁ BŁASZCZAK I ROBERT BŁASZCZAK SPÓŁKA CYWILNA W WARSZAWIE UL. DŁUGA 31 ZMIENIONO PAR.7
6	AKT NOTARIALNY PROTOKOŁU NADZWYCZAJNEGO WALNEGO ZGROMADZENIA ENERGETYKI POŁUDNIE S.A. W KATOWICACH Z DNIA 30.10.2007R., NUMER REPERTORIUM 21289/2007 SPORZĄDZONY PRZEZ MARTĘ PILECKĄ-BŁASZCZAK ASESORA NOTARIALNEGO Z KANCELARII NOTARIALNEJ PAWEŁ BŁASZCZAK NOTARIUSZ ROBERT BŁASZCZAK NOTARIUSZ S.C. Z SIEDZIBĄ W WARSZAWIE, UL.DŁUGA 31. ZMIENIONO PAR.1.
7	AKT NOTARIALNY Z DNIA 22 SIERPNI 2007 R., REPERTORIUM A NR 15313/2007, NOTARIUSZ PAWEŁ BŁASZCZAK Z KANCELARII NOTARIALNEJ W WARSZAWIE UL. DŁUGA 31 ZMIENIONO PAR.7
8	"AKT NOTARIALNY Z DNIA 25 CZERWCA 2008R.(25.08.2008R)REPERTORIUM A NR 17865/2008,NOTARIUSZ PAWEŁ BŁASZCZAK,NOTARIUSZ ROBERT BŁASZCZAK Z KANCELARII NOTARIALNEJ WARSZAWIE ,UL.DŁUGA 31-ZMIENIONO PAR 5 UST.1"
9	AKT NOTARIALNY Z DNIA 21 SIERPNI 2008R.(21.08.2008R)REPERTORIUM A NR 23875/2008 NOTARIUSZ PAWEŁ BŁASZCZAK,NOTARIUSZ ROBERT BŁASZAK Z KANCELARII NOTARIALNEJ WARSZAWIE ,UL.DŁUGA 31-W PAR 19 UST.2 DOTYCHCZASOWY PKT 12)OTRZYMUJE OZNACZENIE PKT "13)",W PAR 19 UST.2 DODAJE SIĘ PKT 12),W PAR 25 UST.3 WYKRĘŚLA SIĘ PKT 9).
10	AKT NOTARIALNY Z 15.01.2009R., REPERTORIUM A NR 1468/2009, KANCELARIA NOTARIALNA PAWEŁ BŁASZCZAK NOTARIUSZ, ROBERT BŁASZCZAK NOTARIUSZ SPÓŁKA CYWILNA, 00-238 WARSZAWA, UL.DŁUGA 31 ZMIENIONO PAR. 7 UST. 1
11	AKT NOTARIALNY Z 29 LIPCA 2009R.,REPERTORIUM "A" NR 20818/2009,PAWEŁ BŁASZCZAK NOTARIUSZ,KANCELARIA NOTARIALNA PAWEŁ BŁASZCZAK NOTARIUSZ,ROBERT BŁASZCZAK NOTARIUSZ SPÓŁKA CYWILNA,00-238 WARSZAWA,UL.DŁUGA 31; ZMIENIONO-PAR.7 UST.1 I UST.3.

CODo CI/26.05/525/2010 Operator: MASALSKA ANNA Strona 3 z 11

12	<p>AKT NOTARIALNY Z DNIA 17 CZERWCA 2009, REPERTORIUM A NR 14946/2009, KANCELARIA NOTARIALNA PAWEŁ BŁASZCZAK NOTARIUSZ, ROBERT BŁASZCZAK NOTARIUSZ SPÓŁKA CYWILNA, 00-238 WARSZAWA, UL. DŁUGA 31</p> <p>W PAR. 5 UST. 1 DODANO PKT 25 I PKT 26</p> <p>W PAR. 19 UST. 2: - DOTYCHCZASOWY PKT 13) OTRZYMUJE OZNACZENIE 15), - DODANO PKT 13) I 14)</p> <p>ZMIENIONO PAR. 25 UST. 1</p> <p>W PAR. 25 UST. 2 DODANO PKT 7)</p> <p>ZMIENIONO PAR. 49 UST. 4.</p> <p>W PAR. 49 DODANO UST. 5.</p> <p>W PAR. 50: - WYKRĘŚLONO UST. 3, - DOTYCHCZASOWE UST. 4 I UST. 5 OTRZYMUJĄ OZNACZENIE UST. 3 I UST. 5</p>
13	<p>12.08.2009R., REPERTORIUM A NR 22065/2009, KANCELARIA NOTARIALNA PAWEŁ BŁASZCZAK NOTARIUSZ, ROBERT BŁASZCZAK NOTARIUSZ SPÓŁKA CYWILNA, 00-238 WARSZAWA, UL. DŁUGA 31</p> <p>- W PAR. 7 DODANO UST. 5</p> <p>- W PAR. 25 UST. 3 DODANO PKT 9)</p> <p>- PO PAR. 12 DODANO TYTUŁ ROZDZIAŁU IV</p> <p>- PO PAR. 13 SKRĘŚLONO TYTUŁ ROZDZIAŁU IV</p> <p>- ZMIENIONO: PAR. 11, PAR. 12, PAR. 13, PAR. 19 UST. 2, PAR. 23, PAR. 25 UST. 2, PAR. 25 UST. 3 PKT 2, PAR. 27 UST. 4, PAR. 33 UST. 4, PAR. 34, PAR. 35, PAR. 36, PAR. 37, PAR. 42, PAR. 43 UST. 2, PAR. 44</p>
14	<p>4 MARCA 2010 R., REPERTORIUM A NR 947/2010, NOTARIUSZ DAGMARA SKOWROŃSKA, KANCELARIA NOTARIALNA DAGMARA SKOWROŃSKA Z SIEDZIBĄ W JAWORZNI PRZY ULICY SĄDOWEJ 5.</p> <p>ZMIENIONO BRZMIENIE PARAGRAFU (INNEJ JEDNOSTKI REDAKCYJNEJ): PAR.7; PAR.8; PAR.9; PAR.15; W PAR.18 UST.4; W PAR.19 UST.2 PKT 7), 8), 9), 10), 11), 12); W PAR.19 UST.3; PAR.20; PAR.22; PAR.23; W PAR.25 UST.3 PKT 2) I 6); W PAR.27 UST.1; W PAR.27 UST.3; W PAR.29 UST.2; W PAR.32 UST.1; W PAR.33 UST.1; PAR.34, PAR.35, PAR.37; W PAR.42 UST.1 PKT 9); W PAR.42 UST.1 PKT 14); PAR.43; W PAR.48 PKT 1); W PAR.48 PKT 4); PAR.50; W PAR.51 UST.3.</p> <p>DODANO PARAGRAF (INNĄ JEDNOSTKĘ REDAKCYJNĄ) : PAR.23; PO PAR.42 DODANO ROZDZIAŁ IX POSTANOWIENIA PRZEJŚCIOWE: PAR.43.</p> <p>USUNIĘTO PARAGRAF (INNĄ JEDNOSTKĘ REDAKCYJNĄ): PAR.10; PAR.11; PAR.12; PAR.13; PAR.14; W PAR.21 UST.3; W PAR.25 UST.2 PKT 6) I 7); W PAR.25 UST.5; W PAR.27 UST.4 I 5; PAR.36; W PAR.38 UST.2; PAR.40, PAR.41; W PAR.42 UST.1 PKT 6), 7), 8) I 21); PAR.44; PAR.46.</p> <p>ZMIENIONO OZNACZENIA PARAGRAFU (INNEJ JEDNOSTKI REDAKCYJNEJ): W PAR.25 UST.2 PKT 8), 9) I 10) OZNACZONO ODPOWIEDNIO JAKO PKT 6), 7) I 8); DOTYCHCZASOWE PARAGRAFY: 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27 OZNACZONO ODPOWIEDNIO JAKO PARAGRAFY: 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22; W PAR.38 SKRĘŚLONO OZNACZENIE UST.1; W PAR.42 UST.1 PKT 9), 10), 11), 12), 13), 14), 15), 16), 17), 18), 19), 20), 22), 23) OZNACZONO ODPOWIEDNIO JAKO PKT 6), 7), 8), 9), 10), 11), 12), 13), 14), 15), 16), 17), 18), 19),</p> <p>DOTYCHCZASOWE PARAGRAFY: 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 37, 38, 39, 42, 43, 45, 47, 48, 49, 50, 51 OTRZYMUJĄ ODPOWIEDNIO OZNACZENIE JAKO PARAGRAFY: 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42.</p>

Rubryka 5	
1.Czas, na jaki została utworzona spółka	NIEOZNACZONY
2.Oznaczenie pisma innego niż Monitor Sądowy i Gospodarczy, przeznaczonego do ogłoszeń spółki	----
4.Czy statut przyznaje uprawnienia osobiste określonym akcjonariuszom lub tytuły uczestnictwa w dochodach lub majątku spółki nie wynikających z akcji?	TAK

CODo CI/26.05/525/2010 Operator: MASALSKA ANNA Strona 4 z 11

5. Czy obligatoriusze mają prawo do udziału w zysku? TAK

Rubryka 6 - Sposób powstania spółki
Brak wpisów

Rubryka 7 - Dane jednego akcjonariusza
Brak wpisów



Rubryka 8 - Kapitał spółki

1. Wysokość kapitału zakładowego	13 986 283 558,00 Zł.
2. Wysokość kapitału docelowego	-----
3. Liczba akcji wszystkich emisji	13986283558
4. Wartość nominalna akcji	1,00 Zł.
5. Kwotowe określenie części kapitału wpłaconego	13 986 283 558,00 Zł.
6. Wartość nominalna warunkowego podwyższenia kapitału zakładowego	-----

**Podrubryka 1
Informacja o wniesieniu aportu**

1. Określenie wartości akcji objętych za aport	1	13 491 998 483,00 Zł.
	2	10 862 150,00 Zł.
	3	195 284 950,00 Zł.
	4	287 882 975,00 Zł.

Rubryka 9 - Emisja akcji

1	1. Nazwa serii akcji	SERIA A
	2. Liczba akcji w danej serii	255000
	3. Rodzaj uprzywilejowania i liczba akcji uprzywilejowanych lub informacja, że akcje nie są uprzywilejowane	AKCJE NIE SĄ UPRIZYWILEJOWANE
2	1. Nazwa serii akcji	B
	2. Liczba akcji w danej serii	6697999312
	3. Rodzaj uprzywilejowania i liczba akcji uprzywilejowanych lub informacja, że akcje nie są uprzywilejowane	AKCJE NIE SĄ UPRIZYWILEJOWANE
3	1. Nazwa serii akcji	C
	2. Liczba akcji w danej serii	3526647223
	3. Rodzaj uprzywilejowania i liczba	AKCJE NIE SĄ UPRIZYWILEJOWANE

CODO CI/26.05/525/2010 Operator: MASALSKA ANNA Strona 5 z 11

	akcji uprzywilejowanych lub informacja, że akcje nie są uprzywilejowane	
4	1.Nazwa serii akcji	D
	2.Liczba akcji w danej serii	2792245893
	3.Rodzaj uprzywilejowania i liczba akcji uprzywilejowanych lub informacja, że akcje nie są uprzywilejowane	AKCJE NIE SĄ UPRIZYWILEJOWANE
5	1.Nazwa serii akcji	E
	2.Liczba akcji w danej serii	475106055
	3.Rodzaj uprzywilejowania i liczba akcji uprzywilejowanych lub informacja, że akcje nie są uprzywilejowane	AKCJE NIE SĄ UPRIZYWILEJOWANE
6	1.Nazwa serii akcji	F
	2.Liczba akcji w danej serii	10862150
	3.Rodzaj uprzywilejowania i liczba akcji uprzywilejowanych lub informacja, że akcje nie są uprzywilejowane	AKCJE NIE SĄ UPRIZYWILEJOWANE
7	1.Nazwa serii akcji	G
	2.Liczba akcji w danej serii	195284950
	3.Rodzaj uprzywilejowania i liczba akcji uprzywilejowanych lub informacja, że akcje nie są uprzywilejowane	AKCJE NIE SĄ UPRIZYWILEJOWANE
8	1.Nazwa serii akcji	H
	2.Liczba akcji w danej serii	125326000
	3.Rodzaj uprzywilejowania i liczba akcji uprzywilejowanych lub informacja, że akcje nie są uprzywilejowane	AKCJE NIE SĄ UPRIZYWILEJOWANE
9	1.Nazwa serii akcji	I
	2.Liczba akcji w danej serii	162556975
	3.Rodzaj uprzywilejowania i liczba akcji uprzywilejowanych lub informacja, że akcje nie są uprzywilejowane	AKCJE NIE SĄ UPRIZYWILEJOWANE

Rubryka 10 - Wzmianka o podjęciu uchwały o emisjach obligacji zamiennych

Brak wpisów

Rubryka 11

1.Czy zarząd lub rada administrująca są NIE

CODO CI/26.05/525/2010 Operator: MASALSKA ANNA Strona 6 z 11

 upoważnieni do emisji warrantów
 subskrypcyjnych?

Dział 2

Rubryka 1 - Organ uprawniony do reprezentacji podmiotu		
1.Nazwa organu uprawnionego do reprezentowania podmiotu	ZARZĄD	
2.Sposób reprezentacji podmiotu	DO SKŁADANIA OŚWIADCZEŃ W IMIENIU SPÓŁKI WYMAGANE JEST WSPÓLDZIAŁANIE DWÓCH CZŁONKÓW ZARZĄDU ALBO JEDNEGO CZŁONKA ZARZĄDU ŁĄCZNIE Z PROKURENTEM. JEŻELI ZARZĄD JEST JEDNOOSOBOWY, DO SKŁADANIA OŚWIADCZEŃ W IMIENIU SPÓŁKI UPRAWNIONY JEST JEDEN CZŁONEK ZARZĄDU ALBO PROKURENT.	
Podrubryka 1 Dane osób wchodzących w skład organu		
1	1.Nazwisko / Nazwa lub firma	LUBERA
	2.Imiona	DARIUSZ TADEUSZ
	3.Numer PESEL/REGON	59062706519
	4.Numer KRS	****
	5.Funkcja w organie reprezentującym	PREZES ZARZĄDU
	6.Czy osoba wchodząca w skład zarządu została zawieszona w czynnościach?	NIE
	7.Data do jakiej została zawieszona	-----
2	1.Nazwisko / Nazwa lub firma	TOKARSKI
	2.Imiona	STANISŁAW MARIAN
	3.Numer PESEL/REGON	59011105413
	4.Numer KRS	****
	5.Funkcja w organie reprezentującym	WICEPREZES ZARZĄDU
	6.Czy osoba wchodząca w skład zarządu została zawieszona w czynnościach?	NIE
	7.Data do jakiej została zawieszona	-----
3	1.Nazwisko / Nazwa lub firma	STOLARCZYK
	2.Imiona	DARIUSZ
	3.Numer PESEL/REGON	64021813135
	4.Numer KRS	****
	5.Funkcja w organie reprezentującym	WICEPREZES ZARZĄDU
	6.Czy osoba wchodząca w skład zarządu została zawieszona w czynnościach?	NIE
	7.Data do jakiej została zawieszona	-----
4	1.Nazwisko / Nazwa lub firma	ZAMASZ
	2.Imiona	KRZYSZTOF MICHAŁ
	3.Numer PESEL/REGON	74071416516
	4.Numer KRS	****
	5.Funkcja w organie reprezentującym	WICEPREZES ZARZĄDU
	6.Czy osoba wchodząca w skład	NIE

CODO CI/26.05/525/2010 Operator: MASALSKA ANNA Strona 7 z 11

	zarządu została zawieszona w czynnościach?	
	7.Data do jakiej została zawieszona	-----
5	1.Nazwisko / Nazwa lub firma	ZAWADZKI
	2.Imiona	KRZYSZTOF ANDRZEJ
	3.Numer PESEL/REGON	68100106297
	4.Numer KRS	****
	5.Funkcja w organie reprezentującym	WICEPREZES ZARZĄDU
	6.Czy osoba wchodząca w skład zarządu została zawieszona w czynnościach?	NIE
	7.Data do jakiej została zawieszona	-----



Rubryka 2 - Organ nadzoru		
1	1.Nazwa organu	RADA NADZORCZA
Podrubryka 1 Dane osób wchodzących w skład organu		
1	1.Nazwisko	TRZASKALSKA
	2.Imiona	AGNIESZKA
	3.Numer PESEL	74040205349
2	1.Nazwisko	SKRZYPEK
	2.Imiona	TADEUSZ STANISŁAW
	3.Numer PESEL	45031102972
3	1.Nazwisko	LUTY
	2.Imiona	WŁODZIMIERZ
	3.Numer PESEL	51112504553
4	1.Nazwisko	TAJDUŚ
	2.Imiona	ANTONI
	3.Numer PESEL	49021606671
5	1.Nazwisko	ŚCIAŻKO
	2.Imiona	MAREK
	3.Numer PESEL	51031003816
6	1.Nazwisko	KUROWSKI
	2.Imiona	WITOLD
	3.Numer PESEL	75121910299
7	1.Nazwisko	MICHALEWSKI
	2.Imiona	MICHAŁ
	3.Numer PESEL	73010204638

Rubryka 3 - Prokurenci		
1	1.Nazwisko	LENDER
	2.Imiona	TOMASZ MIROSLAW

CODo CI/26.05/525/2010 Operator: MASALSKA ANNA Strona 8 z 11

3. Numer PESB 69093005718
 4. Rodzaj prokury PROKURENT MOŻE DZIAŁAĆ TYLKO ŁĄCZNIE Z CZŁONKIEM ZARZĄDU

Dział 3

Rubryka 1 - Przedmiot działalności	
I. Przedmiot działalności przedsiębiorcy	1 35, 14, Z, HANDEL ENERGIĄ ELEKTRYCZNĄ
	2 61, 10, Z, DZIAŁALNOŚĆ W ZAKRESIE TELEKOMUNIKACJI PRZEWODOWEJ
	3 61, 20, Z, DZIAŁALNOŚĆ W ZAKRESIE TELEKOMUNIKACJI BEZPRZEWODOWEJ, Z WYŁĄCZENIEM TELEKOMUNIKACJI SATELITARNEJ
	4 61, 30, Z, DZIAŁALNOŚĆ W ZAKRESIE TELEKOMUNIKACJI SATELITARNEJ
	5 61, 90, Z, DZIAŁALNOŚĆ W ZAKRESIE POZOSTAŁEJ TELEKOMUNIKACJI
	6 62, 01, Z, DZIAŁALNOŚĆ ZWIĄZANA Z OPROGRAMOWANIEM
	7 62, 02, Z, DZIAŁALNOŚĆ ZWIĄZANA Z DORADZTWEW W ZAKRESIE INFORMATYKI
	8 62, 03, Z, DZIAŁALNOŚĆ ZWIĄZANA Z ZARZĄDZANIEM URZĄDZENIAMI INFORMATYCZNYMI
	9 62, 09, Z, POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ USŁUGOWA W ZAKRESIE TECHNOLOGII INFORMATYCZNYCH I KOMPUTEROWYCH
	10 63, 11, Z, PRZETWARZANIE DANYCH; ZARZĄDZANIE STRONAMI INTERNETOWYMI (HOSTING) I PODOBNA DZIAŁALNOŚĆ
	11 64, 20, Z, DZIAŁALNOŚĆ HOLDINGÓW FINANSOWYCH
	12 64, 30, Z, DZIAŁALNOŚĆ TRUSTÓW, FUNDUSZÓW I PODOBNYCH INSTYTUCJI FINANSOWYCH
	13 64, 91, Z, LEASING FINANSOWY
	14 64, 92, Z, POZOSTAŁE FORMY UDZIELANIA KREDYTÓW
	15 64, 99, Z, POZOSTAŁA FINANSOWA DZIAŁALNOŚĆ USŁUGOWA, GDZIE INDZIEJ NIESKLASYFIKOWANA, Z WYŁĄCZENIEM UBEZPIECZEŃ I FUNDUSZÓW EMERYTALNYCH
	16 68, 20, Z, WYNAJEM I ZARZĄDZANIE NIERUCHOMOŚCIAMI WŁASNYMI LUB DZIERŻAWIONYMI
	17 69, 20, Z, DZIAŁALNOŚĆ RACHUNKOWO-KSIĘGOWA; DORADZTWO PODATKOWE
	18 70, 10, Z, DZIAŁALNOŚĆ FIRM CENTRALNYCH (HEAD OFFICES) I HOLDINGÓW, Z WYŁĄCZENIEM HOLDINGÓW FINANSOWYCH
	19 70, 21, Z, STOSUNKI MIĘDZYLUZDKIE (PUBLIC RELATIONS) I KOMUNIKACJA
	20 70, 22, Z, POZOSTAŁE DORADZTWO W ZAKRESIE PROWADZENIA DZIAŁALNOŚCI GOSPODARCZEJ I ZARZĄDZANIA
	21 71, 20, B, POZOSTAŁE BADANIA I ANALIZY TECHNICZNE
	22 72, 19, Z, BADANIA NAUKOWE I PRACE ROZWOJOWE W DZIEDZINIE POZOSTAŁYCH NAUK PRZYRODNICZYCH I TECHNICZNYCH
	23 74, 90, Z, POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ PROFESJONALNA, NAUKOWA I TECHNICZNA, GDZIE INDZIEJ NIESKLASYFIKOWANA
	24 85, 60, Z, DZIAŁALNOŚĆ WSPOMAGAJĄCA EDUKACJĘ
	25 93, 19, Z, POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ ZWIĄZANA ZE SPORTEM
	26 93, 29, Z, POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ ROZRYWKOWA I REKREACYJNA

Rubryka 2 - Wzmianki o złożonych dokumentach			
Rodzaj dokumentu	Nr kolejny w polu	Data złożenia	Za okres od do
I. Wzmianka o złożeniu	1	09.07.2008	6 GRUDNIA 2006R - 31 GRUDNIA 2006 R.

CODo	CI/26.05/525/2010	Operator: MASALSKA ANNA	Strona 9 z 11
rocznego sprawozdania finansowego	2	09.07.2008	01.01.2007 - 31.12.2007
	3	22.07.2009	01.01.2008-31.12.2008
	4	08.03.2010	01.01.2009 - 31.12.2009
2.Wzmianka o złożeniu opinii biegłego rewidenta	1	*****	01.01.2007 - 31.12.2007
	2	*****	01.01.2008-31.12.2008
	3	*****	01.01.2009 - 31.12.2009
3.Wzmianka o złożeniu uchwały lub postanowienia o zatwierdzeniu sprawozdania finansowego	1	*****	6 GRUDNIA 2006R - 31 GRUDNIA 2006 R.
	2	*****	01.01.2007 - 31.12.2007
	3	*****	01.01.2008 - 31.12.2008
	4	*****	01.01.2009 - 31.12.2009
4.Wzmianka o złożeniu sprawozdania z działalności podmiotu	1	*****	6 GRUDNIA 2006R - 31 GRUDNIA 2006 R.
	2	*****	01.01.2007 - 31.12.2007
	3	*****	01.01.2008-31.12.2008
	4	*****	01.01.2009 - 31.12.2009

Rubryka 3 - Sprawozdania grupy kapitałowej			
Rodzaj dokumentu	Nr kolejny w polu	Data złożenia	Za okres od do
1.Skonsolidowane roczne sprawozdanie finansowe	1	09.09.2008	01.01.2007 - 31.12.2007
	2	27.08.2009	01.01.2008-31.12.2008
2.Opinia biegłego rewidenta	1	*****	01.01.2007 - 31.12.2007
	2	*****	01.01.2008-31.12.2008
3.Uchwała lub postanowienie o zatwierdzeniu skonsolidowanego rocznego sprawozdania finansowego	1	*****	01.01.2007 - 31.12.2007
	2	*****	01.01.2008-31.12.2008
4.Sprawozdanie z działalności jednostki dominującej	1	*****	01.01.2007 - 31.12.2007
	2	*****	01.01.2008-31.12.2008

Rubryka 4 - Przedmiot działalności statutowej organizacji pożytku publicznego
Brak wpisów

Dział 4

Rubryka 1 - Zależności
Brak wpisów

Rubryka 2 - Wierzytelności
Brak wpisów

CODO	CI/26.05/525/2010	Operator: MASALSKA ANNA	Strona 10 z 11
------	-------------------	-------------------------	----------------

Rubryka 3 - Informacje o zabezpieczeniu majątku dłużnika w postępowaniu w przedmiocie ogłoszenia upadłości, o oddaleniu wniosku o ogłoszenie upadłości z uwagi na fakt, że majątek niewypłacalnego dłużnika nie wystarcza na zaspokojenie kosztów postępowania

Brak wpisów

Rubryka 4 - Umorzenie prowadzonej przeciwko podmiotowi egzekucji z uwagi na fakt, że z egzekucji nie uzyska się sumy wyższej od kosztów egzekucyjnych

Brak wpisów

Dział 5

Rubryka 1 - Kurator

Brak wpisów

Dział 6

Rubryka 1 - Likwidacja

Brak wpisów

Rubryka 2 - Informacje o rozwiązaniu lub unieważnieniu spółki

Brak wpisów

Rubryka 3 - Zarząd komisyjny

Brak wpisów

Rubryka 4 - Informacja o połączeniu, podziale lub przekształceniu

Brak wpisów

Rubryka 5 - Informacja o postępowaniu upadłościowym

Brak wpisów

Rubryka 6 - Informacja o postępowaniu układowym

Brak wpisów



COŃo CI/26.05/525/2010 Operator: MASALSKA ANNA Strona 11 z 11

Rubryka 7 - Informacja o postępowaniu naprawczym
Brak wpisów

Rubryka 8 - Informacja o zawieszeniu działalności gospodarczej
Brak wpisów

Warszawa, 26.05.2010 godz: 11:43:06



Podpis

MASALSKA ANNA



Załącznik nr 3. Uchwała Połączeniowa

UCHWAŁA NR 4
Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia
spółki pod firmą: TAURON Polska Energia S.A.
z dnia 08 kwietnia 2010 roku

w sprawie: połączenia przez przejęcie przez TAURON Polska Energia S.A. z siedzibą w Katowicach, ENION Zarządzanie Aktywami Sp. z o.o. z siedzibą w Katowicach i Energomix Servis Sp. z o.o. z siedzibą w Katowicach, na warunkach określonych w Planie połączenia ogłoszonym w Monitorze Sądowym i Gospodarczym z 2010 roku, Nr 15, poz. 862 (opublikowanym 22 stycznia 2010 roku) oraz wyrażenia zgody na Plan połączenia i dokonanie zmiany Statutu TAURON Polska Energia S.A. - - - - -

Działając na podstawie art. 492 § 1 pkt 1) i art. 506 Kodeksu spółek handlowych oraz § 42 ust. 1 pkt 12), 19) i 22) Statutu Spółki, Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki TAURON Polska Energia Spółka Akcyjna uchwała, co następuje: - - - - -

§ 1

TAURON Polska Energia Spółka Akcyjna, z siedzibą w Katowicach wpisana do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego prowadzonego przez Sąd Rejonowy Katowice-Wschód w Katowicach Wydział VIII Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego pod nr KRS 0000271562 (Spółka Przejmująca) łączy się z ENION Zarządzanie Aktywami Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością z siedzibą w Katowicach, wpisaną do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego prowadzonego przez Sąd Rejonowy Katowice-Wschód w Katowicach Wydział VIII Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego pod nr KRS 0000320921 (Spółka Przejmowana) oraz z Energomix Servis Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością z siedzibą w Katowicach, wpisaną do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego prowadzonego przez Sąd Rejonowy Katowice-Wschód w Katowicach Wydział VIII Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego pod nr KRS 0000320910 (Spółka Przejmowana) poprzez przeniesienie całego majątku Spółek Przejmowanych na TAURON Polska Energia S.A., tj. w trybie art. 492 § 1 pkt 1) Kodeksu spółek handlowych, w zamian za akcje, które TAURON Polska Energia S.A. wyda wspólnikom Spółek Przejmowanych. - - - - -

§ 2

1. Połączenie, o którym mowa w § 1, następuje na warunkach określonych w „Planie połączenia TAURON Polska Energia S.A. z siedzibą w Katowicach (Spółka Przejmująca) z ENION Zarządzanie Aktywami Sp. z o.o. z siedzibą w Katowicach (Spółka Przejmowana) oraz Energomix Servis Sp. z o.o. z siedzibą w Katowicach (Spółka Przejmowana)” uzgodnionym w dniu 16 grudnia 2009 roku, zbadanym przez biegłego Teresę Choroszyńską i ogłoszonym w Monitorze Sądowym i Gospodarczym nr 15, poz. 862 z dnia 22 stycznia 2010 roku. - - - - -
2. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie wyraża zgodę na Plan połączenia, o którym mowa w ust. 1. - - - - -

§ 3

Podstawą połączenia są wyceny wartości Spółek Przejmowanych i Spółki Przejmującej na dzień 01 grudnia 2009 roku. - - - - -

§ 4

Przeniesienie majątku Spółek Przejmowanych na Spółkę Przejmującą nastąpi w dniu połączenia, tj. w dniu wpisania połączenia do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego prowadzonego dla TAURON Polska Energia S.A. - - - - -

§ 5

1. Wspólnicy Energomix Servis Sp. z o.o. w zamian za posiadane dotychczas udziały w Spółce otrzymają akcje nowej emisji TAURON Polska Energia S.A. serii J i z dniem połączenia staną się akcjonariuszami Spółki Przejmującej. - - - - -
2. Wspólnicy ENION Zarządzanie Aktywami Sp. z o.o. w zamian za posiadane dotychczas udziały w Spółce otrzymają akcje nowej emisji TAURON Polska Energia S.A. serii K i z dniem połączenia staną się akcjonariuszami Spółki Przejmującej. - - - - -

§ 6

1. W celu przeprowadzenia połączenia, o którym mowa w § 1, podwyższa się kapitał zakładowy Spółki z kwoty **13.986.283.558,00** (trzynastu miliardów dziewięciuset osiemdziesięciu sześciu milionów dwustu osiemdziesięciu trzech tysięcy pięciuset pięćdziesięciu ośmiu i 00/100) złotych, do kwoty **14.304.948.858,00** (czternastu miliardów trzystu czterech milionów dziewięciuset czterdziestu ośmiu tysięcy ośmiuset pięćdziesięciu ośmiu i 00/100) złotych, tj. o kwotę **318.665.300,00** (trzysta osiemnaście milionów sześćset sześćdziesiąt pięć tysięcy trzysta i 00/100) złotych. - - - - -
2. Podwyższenie kapitału zakładowego następuje w drodze nowej emisji 318.665.300 (trzystu osiemnastu milionów sześciuset sześćdziesięciu pięciu tysięcy trzystu) akcji o wartości nominalnej 1 (jeden) złoty każda, w tym: 124.814.986 (stu dwudziestu czterech

milionów ośmiuset czternastu tysięcy dziewięciuset osiemdziesięciu sześciu) akcji serii J oraz 193.850.314 (stu dziewięćdziesięciu trzech milionów ośmiuset pięćdziesięciu tysięcy trzystu czternastu) akcji serii K. - - - - -

3. Akcje nowej emisji są akcjami na okaziciela, oznaczonymi odpowiednio numerami: - - - - -
- Seria J – od nr J 00 000 000 001 do nr J 00 124 814 986, - - - - -
- Seria K – od nr K 00 000 000 001 do nr K 00 193 850 314. - - - - -
4. Nowe akcje, o których mowa w ust. 2, będą uczestniczyć w dywidendzie na równi z dotychczas wyemitowanymi akcjami TAURON Polska Energia S.A., począwszy od zysku za rok obrotowy 2010, tj. od dnia 01 stycznia 2010 roku. - - - - -

§ 7

Wspólnicy, o których mowa w § 5 ust. 1 i 2 niniejszej uchwały, nabywają prawo do akcji TAURON Polska Energia S.A. nowej emisji serii J i K w dniu wpisania połączenia, o którym mowa w § 4. - - - - -

§ 8

W związku z podwyższeniem kapitału zakładowego Spółki z kwoty **13.986.283.558,00** (trzynastu miliardów dziewięciuset osiemdziesięciu sześciu milionów dwustu osiemdziesięciu trzech tysięcy pięciuset pięćdziesięciu ośmiu i 00/100) złotych do kwoty **14.304.948.858,00** (czternastu miliardów trzystu czterech milionów dziewięciuset czterdziestu ośmiu tysięcy ośmiuset pięćdziesięciu ośmiu i 00/100) złotych, tj. w drodze emisji nowych akcji na okaziciela serii J i K, wynikającym z połączenia, o którym mowa w § 1, dokonuje się zmiany Statutu spółki TAURON Polska Energia S.A. w następujący sposób: - - - - -

– **§ 7 otrzymuje brzmienie:** - - - - -

„§ 7 - - - - -

Kapitał zakładowy Spółki wynosi **14.304.948.858,00** (czternaście miliardów trzysta cztery miliony dziewięćset czterdzieści osiem tysięcy osiemset pięćdziesiąt osiem i 00/100) złotych i dzieli się na 14.304.948.858 (czternaście miliardów trzysta cztery miliony dziewięćset czterdzieści osiem tysięcy osiemset pięćdziesiąt osiem) akcji na okaziciela o wartości nominalnej 1 (jeden) złoty każda, emitowanych w seriach: - - - - -

- a) 255.000 akcji serii A o numerach A 000 000 001 do nr A 000 255 000, - - - - -
- b) 6.697.999.312 akcji serii B o numerach od nr B 00 000 000 001 do nr B 06 697 999 312, - - - - -
- c) 3.526.647.223 akcji serii C o numerach od nr C 00 000 000 001 do nr C 03 526 647 223, - - - - -
- d) 2.792.245.893 akcji serii D o numerach od nr D 00 000 000 001 do nr D 02 792 245 893, - - - - -
- e) 475.106.055 akcji serii E o numerach od nr E 00 000 000 001 do nr E 00 475 106 055, - - - - -
- f) 10.862.150 akcji serii F o numerach od nr F 00 000 000 001 do nr F 00 010 862 150, - - - - -
- g) 195.284.950 akcji serii G o numerach od nr G 00 000 000 001 do nr G 00 195 284 950, - - - - -
- h) 125.326.000 akcji serii H o numerach od nr H 00 000 000 001 do nr H 00 125 326 000, - - - - -
- i) 162.556.975 akcji serii I o numerach od nr I 00 000 000 001 do nr I 00 162 556 975, - - - - -
- j) 124.814.986 akcji serii J o numerach od nr J 00 000 000 001 do nr J 00 124 814 986, - - - - -
- k) 193.850.314 akcji serii K o numerach od nr K 00 000 000 001 do nr K 00 193 850 314.” - - - - -

§ 9

Walne Zgromadzenie zobowiązuje Zarząd Spółki do dokonania wszelkich czynności koniecznych dla prawidłowego wykonania niniejszej uchwały. - - - - -

§ 10

Walne Zgromadzenie zobowiązuje Zarząd Spółki do: - - - - -

- 1) niezłożenia lub cofnięcia wniosku o wpis do rejestru przedsiębiorców połączenia, o którym mowa w § 1, w przypadku gdyby rejestracja tego połączenia mogła, wedle wyłącznego uznania Zarządu, mieć negatywny wpływ na realizację pierwszej oferty publicznej akcji Spółki oraz - - - - -
- 2) wydania akcji nowej emisji, o których mowa w § 6 ust. 3 (Akcje Połączeniowe) przed wniesieniem dopłat przez wspólników Spółek Przejmowanych, przy czym dla uniknięcia wątpliwości postanawia się, że wydanie Akcji Połączeniowych nie będzie skutkowało wygaśnięciem roszczeń Spółki o wniesienie dopłat wobec osób zobowiązanych do ich wniesienia. - - - - -

Załącznik nr 4. Uchwała w sprawie Dopuszczenia do Obrotu

**UCHWAŁA NR 5
Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia
spółki pod firmą: TAURON Polska Energia S.A.
z dnia 08 kwietnia 2010 roku**

w sprawie: ubiegania się o dopuszczenie i wprowadzenie akcji do obrotu na rynku regulowanym, dematerializacji akcji, upoważnienia Zarządu do zawarcia umowy z Krajowym Depozytem Papierów Wartościowych S.A. oraz do zawarcia umowy o subemisję i upoważnienia Zarządu do nabywania akcji własnych w związku z działaniami stabilizacyjnymi. - - - - -

Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie TAURON Polska Energia S.A. z siedzibą w Katowicach (**Spółka**), działając na podstawie art. 27 ust. 2 pkt 3a i 3b ustawy z dnia 29 lipca 2005 roku o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych (**Ustawa o Ofercie**) i art. 5 ust. 8 ustawy z dnia 29 lipca 2005 roku o obrocie instrumentami finansowymi uchwala, co następuje: - - - - -

§ 1

1. Wobec podjęcia w dniu 08 kwietnia 2010 roku przez Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Uchwały Nr 4 w sprawie połączenia przez przejęcie przez Spółkę spółki ENION Zarządzanie Aktywami Sp. z o.o. z siedzibą w Katowicach i spółki Energomix Servis Sp. z o.o. z siedzibą w Katowicach oraz w sprawie zmiany Statutu (Uchwała Połączeniowa) oraz w związku z zamiarem Skarbu Państwa sprzedaży części posiadanych przez niego akcji w ramach pierwszej oferty publicznej (IPO), postanawia się o ubieganiu się o dopuszczenie oraz wprowadzenie do obrotu na rynku regulowanym prowadzonym przez Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie S.A., po spełnieniu warunków określonych w odpowiednich regulacjach Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. oraz w odpowiednich przepisach prawa wszystkich istniejących akcji Spółki oraz akcji, które zostaną wyemitowane na podstawie Uchwały Połączeniowej. - - - - -
2. Upoważnia się Zarząd do podjęcia wszelkich niezbędnych czynności faktycznych i prawnych związanych z ubieganiem się o dopuszczenie i wprowadzenie do obrotu na rynku regulowanym prowadzonym przez Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. akcji Spółki, o których mowa w § 1 ust. 1 niniejszej uchwały. - - - - -
3. Postanawia się o dematerializacji akcji Spółki, o których mowa w § 1 ust. 1 niniejszej uchwały, a także upoważnia się Zarząd do zawarcia z Krajowym Depozytem Papierów Wartościowych S.A. umowy o rejestrację wskazanych wyżej akcji Spółki w depozycie papierów wartościowych oraz podjęcia wszelkich innych czynności faktycznych i prawnych niezbędnych dla dematerializacji wskazanych papierów wartościowych. - - - - -

§ 2

Upoważnia się Zarząd do podjęcia wszelkich czynności faktycznych i prawnych koniecznych do przeprowadzenia IPO, w tym do zawarcia umów w celu zabezpieczenia powodzenia IPO, a w szczególności umowy o subemisję inwestycyjną lub umowy o subemisję usługową. - - -

§ 3

W celu umożliwienia dokonywania działań stabilizacyjnych na rynku regulowanym prowadzonym przez Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. w związku z IPO upoważnia się Zarząd Spółki do nabycia w celu umorzenia akcji Spółki w łącznej liczbie nie wyższej niż 15% (piętnaście procent) akcji Spółki, które zostaną ostatecznie przydzielone inwestorom w ramach IPO od podmiotu, który będzie dokonywał działań stabilizacyjnych w stosunku do akcji Spółki, za cenę nie wyższą niż cena sprzedaży akcji Spółki oferowanych w ofercie publicznej. Nabywanie przez Spółkę akcji Spółki będzie mogło następować przez okres 40 (czterdziestu) dni od dnia pierwszego notowania akcji Spółki na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. - - - - -

Załącznik nr 5. Uchwała w sprawie Scalenia Akcji

Uchwała nr 4
Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia
Spółki pod firmą: TAURON Polska Energia S.A.
z dnia 26 kwietnia 2010 r.

w sprawie: scalenia akcji Spółki oraz zmiany Statutu Spółki. - - - - -

Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie TAURON Polska Energia S.A. z siedzibą w Katowicach („Spółka”), działając na podstawie art. 430 Kodeksu spółek handlowych, uchwała, co następuje: - - - - -

§ 1

1. W związku z podjęciem w dniu 08 kwietnia 2010 roku przez Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki: - - - - -
 - a) uchwały nr 4 w sprawie połączenia Spółki ze spółką Enion Zarządzanie Aktywami Sp. z o.o. z siedzibą w Katowicach i spółką Energomix Servis Sp. z o.o. z siedzibą w Katowicach poprzez przeniesienie całego majątku Enion Zarządzanie Aktywami Sp. z o.o. i całego majątku Energomix Servis Sp. z o.o. na rzecz Spółki w zamian za akcje serii J, które Spółka wyda wspólnikom spółki Enion Zarządzanie Aktywami Sp. z o.o. i akcje serii K, które Spółka wyda wspólnikom spółki Energomix Servis Sp. z o.o. („Uchwała Połączeniowa”); - - - - -
 - b) uchwały nr 5 w sprawie ubiegania się o dopuszczenie i wprowadzenie akcji Spółki do obrotu na rynku regulowanym, dematerializacji akcji, upoważnienia Zarządu do zawarcia umowy z Krajowym Depozytem Papierów Wartościowych S.A. oraz do zawarcia umowy o subemisję i upoważnienia Zarządu do nabywania akcji własnych w związku z działaniami stabilizacyjnymi; - - - - -

dokonyje się scalenia wszystkich akcji Spółki poprzez oznaczenie nową serią AA wszystkich akcji Spółki serii A, B, C, D, E, F, G, H, I, J i K, ustalenie nowej wartości nominalnej każdej akcji Spółki tak utworzonej nowej serii AA w wysokości 9 zł (dziewięć złotych) („Akcje serii AA”) w miejsce dotychczasowej wartości nominalnej akcji Spółki wynoszącej 1 zł (jeden złoty) oraz proporcjonalne zmniejszenie ogólnej liczby akcji Spółki w ten sposób, że każde 9 (dziewięć) akcji Spółki o wartości nominalnej 1 zł (jeden złoty) każda zostanie wymienionych na 1 (jedną) akcję Spółki o wartości nominalnej 9 zł (dziewięć złotych) każda. - - - - -
2. Wyznacza się dzień, według stanu na koniec którego zostanie ustalona liczba akcji Spółki o wartości nominalnej 1 zł (jeden złoty) każda, w celu wyliczenia liczby akcji Spółki o wartości nominalnej 9 zł (dziewięć złotych) każda, które w związku ze scaleniem akcji Spółki o wartości nominalnej 1 zł (jeden złoty) każda powinny zostać w ich miejsce wydane poszczególnym akcjonariuszom Spółki, na dzień rejestracji akcji Spółki w depozycie prowadzonym przez Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. w Warszawie („KDPW”) lub inny dzień, który zostanie ustalony w drodze uchwały Zarządu Spółki w porozumieniu z KDPW („Dzień Referencyjny”). - - - - -
3. Postanawia się, że ewentualne niedobory scaleniowe zostaną uzupełnione przez spółkę Dom Maklerski TRIGON S.A. z siedzibą w Krakowie, ul. Mogilska 65, zarejestrowaną w Rejestrze Przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem KRS 000033118 („Akcjonariusz Uzupełniający Niedobory”), która to spółka przekaże nabyte przez siebie prawa z akcji Spółki nieodpłatnie na rzecz akcjonariuszy posiadających niedobory scaleniowe, w zakresie niezbędnym do likwidacji tych niedoborów i umożliwienia posiadaczom tych niedoborów scaleniowych otrzymania jednej nowej akcji Spółki serii AA o wartości nominalnej 9 zł (dziewięć złotych), pod warunkiem zarejestrowania zmiany Statutu Spółki wynikającej z Uchwały Połączeniowej oraz zarejestrowania zmiany Statutu, o której mowa w § 2 ust. 1 niniejszej Uchwały, przez właściwy sąd rejestrowy oraz ze skutkiem na dzień przeprowadzenia operacji scalenia akcji Spółki w depozycie prowadzonym przez KDPW. - - - - -
4. Ustala się, że w wyniku scalenia akcji każdy z akcjonariuszy Spółki posiadających w Dniu Referencyjnym niedobory scaleniowe, tzn. akcje o wartości nominalnej 1 zł (jeden złoty) każda w liczbie od 1 (jednej) do 8 (ośmiu), stanie się uprawniony do otrzymania w zamian za akcje stanowiące te niedobory, jednej akcji o wartości nominalnej 9 zł (dziewięć złotych) każda, zaś uprawnienia Akcjonariusza Uzupełniającego Niedobory do otrzymania w zamian za posiadane przez niego w Dniu Referencyjnym akcje o wartości nominalnej 1 zł (jeden złoty) każda akcja ulegną zmniejszeniu o taką liczbę tych akcji, która będzie niezbędna do likwidacji istniejących niedoborów scaleniowych innych akcjonariuszy. Jeżeli okazałoby się, że likwidacja wszystkich niedoborów scaleniowych w wyżej określony sposób nie będzie możliwa, wówczas proces scalenia akcji Spółki nie dojdzie do skutku. - - - - -
5. Z uwagi na proces zamiany akcji lub prawa do akcji spółek konsolidowanych (tj. spółki Południowy Koncern Energetyczny S.A., spółki ENION S.A., spółki EnergiaPro S.A. oraz spółki Elektrownia Stalowa Wola S.A., łącznie jako „Spółki Konsolidowane”) posiadanych przez uprawnione osoby, na akcje Spółki jako spółki konsolidującej, przeprowadzanego na podstawie ustawy z dnia 7 września 2007 r. o zasadach nabywania od Skarbu Państwa akcji w procesie konsolidacji spółek sektora elektroenergetycznego (Dz.U. z 2007 r. Nr 191, poz. 1367, ze zm.) postanawia się, że niedobory scaleniowe w stosunku do akcji Spółki posiadanych przez Skarb Państwa

Rzeczypospolitej Polskiej zostaną obliczone i uzupełnione przy założeniu, że do Dnia Referencyjnego każda uprawniona osoba, która faktycznie nie wykonała swojego prawa, dokonała zamiany posiadanych akcji Spółek Konsolidowanych na akcje Spółki lub nieodpłatnie nabyła od Skarbu Państwa akcje Spółki, lecz akcje Spółki nie zostały jej do tego dnia wydane oraz w ten sposób, że w Dniu Referencyjnym z akcji Spółki posiadanych przez Skarb Państwa Rzeczypospolitej Polskiej zostaną w tym celu wydzielone akcje Spółki przeznaczone dla każdej takiej uprawnionej osoby, a następnie akcje Spółki w liczbie przeznaczonej dla każdej uprawnionej osoby będą podlegały niezależnie procesowi uzupełniania niedoborów scaleniowych na zasadach określonych powyżej. - - - - -

6. Postanawia się o ubieganiu się o dopuszczenie oraz wprowadzenie Akcji serii AA do obrotu na rynku regulowanym prowadzonym przez Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. („GPW”), po spełnieniu warunków określonych w odpowiednich regulacjach GPW oraz w odpowiednich przepisach prawa. - - - - -
7. Postanawia się o dematerializacji Akcji serii AA, a także upoważnia się Zarząd Spółki do zawarcia z KDPW umowy o rejestrację Akcji serii AA w depozycie papierów wartościowych oraz podjęcia wszelkich innych czynności faktycznych i prawnych niezbędnych dla ich dematerializacji. - - - - -
8. Upoważnia się Zarząd Spółki do podjęcia wszelkich niezbędnych czynności faktycznych i prawnych związanych bezpośrednio lub pośrednio: (i) z ubieganiem się o dopuszczenie i wprowadzenie do obrotu na rynku regulowanym prowadzonym przez GPW Akcji serii AA; oraz (ii) ze scaleniem akcji Spółki, o którym mowa w niniejszym paragrafie, w tym związanych z rejestracją zmienionej serii i wartości nominalnej akcji Spółki i ich liczby w KDPW, które to zmiany zostaną zaewidencjonowane i figurować będą w formie zapisu na rachunkach papierów wartościowych każdego z akcjonariuszy Spółki. - - - - -

§ 2

1. W związku ze scaleniem akcji Spółki, o którym mowa w niniejszej uchwale, Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki zmienia Statut Spółki w ten sposób, że dotychczasowy § 7 Statutu Spółki otrzymuje następujące brzmienie: - - - - -

„§ 7

Kapitał zakładowy Spółki wynosi 14.304.948.858 zł (słownie: czternaście miliardów trzysta cztery miliony dziewięćset czterdzieści osiem tysięcy osiemset pięćdziesiąt osiem złotych) i dzieli się na 1.589.438.762 (słownie: jeden miliard pięćset osiemdziesiąt dziewięć milionów czterysta trzydzieści osiem tysięcy siedemset sześćdziesiąt dwie) akcje zwykłe na okaziciela serii AA o wartości nominalnej 9 zł (dziewięć złotych) każda.” - - - - -

2. Zobowiązuje się Zarząd Spółki do złożenia wniosku o wpis do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego zmian Statutu Spółki wynikających z niniejszej uchwały w dniu opublikowania prospektu sporządzonego w związku z połączeniem na podstawie Uchwały Połączeniowej oraz upoważnia się Zarząd Spółki do cofnięcia takiego wniosku w przypadku niewydania postanowienia w sprawie wpisu do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego do dnia ustalenia ceny sprzedaży akcji w ramach planowanej pierwszej oferty publicznej akcji Spółki. - - - - -

§ 3

Upoważnia się Radę Nadzorczą Spółki do ustalenia tekstu jednolitego zmienionego Statutu Spółki, uwzględniającego zmiany wynikające z niniejszej Uchwały. - - - - -

§ 4

Uchwała wchodzi w życie z chwilą zarejestrowania przez właściwy sąd rejestrowy połączenia Spółki na podstawie Uchwały Połączeniowej.

Załącznik nr 6. Raport Eksperta ds. Złóż

Zarząd
Tauron Polska Energia S.A.
ul. Lwowska 23
40-389 Katowice
Polska

Zarząd
Południowy Koncern Węglowy S.A.
ul. Grunwaldzka 37
43-600 Jaworzno
Polska

UniCredit CA IB Polska S.A.
ul. Emilii Plater 53
00-113 Warszawa
Polska

UBS Limited
1 Finsbury Avenue
Londyn
EC2M 2PP
Wielka Brytania

ING BANK N.V. Oddział w Londynie
60 London Wall
Londyn EC2M 5TQ
Wielka Brytania

Merrill Lynch International
Merrill Lynch Financial Centre
2 King Edward Street
Londyn
EC1A 1HQ
Wielka Brytania

Icon Business Centre
Lake View Drive
Sherwood Park
Nottingham NG15 0DT
Wielka Brytania

Tel: +44 (0)1623 726166
Fax: +44 (0)1623 729359
e-mail: mining@imcgcl.com
www.imcgcl.com

12 kwietnia 2010

Szanowni Państwo,

RAPORT EKSPERCKI NA TEMAT ZŁÓŻ I AKTYWÓW WYDOBYWCZYCH BĘDĄCYCH W POSIADANIU TAURON POLSKA ENERGIA S.A.

Cel raportu

Niniejszy raport został przygotowany przez IMC Group Consulting Ltd (dalej: „IMC”) w celu dołączenia do prospektu emisyjnego (dalej: „prospekt”), który ma zostać opublikowany przez Tauron Polska Energia S.A. (dalej: „Spółka” lub „Tauron”) w związku z globalną ofertą publiczną akcji zwykłych Spółki oraz ubieganiem się o dopuszczenie i wprowadzenie akcji zwykłych Spółki do notowań na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie.

IMC została zaangażowana przez Zarząd Spółki w celu opracowania raportu eksperckiego (ang. *Mineral Expert's Report, MER*) dotyczącego złóż i aktywów wydobywczych Spółki znajdujących się w posiadaniu Południowego Koncernu Węglowego Spółki Akcyjnej („PKW”), który jest

częściowo własnością Spółki. Niniejszy raport dotyczy kopalń Zakładu Górniczego Janina („ZG Janina”) i Zakładu Górniczego Sobieski („ZG Sobieski”) i stanowi podsumowanie informacji zebranych w czasie wizyty IMC. Raport został przygotowany zgodnie z wymaganiami dotyczącymi raportów eksperckich (MER) wyznaczonymi w Dyrektywie w sprawie prospektu emisyjnego przy uwzględnieniu zaleceń CESR, oraz wymogami rozdziału 19 *Listing Rules of the UKLA* sprzed 1 lipca 2005 r.

IMC poddała ocenie praktykę i metody szacowania stosowane przez ZG Janina i ZG Sobieski przy raportowaniu rezerw i zasobów zgodnie z polskimi metodami klasyfikacji i szacowania zasobów, które to raporty są, zgodnie z obowiązującymi przepisami, składane w polskim Ministerstwie Środowiska jako podejście obrane przez Spółkę. IMC przeliczyła owe rezerwy i zasoby zgodnie z kryteriami uznanych międzynarodowo kategorii „*Australasian Code for Reporting Mineral Resources and Ore Reserves*” (2004) wydanymi przez Joint Ore Reserves Committee („JORC”) Australazjatyckiego Instytutu Górnictwa i Metalurgii, Australian Institute of Geoscientists oraz Minerals Council of Australia („klasyfikacja JORC”). Procedura ta określa charakter dowodów wymaganych do zapewnienia zgodności z systemem klasyfikacji i jest ustalana dla każdego pokładu z osobna. IMC dokonała analizy zestawień rezerw i zasobów dotyczących poszczególnych pokładów, sporządzanych przez Spółkę, a następnie zweryfikowała te dane, porównując je z informacjami i spostrzeżeniami zgromadzonymi podczas wizyt IMC w kopalniach. Dodatkowo przeanalizowano szczegółowe informacje na temat wyników odwiertów badawczych, analiz i innych informacji i wzięto pod uwagę wszelkie inne istotne informacje dostarczone przez kierownictwo ZG Janina i ZG Sobieski.

Zdolność i niezależność

Niniejszy raport został przygotowany przez IMC, sygnatariusza tego listu. Szczegółowe dane o kwalifikacjach i doświadczeniu konsultantów, którzy wykonali prace, znajdują się w Załączniku A do niniejszego raportu. IMC jest niezależnym konsultantem technicznym, świadczącym klientom usługi oceny zasobów, inżynierii górniczej i wyceny złóż i aktywów wydobywczych. IMC otrzymała i będzie otrzymywać wynagrodzenie za usługi związane z opracowaniem niniejszego raportu. Jednocześnie ani IMC, ani którykolwiek z jej dyrektorów, pracowników lub wynajętych konsultantów, którzy pracowali przy raporcie, nie posiada interesu prawnego w:

- ZG Janina lub ZG Sobieski, lub PKW S.A., lub
- Ocenianych złożach i aktywach wydobywczych, lub
- Wyniku oferty publicznej akcji Spółki.

Wersje robocze raportu zostały udostępnione Spółce, lecz wyłącznie w celu potwierdzenia dokładności informacji faktograficznych i zasadności założeń przyjętych na potrzeby raportu.

Zakres prac/Istotność/Ograniczenia i wyłączenia

IMC dokonała przeglądu aktywów zgodnie z ustalonym zakresem prac oraz wyłączeniami i ograniczeniami, a także na podstawie kryteriów istotności wyznaczonych w Załączniku B do niniejszego raportu.

IMC dokonała niezależnej oceny złóż i aktywów wydobywczych Spółki poprzez dokonanie przeglądu istotnych danych, w tym zasobów, rezerw, wymogów związanych z zatrudnieniem, kwestii środowiskowych oraz planów wydobycia przez cały okres eksploatacji kopalni, związanych z wydajnością, produkcją, kosztami operacyjnymi, nakładami kapitałowymi i przychodami.

Wszystkie opinie, ustalenia i wnioski zawarte w raporcie zostały wyrażone przez IMC i konsultantów działających na jej zlecenie.

Ryzyko nieodłącznie towarzyszące robotom górniczym

Prace górnicze prowadzone są w środowisku, w którym nie wszystkie zdarzenia są przewidywalne.

Wprawdzie skuteczne Kierownictwo może, po pierwsze, określić znane ryzyka i, po drugie, podjąć działania zmierzające do zarządzania ryzykiem i jego minimalizacją, jednak mimo to istnieje możliwość wystąpienia nieoczekiwanych i nieprzewidywalnych zdarzeń. Nie da się, co za tym idzie, całkowicie wykluczyć wszelkich ryzyk lub stwierdzić z całkowitą pewnością, że zdarzenie, które może mieć istotny wpływ na działalność kopalni, nie będzie miało miejsca.

Glosariusz

Terminologia i słownictwo techniczne użyte w raporcie zostały wyjaśnione w Załączniku E.

SPIS TREŚCI

1.0	INFORMACJE OGÓLNE	Z-38
1.1	Struktura własnościowa	Z-38
1.2	Informacje ogólne	Z-38
1.3	Lokalizacja i ogólny opis aktywów	Z-38
1.4	Geologia	Z-39
1.4.1	Struktura i stratygrafia	Z-39
1.4.1.1	Struktura	Z-39
1.4.1.2	Stratygrafia	Z-40
1.4.2	Jakość węgla	Z-40
1.5	Omówienie rezerw i zasobów	Z-40
1.5.1	Zestawienie rezerw i zasobów	Z-40
1.6	Kopalnie i ich infrastruktura	Z-41
1.6.1	Obecnie działające zakłady wydobywcze	Z-41
1.6.1.1	Dane historyczne dotyczące produkcji	Z-42
1.6.1.2	Przewidywane wydobycie	Z-42
1.6.2	Zakłady przeróbki mechanicznej węgla	Z-42
1.6.3	Kierownictwo	Z-44
1.6.4	Pracownicy	Z-44
1.6.4.1	Poziom zatrudnienia	Z-44
1.6.4.2	Produktywność pracowników	Z-45
1.6.4.3	Profile wieku i doświadczenia	Z-45
1.6.5	Bezpieczeństwo i higiena pracy	Z-47
1.6.6	Infrastruktura	Z-47
1.6.7	Kwestie geotechniczne	Z-48
1.6.8	Wyrzuty skał	Z-48
1.6.9	Wyrzuty gazu	Z-48
1.7	Transport	Z-49
1.8	Projekty	Z-49
1.8.1	Projekty długofalowe	Z-49
1.8.1.1	ZG Janina – Pogłębienie szybu wraz z pracami towarzyszącymi – szyb Janina VI	Z-49
1.8.1.2	ZG Sobieski – budowa nowego szybu Grzegorz	Z-49
1.8.2	Perspektywy długofalowe	Z-49
1.8.2.1	Dodatkowe koncesje na wydobycie	Z-49
1.8.2.2	Potencjalny zakup KWK Bolesław Śmiały	Z-50
1.9	Kwestie środowiskowe i zarządzanie ochroną środowiska	Z-50
1.9.1	Ustawodawstwo	Z-50
1.9.2	Zezwolenia	Z-51
1.9.3	Sytuacja bieżąca	Z-51
1.9.4	Odszkodowania za szkody spowodowane działalnością górnictwem	Z-53
1.9.5	Rezerwa na rekultywację	Z-53
1.9.5.1	Prace trwające obecnie	Z-53
1.9.5.2	Likwidacja	Z-54
1.10	Koszty	Z-54
1.10.1	Koszty kopalni węgla	Z-54
1.10.1.1	Koszty operacyjne – kopalnie	Z-54
1.10.1.2	Nakłady inwestycyjne – Zakłady Górnicze	Z-55
1.11	Sprzedaż i marketing	Z-55
1.11.1	Parametry karne	Z-56
1.11.2	Procedury płatności	Z-56
1.11.3	Dostawy i ceny zbytu w przyszłości	Z-57
1.11.4	Inne rynki	Z-57
1.12	Ryzyka i szanse	Z-57
1.12.1	Ryzyka	Z-57
1.12.1.1	Ryzyko kosztów robocizny	Z-57

1.12.1.2	Ryzyko wodne	Z-57
1.12.1.3	Ryzyko samozapalności	Z-57
1.12.1.4	Ryzyko geologiczne	Z-58
1.12.1.5	Inne ryzyka	Z-58
1.12.2	Szanse	Z-58
1.13	Wnioski	Z-58
2.0	KOPALNIE I INFRASTRUKTURA	Z-59
2.1	Informacje ogólne	Z-59
2.1.1	Mapy i plany	Z-59
2.1.2	Systemy szacowania rezerw i zasobów	Z-59
2.1.2.1	Polski system szacowania zasobów	Z-59
2.1.3	Zasady polskiego systemu klasyfikacji zasobów	Z-60
2.1.3.1	Zasoby udokumentowane	Z-60
2.1.3.2	Zasoby perspektywiczne	Z-61
2.1.4	Kryteria bilansowości	Z-61
2.1.5	Metody szacowania wielkości rezerw i zasobów	Z-61
2.1.5.1	System klasyfikacji zasobów JORC	Z-63
2.2	Zakład Górniczy Sobieski	Z-64
2.2.1	Mapy i plany	Z-64
2.2.2	Charakterystyka geologiczna	Z-64
2.2.3	Struktura tektoniczna	Z-64
2.2.4	Stratygrafia	Z-65
2.2.4.1	Czwartorzęd	Z-65
2.2.4.2	Trzeciorzęd	Z-65
2.2.4.3	Trias	Z-66
2.2.4.4	Karbon	Z-66
2.2.5	Jakość węgla	Z-67
2.2.6	Inne czynniki geologiczne	Z-68
2.2.7	Czynniki hydrogeologiczne	Z-69
2.2.8	Sejsmika i osiadanie	Z-69
2.2.9	Wymywanie	Z-70
2.2.10	Rozwarstwianie i łączenie się pokładów	Z-70
2.2.11	Zagrożenie gazowe	Z-70
2.2.12	Zagrożenie wybuchem pyłu węglowego	Z-70
2.2.13	Samozapłon	Z-71
2.2.14	Rezerwy i zasoby	Z-71
2.2.14.1	Dostępne dane	Z-71
2.2.14.2	Rozpoznanie i odwierty	Z-71
2.2.14.3	Uzysk rdzeni i geofizyka otworowa	Z-71
2.2.14.4	Zanieczyszczenia i przybierki	Z-72
2.2.14.5	Weryfikacja poprawności danych	Z-72
2.2.14.6	Dane elektroniczne i baza danych	Z-72
2.2.14.7	Dane geodezyjne	Z-72
2.2.15	Informacje dodatkowe	Z-72
2.2.16	Zasoby	Z-73
2.2.16.1	Metodologia	Z-73
2.2.17	Zestawienie rezerw i zasobów zgodnie z kategoryzacją system JORC	Z-76
2.2.18	Zakład górniczy i prowadzone projekty	Z-76
2.2.18.1	Eksploatacja węgla	Z-77
2.2.18.2	Zatrudnienie	Z-77
2.2.18.3	Dane o produkcji i robotach przygotowawczych z lat ubiegłych	Z-77
2.2.18.4	Ograniczenia produkcji	Z-77
2.2.18.5	Przegląd proponowanego harmonogramu wydobycia do roku 2020	Z-78
2.2.19	Zakład Wzbogacania Węgla w ZG Sobieski	Z-78
2.2.19.1	Wstęp	Z-78
2.2.19.2	Wydajność i wykorzystanie zakładu	Z-79
2.2.19.3	Zatrudnienie w ZWW	Z-79

2.2.19.4	Jakość produktu i sterowanie procesem	Z-80
2.2.19.5	Inwestycje w ZWW	Z-80
2.2.20	Infrastruktura ZG Sobieski	Z-80
2.2.21	Ochrona środowiska (ZG Sobieski)	Z-81
2.2.21.1	Położenie	Z-81
2.2.21.2	Zarządzanie i zgodność z prawem	Z-82
2.2.21.3	Osiadanie terenu	Z-82
2.3	Zakład Górniczy Janina	Z-83
2.3.1	Mapy i plany	Z-83
2.3.2	Charakterystyka geologiczna ZG Janina	Z-83
2.3.3	Stratygrafia	Z-83
2.3.3.1	Czwartorzęd	Z-83
2.3.3.2	Trzeciorzęd	Z-83
2.3.3.3	Trias	Z-83
2.3.3.4	Karbon	Z-84
2.3.4	Jakość węgla	Z-84
2.3.5	Inne czynniki geologiczne	Z-86
2.3.5.1	Czynniki hydrogeologiczne	Z-86
2.3.5.2	Czynniki geotechniczne	Z-86
2.3.5.3	Zagrożenie tąpnięciami	Z-87
2.3.5.4	Sejsmika i osiadanie	Z-87
2.3.5.5	Wymywanie	Z-87
2.3.5.6	Rozwarstwianie i łączenie się pokładów	Z-87
2.3.5.7	Zagrożenie gazowe	Z-87
2.3.5.8	Zagrożenie wybuchem pyłu węglowego	Z-88
2.3.5.9	Samozapłon	Z-88
2.3.6	Rezerwy i zasoby	Z-89
2.3.6.1	Dostępne dane	Z-89
2.3.6.2	Weryfikacja poprawności danych	Z-90
2.3.6.3	Informacje dodatkowe	Z-90
2.3.6.4	Zasoby	Z-90
2.3.7	Zestawienie rezerw i zasobów zgodnie z kategoryzacją system JORC	Z-93
2.3.8	Zakład górniczy i projekty	Z-93
2.3.8.1	Eksploracja węgla	Z-93
2.3.8.2	Zatrudnienie	Z-94
2.3.8.3	Dane o produkcji i robotach przygotowawczych w latach ubiegłych	Z-94
2.3.8.4	Ograniczenia produkcji	Z-94
2.3.8.5	Przegląd proponowanego harmonogramu wydobycia do roku 2020	Z-95
2.3.9	Zakład Wzbogacania Węgla w ZG Janina	Z-95
2.3.9.1	Wstęp	Z-95
2.3.9.2	Wydajność i wykorzystanie zakładu	Z-95
2.3.9.3	Zatrudnienie w ZWW	Z-96
2.3.9.4	Jakość produktu i sterowanie procesem	Z-96
2.3.9.5	Planowane nakłady inwestycyjne	Z-97
2.3.10	Infrastruktura ZG Janina	Z-97
2.3.11	Ochrona środowiska (ZG Janina)	Z-98
2.3.11.1	Położenie	Z-98
2.3.11.2	Zarządzanie i zgodność z prawem	Z-98
2.3.11.3	Osiadanie terenu	Z-99
3.0	WNIOSKI	Z-100

TABELE

Tabela 1–1	Struktura własnościowa PKW	Z-38
Tabela 1–2	Lista aktywów	Z-38
Tabela 1–3	Wykaz koncesji	Z-39
Tabela 1–4	Zasoby posiadane przez Spółkę zgodnie z polskim systemem klasyfikacji, stan na 31 grudnia 2009	Z-40
Tabela 1–5	Zestawienie zasobów w przeliczeniu na system klasyfikacji JORC, stan na 31 grudnia 2009	Z-41
Tabela 1–6	Zestawienie rezerw, zgodnie z systemem klasyfikacji JORC, stan na 31 grudnia 2009	Z-41
Tabela 1–7	Produkcja węgla handlowego	Z-42
Tabela 1–8	Przeróbka węgla – dane historyczne	Z-42
Tabela 1–9	Jakość mialu energetycznego – typowe wartości	Z-42
Tabela 1–10	Poziom zatrudnienia	Z-44
Tabela 1–11	Dane podwykonawców świadczących usługi na terenie zakładów górniczych Sobieski i Janina	Z-45
Tabela 1–12	Produktywność pracowników	Z-45
Tabela 1–13	Staż i profile wieku pracowników dołowych w ZG Sobieski i ZG Janina	Z-46
Tabela 1–14	Struktura wiekowa wszystkich pracowników PKW, stan na 31 grudnia 2009	Z-46
Tabela 1–15	Statystyki wypadków w latach 2007–2009	Z-47
Tabela 1–16	Wypadkowość w latach 2007–2009, wg danych własnych PKW	Z-47
Tabela 1–17	Decyzje środowiskowe dla ZG Sobieski i ZG Janina	Z-52
Tabela 1–18	Koszty związane z zapobieganiem i likwidacją skutków szkód górniczych i odszkodowania z tytułu szkód górniczych 2005–2009	Z-53
Tabela 1–19	Koszt pieniężny netto w przeliczeniu na tonę wyprodukowanego węgla	Z-54
Tabela 1–20	Nakłady inwestycyjne w latach 2007–2009	Z-55
Tabela 1–21	Obecne sortymenty węgla produkowane przez Spółkę	Z-55
Tabela 1–22	Obecne parametry jakościowe paliwa dla elektrowni sprzedawanego PKE	Z-56
Tabela 2–1	Polski system klasyfikacji zasobów mineralnych	Z-60
Tabela 2–2	Relacje między rezerwami a zasobami – polski system kategoryzacji i system JORC	Z-62
Tabela 2–3	Parametry jakości pokładów węgla w ZG Sobieski	Z-67
Tabela 2–4	Parametry jakościowe węgla w pokładach eksploatowanych obecnie lub zaplanowanych do eksploatacji	Z-68
Tabela 2–5	Dane dot. wody pompowanej w ZG Sobieski w 2009	Z-69
Tabela 2–6	Całkowity dopływ do ZG Sobieski w ciągu ostatnich trzech lat	Z-69
Tabela 2–7	Pomiary zawartości metanu w ZG Sobieski, wrzesień–grudzień 2009	Z-70
Tabela 2–8	Kategorie zagrożenia wybuchem pyłu węglowego, ZG Sobieski	Z-70
Tabela 2–9	Parametry samozapalności pokładów węgla w ZG Sobieski	Z-71
Tabela 2–10	Otwory badawcze w ZG Sobieski	Z-71
Tabela 2–11	Zasoby bilansowe zgodnie z polskim systemem klasyfikacji w ZG Sobieski, stan na 31 grudnia 2009	Z-73
Tabela 2–12	Zasoby bilansowe w podziale na poszczególne pokłady węgla zgodnie z polskim systemem klasyfikacji, ZG Sobieski, stan na 31 grudnia 2009	Z-74
Tabela 2–13	Zestawienie zasobów zgodne z JORC w ZG Sobieski, stan na 31.12.2009	Z-76
Tabela 2–14	Rezerwy zgodne z JORC w ZG Sobieski, stan na 31.12.2009	Z-76
Tabela 2–15	Roczna produkcja ZG Sobieski od roku 2005	Z-77
Tabela 2–16	Roboty przygotowawcze w ZG Sobieski w ujęciu rocznym od 2005 r.	Z-77
Tabela 2–17	Potencjalna wydajność ZWW w ujęciu rocznym	Z-79
Tabela 2–18	Zestawienie charakterystyki sortymentów węgla z ZG Sobieski	Z-80
Tabela 2–19	Zestawienie jakości wzbogaconych mialów dla rynku energetycznego	Z-80
Tabela 2–20	Parametry jakości węgla w ZG Janina	Z-85
Tabela 2–21	Inne cechy pokładów węgla w ZG Janina	Z-85
Tabela 2–22	Współczynnik filtracji dla różnych formacji	Z-86
Tabela 2–23	Całkowite dopływy wód dołowych w ostatnich trzech latach, ZG Janina	Z-86
Tabela 2–24	Wyniki badań penetrometrycznych – wytrzymałość skał spągowych i stropowych	Z-87
Tabela 2–25	Stężenie metanu w pokładach węgla ZG Janina	Z-88

Tabela 2–26	Charakterystyka samozapalności pokładów węgla w ZG Janina	Z-88
Tabela 2–27	Otwory badawcze na terenie ZG Janina i w najbliższej okolicy	Z-89
Tabela 2–28	Zasoby bilansowe zgodnie z polskim systemem klasyfikacji w ZG Janina, stan na 31 grudnia 2009	Z-91
Tabela 2–29	Zasoby bilansowe w podziale na poszczególne pokłady węgla zgodnie z polskim systemem klasyfikacji, ZG Janina, stan na 31 grudnia 2009	Z-92
Tabela 2–30	Zestawienie zasobów zgodne z JORC w ZG Janina, stan na 31.12.2009	Z-93
Tabela 2–31	Rezerwy zgodne z JORC w ZG Janina, stan na 31.12.2009	Z-93
Tabela 2–32	Roczna produkcja ZG Janina od 2005 r.	Z-94
Tabela 2–33	Roboty przygotowawcze w ZG Janina od 2005 r.	Z-94
Tabela 2–34	Potencjalna wydajność ZWW w ujęciu rocznym	Z-96
Tabela 2–35	Zestawienie charakterystyki sortymentów węgla z ZG Janina	Z-96
Tabela 2–36	Zestawienie jakości wzbogaconych miazg dla dużych odbiorców na rynku energetycznym	Z-96
Tabela 2–37	Pozwolenie wodnoprawne dla ZG Janina 2008–2016	Z-98

ZAŁĄCZNIKI

Załącznik A	Kwalifikacje konsultantów	Z-102
Załącznik B	Zakres prac/Ograniczenia i wyłączenia/Istotność	Z-104
Załącznik C	Mapy, plany i rysunki	Z-107
Załącznik D	Lista wykonawców robót związanych z rozpoznaniem i badaniami geologicznymi	Z-130
Załącznik E	Glosariusz	Z-131

1.0 INFORMACJE OGÓLNE

1.1 Struktura własnościowa

Współwłaścicielami Południowego Koncernu Węglowego S.A. są Południowy Koncern Energetyczny S.A. i Kompania Węglowa S.A., które posiadają ilości akcji podane w poniższej Tabeli 1–1:

Tabela 1–1 Struktura własnościowa PKW

Spółka	Liczba akcji	Głosy na WZA
Południowy Koncern Energetyczny S.A.	18 473 553, w tym: 17 088 553 uprzywilejowanych 1 385 000 zwykłych	35 562 106
Kompania Węglowa S.A.	16 730 525 zwykłych	16 730 525

Południowy Koncern Energetyczny S.A. jest w 100% własnością Tauron Polska Energia S.A.

Kompania Węglowa S.A. jest stanowiącą własność Skarbu Państwa spółką górnictwem, której akcji Tauron Polska Energia S.A. nie posiada.

1.2 Informacje ogólne

Omawiane zakłady wydobywcze znajdują się na południu Polski, w pobliżu Katowic. Leżą one w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym, które rozciąga się także po drugiej stronie granicy państwowej, w Republice Czeskiej, gdzie też wydobywa się węgiel. Złóża GZW są eksploatowane również przez inne zakłady górnicze.

Obecnie Spółka posiada dwie kopalnie: Zakład Górniczy („ZG”) Janina i ZG Sobieski.

Wydobycie węgla na terenie obecnej kopalni Sobieski rozpoczęto w 1792 roku. Budowę kopalni Janina rozpoczęto w roku 1901, a wydobywanie węgla trwa od roku 1907. ZG Sobieski prowadzi działalność produkcyjną w dwóch Rejonach, połączonych pod ziemią. ZG Janina prowadzi obecnie działalność wydobywczą, wykorzystując sześć szybów i upadawę. Począwszy od 1974 roku, ZG Janina wydobywał węgiel z drugiego ruchu, położonego na północny zachód od obszaru objętego koncesją, jednak wydobywanie na tym obszarze zakończono po 30 latach i wyrobiska zostały zatopione. Stare wyrobiska nie posiadają połączenia podziemnego z główną częścią kopalni.

Zakłady Górnicze Sobieski i Janina zlokalizowane są odpowiednio około 18,5 i 28 km na południowy wschód od Katowic. ZG Sobieski znajduje się na północ od autostrady A4 Katowice–Kraków, natomiast ZG Janina na południe od niej. Pomiędzy kopalniami znajduje się nieobjęty koncesją na wydobywanie obszar z zasobami węgla, na którym obecnie prowadzone jest rozpoznanie geologiczne. Spółka uzyskała koncesję na rozpoznanie. Po zrealizowaniu zakresu robót badawczych możliwe będzie wystąpienie o koncesję na wydobywanie, co jest zamiarem Spółki.

1.3 Lokalizacja i ogólny opis aktywów

IMC dokonała przeglądu stanowiących własność Spółki aktywów wymienionych w Tabeli 1–2. Ich lokalizację przedstawia ilustr. 1 (załącznik C).

Tabela 1–2 Lista aktywów

Aktywa	Status	Typ	Produkt/wynik
ZAKŁAD GÓRNICZY			
ZG Janina	Działający	Kopalnia podziemna	Węgiel
ZG Sobieski	Działający	Kopalnia podziemna	Węgiel
ZAKŁAD PRZERÓBKI			
ZG Janina	Działający	Zakład mechanicznej przeróbki węgla	Węgiel energetyczny
ZG Sobieski	Działający	Zakład mechanicznej przeróbki węgla	Węgiel energetyczny

* Wiele spośród aktywów zostało poddane remontom generalnym i modernizacji.

Tabela 1–3 Wykaz koncesji

Nr decyzji	Data wydania	Wydana przez	Decyzja dotyczy	Data wygaśnięcia
Obszar górniczy ZG Sobieski (56,6 km²)				
Koncesja 1/99	18.01.1999	MOŚZNiL	Koncesja na wydobycie węgla z pokładów węgla (obszar górniczy Jaworzno I)	18.01.2017
Koncesja 2/99	18.01.1999	MOŚZNiL	Koncesja na wydobycie węgla z pokładów węgla (OG Jaworzno II)	18.01.2017
DGiKGe4771-10003/1815/09/KO	25.11.2009	Minister Środowiska	Rozszerzenie koncesji 2/99 na pokład 304	bz.
Koncesja 4/99	18.01.1999	MOŚZNiL	Koncesja na wydobycie węgla z pokładów węgla (OG Jaworzno IV)	28.06.2017
Koncesja 3/99	18.01.1999	MOŚZNiL	Koncesja na wydobycie węgla z pokładów węgla (OG Jeleń)	18.01.2017
Koncesja 1/2004	12.01.2004	Minister Środowiska	Koncesja na wydobycie węgla z pokładów węgla nr 302 i 304/2 (OG Dzieńkowice)	31.12.2022
Koncesja nr 33/2000/Ł	14.07.2000	Minister Środowiska	Koncesja na: – poszukiwanie i rozpoznanie złóż węgla; – wydobycie węgla w OG Byczyna	14.07.2005 14.07.2017
Dge-477-1/5517/05/RR	26.07.2005	Minister Środowiska	Zmiana koncesji na poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobycie w OG Byczyna	14.07.2008 14.07.2017
DGiKGe-4771-14/6833/08/KO	01.12.2008	Minister Środowiska	Warunki szczegółowe wydobycia kopalin w OG Byczyna	14.07.2017
Koncesja nr 13/2006/p	22.12.2006	Minister Środowiska	Koncesja na poszukiwanie i rozpoznanie złóż węgla w obszarze Dąb	31.12.2012
Koncesja nr 6/2009/p	05.02.2009	Minister Środowiska	Koncesja na rozpoznanie złóż węgla w obszarze Dąb-Zachód	31.12.2011
Koncesja nr 7/2009/p	09.02.2009	Minister Środowiska	Koncesja na rozpoznanie złóż węgla w obszarze Dąb-Krocymiech	31.12.2011
Koncesja nr 14/2010/p	25.02.2010	Minister Środowiska	Koncesja na rozpoznanie złóż węgla w obszarze Wisła I i Wisła II	31.12.2020
Koncesja Nr 27/2009/p	28.04.2009	Minister Środowiska	Koncesja na rozpoznanie złóż węgla w obszarze Brzezinka – 1	31.12.2012
Obszar górniczy ZG Janina (62,3 km²)				
Koncesja nr 46/96	3.12.1996	MOŚZNiL	Koncesja na wydobycie węgla ze złoża dla KWK Janina – OG Libiąż IV	30.09.2016

1.4 Geologia

Górnośląskie Zagłębie Węglowe znajduje się przede wszystkim w południowej części Polski, choć jego część rozciąga się również wokół miasta Ostrawa (Republika Czeska), na południowy zachód od granicy państwowej, co uwidoczniło na ilustr. 1 (załącznik C).

1.4.1 Struktura i stratygrafia

1.4.1.1 Struktura

Zasadniczym elementem strukturalnym obszaru eksploatowanego przez ZG Sobieski jest asymetryczna niecka szczakowsko-wilkoszyńska. Jej oś przebiega we wschodniej części złoża, od północnego zachodu na południowy wschód. Dość skomplikowany układ strukturalny warunkuje bieg poszczególnych warstw, ich kąty upadu oraz obszar. Bieg warstw w złożu jest wysoce zróżnicowany: południkowy w południowo-zachodniej części złoża, SW-NE w części północno-zachodniej i środkowej oraz ESE-WNW na obszarach północno-wschodnich. Kąt upadu jest różny w poszczególnych częściach omawianego obszaru: bliski zeru w jego centrum, ponad 20° w części północnej i wschodniej oraz między 4° a 10° w części zachodniej.

ZG Janina znajduje się we wschodniej części południowego skrzydła zagłębia, w pobliżu miejscowości Libiąż. Libiąż IV jest zdominowany przez uskoki różnych rozmiarów i o różnych kierunkach przebiegu, co skutkuje strukturą tektoniczną o charakterze blokowym. Strukturę obszaru dodatkowo komplikuje tektonika związana z orogenezą waryscyjską i alpejską. Dominujące kierunki przebiegu uskoki to NNW-SSE lub N-S, zwłaszcza we wschodniej części obszaru górniczego. Kąty płaszczyzn głównych uskoki, zmierzone w wyrobiskach górniczych, wynoszą zazwyczaj od 60° do 75°. Zrzuty bloków uskokiowych wynoszą od ok. 1 m do 260 m. Kąt upadu w złożu wynosi zwykle od 2° do 10°, ale znaczna część złoża jest niemal płaska (kąt upadu do 4°).

1.4.1.2 Stratygrafia

Stratygrafia w ZG Janina i ZG Sobieski jest bardzo podobna. Jej warstwy węglonośne (karbon) wytworzyły się na osadach składających się z piasków i mulów.

Nadkład na terenie ZG Sobieski zawiera skały czwartorzędowe, trzeciorzędowe i triasowe. Czwartorzęd obejmuje m.in. piaski i glinę, których miąższość wynosi od 0,4 m do 20 m. Skały trzeciorzędowe zawierają ility i łupki marglowe, a rzadziej piaski i piaskowce, o miąższości od kilku metrów do 108 m (odwiert G-5304). Dominujące litotypy triasowe to ility, piaskowce, a także wapień, margle i dolomity.

Na obszarze ZG Sobieski karbońskie warstwy libiąskie i łaziskie, a także utwory orzeskie i rudzkie, zawierają w sobie znaczną liczbę zarówno opłaczalnych, jak i nieopłaczalnych do wydobycia pokładów węgla, a ich głębokość zalegania dochodzi do 1300 m.

Nadkład na terenie złoża ZG Janina obejmuje osady czwartorzędowe, trzeciorzędowe i triasowe, a także produktywnie karbońskie warstwy węglonośne. Czwartorzęd jest dobrze rozwinięty na całym obszarze, z wyjątkiem pasm wzgórz triasowych i kilku obszarów, na których znajdują się wychodne skał karbońskich. Formacje trzeciorzędowe, zawierające ility i ility marglowe, a rzadziej piasek, występują w znacznej części obszaru górniczego, z wyjątkiem jego części północno-wschodniej. Niżej zalegające utwory triasowe (wapień muszlowy, margiel dolomitowy i pstry piaskowce) znajdują się na obszarze pasma wzgórz ciągnących się na północ od obszaru kopalni. Skały karbońskie obejmują mieszaną arkozę stefaniąską i ility brązowo-czerwonawe oraz produktywnie warstwy węgla westfalskiego C-D.

1.4.2 Jakość węgla

Pokłady węgla w ZG Janina i ZG Sobieski zostały sklasyfikowane zgodnie z polskimi normami jako węgiel energetyczny. Jakość węgla określono początkowo na podstawie rdzeni z odwiertów badawczych pokładów. Wyniki rozpoznania przechowywane są w formie dokumentacji papierowej oraz w bazie danych. Dodatkowo regularnie przeprowadza się dalsze badania jakości węgla, które obejmują wykonywanie odwiertów i pobieranie prób bruzdowych na przodkach ścianowych oraz na obszarze prac przygotowawczych. Laboratorium kopalni, certyfikowane zgodnie z Polską Normą, wykonuje odpowiednie analizy dzienne oraz inne rutynowe analizy.

Z wyjątkiem zawartości siarki, parametry jakościowe węgla z obu zakładów wydobywczych mieszczą się w typowych zakresach, których można oczekiwać od węgla w tym wieku i w podobnych uwarunkowaniach osadowych. Zawartość siarki osiąga w niektórych miejscach nawet 4–5%, co jest prawdopodobnie wynikiem występowania w pokładach znacznych skupisk pirytu. Skupiska te zostały odpowiednio rozpoznane przez pracowników kopalni i obszary o wyjątkowo wysokiej zawartości siarki nie są eksploatowane. Tauron jest świadom problematyki związanej z wysoką zawartością siarki w omawianych zakładach, tak więc zakłady wzbogacania węgla posiadają instalacje pozwalające na obniżenie zawartości siarki do poziomów akceptowalnych przy wykorzystaniu węgla do potrzeb elektrociepowniczych. Dzięki temu ZG Sobieski uzyskał od Ministra Środowiska zgodę na zwiększenie dopuszczalnej zawartości siarki w węglu na potrzeby wyliczania zasobów bilansowych z poziomu 2,5% do poziomu 4%.

W przeszłości wykonano badania i analizy parametrów jakościowych pokładów węgla, jednakże problem wysokiego stężenia siarki wymaga ciągłego monitorowania. IMC wyraża przekonanie, że będzie ono w istocie prowadzone przez cały okres eksploatacji obu pól.

1.5 Omówienie rezerw i zasobów

1.5.1 Zestawienie rezerw i zasobów

Zasoby posiadane przez Tauron w obu polach, opisane zgodnie z polskim systemem klasyfikacji, przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 1–4 Zasoby posiadane przez Spółkę zgodnie z polskim systemem klasyfikacji, stan na 31 grudnia 2009

Zakład Górniczy i typ zasobów	Kategoria zasobów [x1000 ton]				
	A	B	C1	C2	Ogółem
ZG Sobieski					
Przemysłowe	4 344	7 959	23 940		36 243
Nieprzemysłowe	68 781	146 229	440 835	332 950	988 795
Pozabilansowe	2 393	19 214	182 163	309 894	513 664
Bilansowe (przemysłowe + nieprzemysłowe)	73 125	154 188	464 775	332 950	1 025 038
ZG Janina					
Przemysłowe	6 915	50 049	216 437	95 794	369 195
Nieprzemysłowe	9 826	53 822	218 707	803 540	1 085 895
Pozabilansowe					515 395
Bilansowe (przemysłowe + nieprzemysłowe)	16 741	103 871	435 144	899 334	1 455 090
Bilansowe ogółem	89 866	258 059	899 919	1 232 284	2 480 128

Poniższe tabele przedstawiają wynik przeliczenia ilości zasobów na międzynarodowy system klasyfikacji, zgodnie z kryteriami opisanymi w rozdz. 1.5.1.

Tabela 1–5 Zestawienie zasobów w przeliczeniu na system klasyfikacji JORC, stan na 31 grudnia 2009

ZG	Zasoby (x1000 ton)*			
	Zmierzone	Wykazane	Domniemane	Ogółem
Sobieski	227 313	464 775	332 950	1 025 038
Janina	120 612	435 144	899 334	1 455 090
Ogółem	347 925	899 919	1 232 284	2 480 128

Zasoby zawierają w sobie rezerwy

Tabela 1–6 Zestawienie rezerw, zgodnie z systemem klasyfikacji JORC, stan na 31 grudnia 2009

ZG	Węgiel	Kategoria (x1000 ton)		Ogółem (x1000 ton)
		Prawdopodobne	Udowodnione	
Sobieski	Energetyczny	17,078	14,657	31,735
Janina	Energetyczny	20,507	3,815	24,322
Ogółem		37,585	18,472	56,057

N.B. Ilości rezerw w poszczególnych pokładach zostały oszacowane w oparciu o dostarczone przez ZG harmonogramy i plany wydobycia na okres od 2010 do 2020 (włącznie). Rezerwy przeznaczone do wydobycia w pierwszym kwartale 2010 r. i z robót przygotowawczych zostały ujęte w sumie ogólnej.

Jak wynika z powyższych tabel, oba zakłady górnicze dysponują odpowiednią ilością zasobów, które w miarę aktualizacji planów biznesowych będą stopniowo klasyfikowane jako rezerwy.

Powyższe wyliczenia rezerw uwzględniają również informacje uzyskane przez ekspertów IMC w trakcie analizy planów wydobycia oraz stopnia rozpoznania poszczególnych parcel/bloków tych rezerw w obu kopalniach. W opinii IMC powyższe wyliczenia są w pełni wiarygodne.

1.6 Kopalnie i ich infrastruktura

1.6.1 Obecnie działające zakłady wydobywcze

Działalność operacyjna obejmuje dwa zakłady wydobywcze w formie kopalń podziemnych. Dostęp do obu zakładów zapewniają pionowe szyby górnicze oraz upadowe prowadzące z powierzchni. Stosuje się ścianową metodę wydobycia, pozwalającą na pełne wybranie pola wybierania. Tauron, poprzez kontrolowaną przez siebie spółkę Południowy Koncern Węglowy S.A. (PKW S.A.) wydobyl w 2009 roku 4,9 Mt węgla metodami podziemnymi. Całość wydobywanego węgla spełnia parametry jakościowe klasy „węgiel energetyczny”. Wydobyty węgiel sprzedawany jest polskim elektrowniom oraz innym odbiorcom poprzez lokalne punkty dystrybucji znajdujące się na terenie całego kraju.

Historia **Zakładu Górniczego Sobieski** sięga roku 1792, kiedy to rozpoczęto wydobycie węgla, pierwotnie na ograniczoną skalę. Obecnie wydobycie prowadzone jest w dwóch lokalizacjach. Transport pracowników oraz materiałów pod ziemię odbywa się w obu tych lokalizacjach, natomiast węgiel wydobywany jest na powierzchnię poprzez upadową oraz za pomocą szybów pionowych. Większość prac prowadzi się na głębokościach do 500 m. Kopalnia posiada sześć działających szybów. Liczba pracowników wynosi 3 093 (stan na 31 grudnia 2009) i w zeszłym roku wydobyla 2 733 224 tony węgla.

Budowę **Zakładu Górniczego Janina** rozpoczęto w 1901 roku, natomiast wydobycie zapoczątkowano w roku 1907. Wydobycie z drugiego obszaru (który nie ma połączenia podziemnego z pierwszym) rozpoczęto w 1974 r. i zakończono w 2004. Obszar ten jest obecnie nieużywany i został zalany. Kopalnia posiada na pierwszym obszarze pięć szybów pionowych oraz upadową prowadzącą ukosem z powierzchni. Większość prac prowadzi się na głębokości do 500 m. Obecnie kopalnia zatrudnia 2 812 osób (stan na 31 grudnia 2009) i wydobyla w zeszłym roku 2 205 585 ton węgla.

W Jaworznie znajduje się **centrala** Spółki, w której pracuje 220 osób (stan na 31 grudnia 2009).

1.6.1.1 Dane historyczne dotyczące produkcji

Dane historyczne dotyczące produkcji węgla przedstawiono w tabelach od Tabela 1–7 do Tabela 1–9 włącznie.

Tabela 1–7 Produkcja węgla handlowego

Kopalnia	Rok	Produkcja węgla handlowego (tony)	Wartość opałowa (MJ/kg ^{ar})	Wilgotność (%)	Zaw. siarki (%)	Zaw. popiołu (% ^{adb})
Janina	2007	1 753 815	19,6	22,4	1,02	9,7
	2008	2 212 670	19,1	24,1	1,14	10,0
	2009	2 205 585	19,5	23,7	1,17	9,1
Sobieski	2007	2 878 320	20,2	20,5	1,12	11,2
	2008	3 360 993	19,1	21,9	1,27	13,0
	2009	2 733 224	19,2	22,1	1,21	12,2
Ogółem	2007	4 632 135				
	2008	5 573 663				
	2009	4 938 809				

Tabela 1–8 Przeróbka węgla – dane historyczne

ZG	Wydobycie brutto (ton)		
	2007	2008	2009
Janina	2 953 632	3 022 307	3 070 515
Sobieski	4 030 079	4 281 500	3 719 900
Ogółem	6 983 711	7 303 807	6 790 415

Tabela 1–9 Jakość mialu energetycznego – typowe wartości

ZG	Wilgotn. całkow. % (ar)	Wilgotn. higroskop. % (adb)	Zaw. popiołu % (adb)	Części lotne % (adb)	Siarka całkow. % (adb)	Wartość opałowa % (adb)	Wartość opałowa % (nar)	Wskaźnik Hardgrove'a
Janina	24,3	9,0	11,3	32,4	1,34	23,4	19,1	55
Sobieski	22,0	8,6	13,2	30,1	1,44	23,3	19,5	55

1.6.1.2 Przewidywane wydobycie

Ekspersi IMC dokonali analizy poziomu wydobycia z obu zakładów górniczych przyjętego w planie biznesowym, który obecnie obejmuje okres 11 lat (2010 do 2020). Spółka przygotowała swoje plany w oparciu o ilość węgla znajdującego się w zasobach, na które posiada koncesje wydobywcze do roku 2017. Można rozsądnie założyć, że koncesje te zostaną przedłużone przynajmniej do roku 2020. Dodatkowo firma posiada plany rozpoznania i wydobywania na obszarach, na które obecnie nie posiada jeszcze odpowiednich koncesji. Zasoby węgla znajdujące się na tych obszarach nie zostały uwzględnione w obecnych planach wydobywania, jednakże ich istnienie oznacza, że plany biznesowe można będzie rozszerzyć. Ekspersi IMC przeanalizowali prognozowane przez kopalnie poziomy wydobywania i stwierdzają, że są one uzasadnione i możliwe do zrealizowania. ZG Sobieski jest w stanie funkcjonować w oparciu o obecne zasoby do roku 2040, natomiast po zagłębieniu szybu Grzegorz ten okres wydłużyłby się do ok. 2064 roku. ZG Janina zakłada obecnie wydobywanie do roku 2039, a po pogłębieniu szybu Janina VI okres eksploatacji zostałby przedłużony do roku 2083.

1.6.2 Zakłady przeróbki mechanicznej węgla

Zarówno ZG Janina, jak i ZG Sobieski posiadają na swoim terenie zakłady wzbogacania węgla.

Oba zakłady posiadają tzw. zwały – wyznaczone place pozwalające na przechowywanie na potrzeby operacyjne zarówno urobku (węgla surowego), jak i produktu końcowego, co umożliwi elastyczne reagowanie na wahania tempa wydobywania w kopalni i przepustowości zakładów wzbogacania węgla, a także na sezonowe i inne wahania popytu. Jednakże w ZG Janina pojemność zwał na gotowy produkt wysyłany do elektrowni jest ograniczona do ok. 95 000 ton. ZG Sobieski posiada zwał o znacznie większej pojemności, co daje spółce dodatkową elastyczność ze względu na możliwość wspólnego wykorzystania obu tych zwałów w celu równoważenia posiadanych zapasów węgla handlowego.

Z biegiem czasu oba zakłady ewoluowały i były stopniowo modyfikowane na przestrzeni wielu lat, przez co ich infrastruktura jest złożona i zawiera znaczną ilość różnorodnych systemów przeróbki oraz transportowych, co skutkuje dużymi wymaganiami w zakresie konserwacji urządzeń i maszyn. Zakłady w różnym stopniu spełniają standardy ochrony środowiska; na wielu pomostach i przejściach przenośników, zwłaszcza w ZG Sobieski, znajdują się znaczne ilości zanieczyszczeń w postaci węgla przesypanych się z przenośników (do wystąpienia tego problemu mógł przyczynić się okres wyjątkowo zimnej pogody, który poprzedził wizytę IMC). Niektóre obszary na terenie zakładu przeróbki węgla w ZG Janina dotknięte zostały tym samym problemem, co wynika z niedoinwestowania w ciągu ostatnich lat.

W oparciu o przeprowadzoną analizę danych historycznych, procesów i systemów operacyjnych, eksperci IMC uważają, że oba zakłady przeróbki węgla posiadają niezbędne moce pozwalające na przeróbkę planowanego wydobycia węgla z kopalni, przy czym w większość sobót ZG Sobieski będzie w dalszym ciągu wykorzystywał swój zakład przeróbki węgla jedynie w systemie dwuzmianowym, co wynika z planów wydobycia. W okresach wyższego tempa wydobycia węgla ZG Sobieski ma możliwość zwałowania znacznych ilości urobku, który będzie stanowił bufor wykorzystywany następnie w okresie przebrojenia wyposażenia ścian wydobywczych.

Węgiel wydobywany w ZG Janina jak i ZG Sobieski został sklasyfikowany wg polskiego systemu klasyfikacji odpowiednio jako węgiel klasy 31.1 i 31.2. Charakteryzuje się on wysoką zawartością wilgotności higroskopijnej i niską wartością opałową. Zróżnicowana jakość urobku umożliwia, zwłaszcza w ZG Sobieski (który posiada systemy pozwalające na ciągłe monitorowanie zawartości popiołu i wilgotności zarówno surowego mialu, jak i produktu finalnego), wydzielenie pewnych ilości surowego węgla przed przeróbką na mokro i mieszanie go z produktem wzbogaconym. Oznacza to, że zakład dysponuje pewną dozą elastyczności, jeżeli chodzi o wzbogacanie węgla, która będzie jednak warunkowana ilością siarki w surowym węglu.

Pomimo iż surowy węgiel urabiany w obu zakładach jest generalnie rzecz biorąc niskiej jakości, to jednak dane historyczne z zakładów przeróbki węgla wykazują, że zakłady te są w stanie wytworzyć węgiel jakości, która jest wymagana na najważniejszych rynkach zbytu, choć wysoki poziom wilgotności higroskopijnej, zwłaszcza w węglu z ZG Janina, oraz ograniczona możliwość suszenia węgla w zakładzie przeróbki mechanicznej wpływają na zdolność dostarczania produktu dla elektrowni spełniającego wymagania dotyczące poziomu wilgotności. Spółka posiada plany inwestycyjne, których celem będzie podwyższenie skuteczności procesów suszenia węgla w zakładzie mechanicznej przeróbki węgla, co powinno w przyszłości skutkować zmniejszeniem tego problemu.

Zakłady wyglądają na odpowiednio utrzymane. Nowoczesne materiały pozwalające na przedłużenie okresów działania i zmniejszenie wymogów konserwacyjnych wykorzystuje się w niewielkim stopniu, choć podjęto już kroki (zwłaszcza w ZG Janina) mające na celu szersze zastosowanie takich materiałów.

Podczas wizyty ekspertów IMC widać było, że w zakładzie narodziło się wiele potrzeb w zakresie działań naprawczych i ulepszeń. Wiele usprawnień udało się już wprowadzić, potrzeba jednak dalszej pracy ze strony kierownictwa zakładu przerobczego oraz realizacji zaplanowanych inwestycji finansowych, aby zagwarantować odpowiednie do zakładanych możliwości wzbogacania urobku.

W porównaniu z podobnymi zakładami na Zachodzie oba zakłady przeróbki węgla mają bardzo wysoki poziom zatrudnienia. Ogółem oba zakłady zatrudniają 630 osób. Zwłaszcza w ZG Sobieski zakład przeróbki węgla zatrudnia znaczną ilość pracowników zajmujących się utrzymaniem i konserwacją sprzętu.

Oba zakłady przeróbki węgla stosują podobne technologie wzbogacania: wzbogacanie w cieczach ciężkich dla węgla gruboziarnistego, osadarki dla średnioziarnistego oraz systemy cyklonowe i wzbogacalniki dla mialu.

Kluczowym aspektem wpływającym na kształt tych systemów przeróbki jest ich zdolność usuwania znacznych ilości siarki, która znajduje się w pokładach węgla eksploatowanych zarówno w ZG Janina, jak i ZG Sobieski. Jest to głównie siarka pirytowa, równomiernie rozłożona w pokładach węgla. W czasie urabiania, odstawy i przeróbki węgla usuwanie pirytu ułatwione jest przez fakt, że jest on relatywnie kruchy. Analiza danych operacyjnych pozwoliła stwierdzić, że znaczne jego ilości są usuwane przez system wzbogacania, dzięki czemu zakłady uzyskują mial handlowy spełniający wymogi zawartości siarki stawiane przez głównych odbiorców.

Oba zakłady przeróbki mechanicznej współpracują z laboratoriami kontroli jakości, akredytowanymi przez Państwowe Centrum Akredytacji. Laboratoria te badają parametry jakościowe węgla przerabianego i handlowego, a także analizują próbki pobierane z urabianych pokładów i odwiertów rozpoznawczych.

Zakłady przeróbki mechanicznej węgla w obu kopalniach posiadają również własne laboratoria zajmujące się przygotowaniem próbek, pobieraniem próbek w celu kontroli procesu i ich analizą. Są one wyposażone w urządzenia Wilpo Rapid Analyser, które pozwalają na szybkie określenie wartości opałowej, zawartości popiołu, wilgotności i siarki w węglu surowym oraz końcowym produkcie, jakim jest węgiel energetyczny.

Eksperti IMC odnotowali, że dokłada się znacznych starań, by odpowiednio wyposażać i wspierać laboratoria analityczne w obu zakładach. Jednakże próbki pobiera się ręcznie; nie są stosowane żadne systemy automatycznego pobierania i dzielenia próbek. Wprawdzie próby pobiera się zgodnie z ściśle ustalonymi procedurami, jednakże pojawiają się pewne wątpliwości co do zdolności do regularnego uzyskiwania w ten sposób reprezentatywnych próbek.

Oboma zakładami przeróbki mechanicznej węgla zarządzają kompetentne zespoły kierownicze, posiadające duże doświadczenie na takich stanowiskach, choć w przypadku ZG Sobieski zespół został osłabiony na skutek przeniesienia jednego z dwóch zastępców Głównego Inżyniera Przeróbki Mechanicznej do ZG Janina. W opinii IMC stopień złożoności obu zakładów wzbogacania węgla, zakres odpowiedzialności

zespołów kierowniczych oraz absolutna konieczność utrzymania dostępności zakładów i zwiększenia wydajności oznaczają, że uzasadnione byłoby wzmocnienie zespołów kierowniczych w zakładach przeróbki mechanicznej węgla zarówno w ZG Sobieski, jak i ZG Janina.

IMC wyraża obawę, że brak odpowiednio ustrukturyzowanych szkoleń i możliwości doszkalania pracowników w zakresie praktyki i technologii wzbogacania węgla (w ramach Spółki lub w zewnętrznych instytucjach edukacyjnych) utrudnia ciągły rozwój zawodowy pracowników, który jest niezbędny dla realizacji założonych przez Spółkę celów, jakimi są zwiększenie wydajności i modernizacja działalności. Sytuacja ta stanowi również barierę dla zmian, może opóźnić wprowadzanie stosowanych w branży najlepszych wzorców i praktyk, a ponadto wzmacnia niektóre obecnie istniejące złe wzorce, co szczególnie odnosi się do nowo zatrudnionych. Kwestiami tymi można by się zająć, podejmując współpracę z lokalnymi uczelniami technicznymi i opracowując specjalne kursy dla zainteresowanych. Odpowiednie pakiety szkoleniowe mogłyby również opracować Instytut Górnictwa i Politechnika.

Jeżeli w obu zakładach wzbogacania węgla wdrożone zostaną obecnie istniejące plany inwestycyjne, to powinny one pomóc utrzymać obecną niezawodność obu zakładów oraz zwiększyć ich wydajność w założonym okresie programowania. Zakłady będą jednak wymagały trwałego, wysokiego poziomu nakładów na materiały i zasoby zużywalne, naprawy, remonty oraz usługi. Jest to uwzględnione w planach Spółki, jednakże IMC pragnie dodatkowo podkreślić, że nieuniknione sprzeczne ze sobą wymagania dotyczące zasobów finansowych nie powinny skutkować zmniejszeniem zasobów przeznaczonych na zagwarantowanie, że oba zakłady przeróbki mechanicznej węgla będą w stanie w dalszym ciągu wzbogacać planowane ilości urobku w sposób pozwalający na spełnianie wymogów jakości produktu końcowego.

Istnieje znaczny potencjał zwiększenia poziomu wydajności i niezawodności zakładów, choć sugestie dotyczące tych aspektów wykraczałyby poza zakres niniejszego raportu.

1.6.3 Kierownictwo

Eksperti IMC odbyli szereg spotkań i dyskusji z kierownictwem różnego szczebla w PKW. Proponowane przez kierownictwo plany wydobywania są osiągalne; co więcej, możliwe będzie ich przekroczenie, jeżeli dostępne będą odpowiednie mechanizmy motywacyjne oraz zastosuje się nowe technologie i dodatkowe zasoby. Jednak analiza zawarta w niniejszym raporcie uwzględnia jedynie technologie, które są obecnie wykorzystywane w obu ZG, lub których wdrożenie jest planowane do roku 2020, oraz plany wydobywania w obrębie obszarów objętych obecnie posiadanymi koncesjami.

Eksperti IMC stwierdzają, że pracownicy Spółki, zarówno w centrali, jak i w Zakładach Górniczych, są osobami otwartymi i chętnymi do współpracy, dobrze wykwalifikowanymi i posiadającymi dogłębną znajomość wyzwań związanych z wydobywaniem znajdujących się tu złóż, co wynika z faktu, że większość z nich jest pracownikami tych ZG już od dłuższego czasu. Podejście Spółki zakłada otwarte i kreatywne myślenie, dzięki czemu nowe technologie można wdrażać zgodnie z potrzebami i bez tworzenia niepożądanych zagrożeń dla działalności firmy czy bezpieczeństwa.

IMC jest zdania, że kierownictwo myśli przyszłościowo, jednak działało do tej pory przede wszystkim w ramach sektora publicznego; istnieją również dowody na to, że firma zatrudnia zbyt dużą ilość pracowników. W sektorze prywatnym firma będzie musiała rozważyć kroki mające na celu zwiększenie efektywności swojej działalności operacyjnej.

1.6.4 Pracownicy

1.6.4.1 Poziom zatrudnienia

Tabela 1–10 zawiera informacje na temat zatrudnienia całkowitego w latach 2007–2009.

Tabela 1–10 Poziom zatrudnienia

Jednostka	2007	2008	2009
ZG Janina	2 820	2 791	2 812
ZG Sobieski	2 981	2 962	3 093
Centrala	218	214	220
Ogółem	6 019	5 967	6 125

Tabela przedstawia stan zatrudnienia na dzień 31 grudnia w danym roku. Spółka oprócz pracowników własnych zatrudnia także podwykonawców, zajmujących się głównie pracami przygotowawczymi i wyspecjalizowanymi. Dane dotyczące podwykonawców na dzień 31.12.2009 r. są podane w Tabeli 1–11.

Tabela 1–11 Dane podwykonawców świadczących usługi na terenie zakładów górniczych Sobieski i Janina

Podwykonawca	Liczba pracowników
ZG Janina	
Konsorcjum Przedsiębiorstw Robót Górniczych i Budowy Szybów S.A.	227
Górnice Przedsiębiorstwo Robót Specjalistycznych HYDROKOP Sp. z o.o.	89
Elektrometal S.A.	56
Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Górnice ROW-JAS Sp. z o.o.	38
ZG Sobieski	
Przedsiębiorstwo Usługowo-Produkcyjno-Handlowe WAMPOL Mystowice	2
Górnice Przedsiębiorstwo Robót Specjalistycznych HYDROKOP	33
Zakład Elektryczno-Budowlany i Przemysłowy	4
LINTER Wolbrom	113
Zakład Wierceń, Kotwień i Usług Górniczych	47
Śląskie Przedsiębiorstwo Inwestycyjne	43

Warto podkreślić, że w ostatnim okresie liczba pracowników w ZG Sobieski zwiększyła się. Inne istotne kwestie związane z pracownikami kopalni to wiek pracowników oraz staż pracy pod ziemią. Tematy te omówiono poniżej.

1.6.4.2 Produktywność pracowników

Jeżeli przyjmie się wykorzystywany na całym świecie wskaźnik produktywności, jakim jest ilość ton na 1 pracownika, to w oparciu o podane średnie ilości ton na osoborok (z wyłączeniem pracowników centrali) produktywność w Spółce zwiększyła się w latach 2007–2008, a następnie spadła w roku 2009, co było skutkiem problemów z wydobywaniem na jednej ze ścian w ZG Sobieski. Dane te przedstawione zostały poniżej, w Tabeli 1–12.

Tabela 1–12 Produktywność pracowników

	Jednostka	2007	2008	2009
Produkcja węgla handlowego ogółem	tony	4 632 135	5 573 663	4 938 809
ZG Sobieski	tony	2 878 320	3 360 993	2 733 224
ZG Janina	tony	1 753 815	2 212 670	2 205 585
Zatrudnienie w Zakładach Górniczych ogółem (stan na 31.12 danego roku)	liczba	5 801	5 753	5 905
ZG Sobieski	liczba	2 981	2 962	3 093
ZG Janina	liczba	2 820	2 791	2 812
Produkcja węgla handlowego na osoborok	ton/osoborok	769,59	934,08	806,34
ZG Sobieski	ton/osoborok	965,56	1 134,70	883,68
ZG Janina	ton/osoborok	621,92	792,79	784,35

1.6.4.3 Profile wieku i doświadczenia

Na prawo do przejścia na emeryturę wpływają dwa kryteria: wiek i ilość lat przepracowanych pod ziemią. Przykładowo po roku 1989 ilość pracowników w ZG Janina znacznie się zmniejszyła, z liczby 6 745 do obecnie zatrudnionych 2 812 osób. Natomiast wydobywanie zmniejszyło się z 3 627 075 ton w roku 1989 do obecnej wartości 2 205 585 ton (2009). Rekrutacja w tym okresie była bardzo ograniczona. Z tego względu obecnie rozkład wiekowy pracowników jest nierównomierny, a na wszystkich poziomach struktury organizacyjnej osoby z dużymi kwalifikacjami i stażem odchodzą z pracy.

Tabela 1–13 Staż i profile wieku pracowników dołowych w ZG Sobieski i ZG Janina

Staż pracowników dołowych			Pracownicy dołowi wg roku urodzenia		
Lata pracy pod ziemią	ZG Sobieski	ZG Janina	Rok	ZG Sobieski	ZG Janina
<1	81		1986–1990	155	75
1–5	712	433	1981–1985	359	232
6–10	126	212	1976–1980	237	179
11–15	99	48	1971–1975	302	405
16–20	310	319	1966–1970	560	651
21–25	706	689	1961–1965	398	304
>25	98	213	1956–1960	106	63
OGÓŁEM	2132	1914	Przed 1955	15	5
			OGÓŁEM	2132	1914

Powyższa Tabela 1–13 ilustruje, jak istotny wpływ mają zasady dotyczące ilości lat przepracowanych pod ziemią i warunki przejścia na emeryturę. W obu zakładach górniczych pracuje już stosunkowo niewiele pracowników posiadających ponad 25 lat stażu pracy pod ziemią. Oznacza to, że w trakcie obowiązywania obecnych planów wydobywania spółka będzie musiała zatrudnić i przeszkolić ponad połowę siły roboczej w obu kopalniach, zakładając ilości pracowników przyjęte w biznesplanach do roku 2020. W obu ZG w ciągu najbliższych pięciu lat niemal połowę pracowników dołowych trzeba będzie zastąpić nowo zatrudnionymi. Sytuacja ta jest skutkiem niezatrudniania nowych pracowników w okresie od 1995 do 2004 roku.

W przypadku pracowników dołowych głównym czynnikiem warunkującym prawo do przejścia na emeryturę jest staż pracy pod ziemią, natomiast dla pozostałych takim czynnikiem jest wiek. Poniższa tabela ilustruje strukturę wiekową całej Spółki.

Tabela 1–14 Struktura wiekowa wszystkich pracowników PKW, stan na 31 grudnia 2009

Przedział wiekowy	Kobiety	Mężczyźni	Ogółem	%
OGÓŁEM	689	5436	6125	100
Poniżej 30	59	1245	1304	21,3
31 do 40	112	1709	1821	29,7
41 do 50	353	2157	2510	41,0
51 do 60	165	318	483	7,9
61 do 65	0	6	6	0,1
Powyżej 65	0	1	1	0

Średni wiek pracownika Spółki wynosi 38,8 (stan na 31 grudnia 2009). W roku 2008 wynosił on 41, a w 2007 – 39.

Jak wynika z powyższych tabel, ze względu na prawo do odejścia na emeryturę po przepracowaniu 25 lat pod ziemią stosunkowo niewiele pracowników kopalni decyduje się pracować dalej po osiągnięciu wieku 50 lat. Osoba, która zaczęła pracę pod ziemią w wieku lat 21, może przejść na emeryturę jeszcze przed pięćdziesiątym rokiem życia. Inne dostępne dane pokazują, że większość pracowników, którzy mają prawo przejść na emeryturę, faktycznie to czyni.

Znaczną część pracowników dołowych da się przeszkolić stosunkowo szybko ze względu na posiadane przez nich wykształcenie techniczne, które otrzymują we wciąż istniejących w tym regionie szkołach technicznych. Jednakże znacznie dłuższym procesem jest rozwój i szkolenie techników i pracowników, których zadaniem jest wykonywanie zadań wymagających wyższych kwalifikacji, a tym bardziej inżynierów i kadry kierowniczej.

Rozkład wiekowy jest podobny na wszystkich poziomach struktury organizacyjnej w Spółce (również dla pracowników dozoru). Rekrutacja i szkolenia prowadzone są w sposób ciągły.

W trakcie rozmów z kierownictwem kadr eksperti IMC zostali zapewnieni, że rekrutacja nie stanowi problemu i że każde zamieszczone ogłoszenie o wakacie spotyka się z nadpodażą kandydatów. Spółka wspiera również studentów kierunków górniczych na uczelniach technicznych.

1.6.5 Bezpieczeństwo i higiena pracy

Tabela 1–15 przedstawia liczbę wypadków w latach 2007–2009. Eksperci IMC zwrócili uwagę na te dane i omówili je szczegółowo ze Spółką.

Tabela 1–15 Statystyki wypadków w latach 2007–2009

Rok	2007			2008			2009		
	ZG Sobieski	ZG Janina	Ogółem	ZG Sobieski	ZG Janina	Ogółem	ZG Sobieski	ZG Janina	Ogółem
Śmiertelne	1	0	1	0	1	1	0	1	1
Ciężkie									
Lekkie	61	63	124	75	62	137	84	60	144
Ogółem	62	63	125	75	63	138	84	61	145

W swojej sprawozdawczości Spółka informuje o wypadkowości zgodnie z wymogami polskiego prawa, jak w Tabeli 1–16 (poniżej).

Tabela 1–16 Wypadkowość w latach 2007–2009, wg danych własnych PKW

Rok	ZG	Liczba wypadków	Dni na zwolnieniu	Wskaźnik ciężkości	Liczba wypadków śmiertelnych na milion ton	Częstotliwość na 100 000 osobodni	Częstotliwość na 1000 pracowników
2009	Sobieski	84	4928	58,7	0,0	12,1	25,8
	Janina	61	4207	70,1	0,3	9,7	20,9
	Ogółem	145	9135	63,4	0,2	10,9	23,4
2008	Sobieski	75	3618	48,2	0,0	11,1	23,9
	Janina	63	4276	68,9	0,46	9,8	20,7
	Ogółem	138	8021	58,6	0,2	10,5	22,3
2007	Sobieski	62	2880	54,6	0,3	9,4	20,7
	Janina	63	4433	70,4	0,0	10,4	22,3
	Ogółem	125	7313	58,5	0,2	9,9	21,5

IMC zwraca uwagę na fakt, że w ciągu ostatnich ośmiu lat miało miejsce pięć wypadków śmiertelnych. Wprawdzie każdy wypadek śmiertelny należy traktować jako wypadek, któremu można było zapobiec, jednak biorąc pod uwagę, że zatrudnionych jest ponad 4000 pracowników dołowych, należy stwierdzić, że jest to stosunkowo niska liczba w porównaniu z innymi kopalniami tej wielkości.

Zauważono tendencję rosnącą w ilości wypadków w ZG Sobieski. W trakcie rozmowy na ten temat z Głównym Inżynierem ds. BHP i Szkolenia nie udało się w sposób jednoznaczny ustalić przyczyny tego stanu rzeczy, choć może on mieć związek z rosnącym odsetkiem nowo zatrudnionych pracowników.

Należy odnotować, że najwięcej wypadków miało miejsce na skutek poślizgnięć i upadków. Nie jest to zaskakujące, gdyż chodniki w kopalni są śliskie na skutek występowania w nich dużej ilości wody. Jednakże eksperci IMC zauważyli również, że niektóre z miejsc były utrzymane mniej starannie, niżby sobie można było życzyć. Ilość wypadków tego typu była wyższa w ZG Sobieski, co może wynikać z konieczności przebywania przez górników na piechotę pod ziemią większych odległości niż w ZG Janina. Kolejną kategorią to wypadki przy ręcznym manipulowaniu i przenoszeniu materiałów i sprzętu. Odnotowano, że pod ziemią znajdują się stanowiska przeładunkowe, gdzie materiały przenosi się z tradycyjnego systemu transportu szynowego na nowszy system podwieszanej kolejki jednoszynowej.

1.6.6 Infrastruktura

Śląsk, jako obszar będący centrum polskiego przemysłu ciężkiego, posiada dobrze rozwiniętą infrastrukturę i jest dobrze skomunikowany z pozostałymi częściami kraju oraz krajami sąsiednimi za pomocą połączeń drogowych, kolejowych i lotniczych. Omawiane połączenia transportowe były rozbudowywane przez lata i są odpowiednie, również biorąc pod uwagę wymagania, które będą stawiane przed nimi w przyszłości. Są one na bieżąco utrzymywane, naprawiane i ulepszane w ramach szeroko zakrojonych programów inwestycyjnych.

Miasto Katowice zlokalizowane jest na Wyżynie Górnośląskiej, w południowej Polsce, pomiędzy Wisłą i Odrą, na przecięciu ważnych europejskich sieci komunikacyjnych.

Na terenie Aglomeracji Śląskiej wciąż istnieją duże ośrodki produkcji węgla i stali, w tym szereg kopalń węgla i dwie duże huty stali: Huta Baildon i Huta Ferrum, a także Huta Metali Nieżelaznych Szopienice.

Oba omawiane w niniejszym raporcie Zakłady Górnicze posiadają odpowiednio rozbudowane systemy załadunku dla transportu drogowego oraz bocznicę umożliwiającą przechowywanie i załadunek węgla, połączone z krajowym systemem sieci kolejowej. Grupa Tauron dysponuje pełnym dostępem do niezbędnej sieci kolejowej, co zwiększa niezawodność dostaw. Odległość punktów załadunkowych od sieci dróg krajowych i sieci kolejowej nie przekracza trzech kilometrów. Węgiel wzbogacony w zakładach przeróbki mechanicznej węgla jest dostarczany koleją i transportem drogowym do elektrowni i hurtowych odbiorców krajowych.

Oba zakłady górnicze posiadają bardzo dobre systemy zasilania w energię elektryczną – minimum dwa 110 kV przyłącza do lokalnej sieci, która jest własnością spółki ENION – operatora systemu dystrybucyjnego wchodzącego w skład Grupy Tauron.

Regionalna sieć elektroenergetyczna jest również połączona z pobliską siecią czeską, co dodatkowo wzmacnia polski system elektroenergetyczny.

CENTREL – nowy międzynarodowy system połączonych sieci elektroenergetycznych w tym regionie Europy, obejmujący m.in. Polskę, Czechy, Słowację i Węgry – został zintegrowany z zachodnioeuropejskim systemem UCPT.

Woda pitna dostępna jest po uzdatnieniu z rzek, zbiorników wodnych i studni, i dostarczana przez zewnętrzne przedsiębiorstwa wodno-kanalizacyjne RPWiK Janina Chriandwand i MPWiK Jaworzno. Na skalę lokalną część tej wody uzyskiwana jest z kompleksu wodonośnego kopalni Janina. Przedsiębiorstwa wodno-kanalizacyjne odpowiedzialne są za dostawę i dystrybucję wody do miejscowości i kopalń, a także za uzdatnianie ścieków.

Woda przemysłowa i na potrzeby przeciwpożarowe uzyskiwana jest poprzez wypompowywanie jej z podziemnego systemu odwadniającego i zrzucanie do powierzchniowych zbiorników i osadników; częściowo jest ona wykorzystywana w obiegu zamkniętym.

Energię ciepłą każdy z ZG nabywa od lokalnych operatorów:

ZG Sobieski od Południowego Koncernu Energetycznego (Elektrociepłownia Jaworzno II), potrzeby na terenach wiejskich uzupełniane są energią ciepłą z kotłowni gazowych, ZG Janina od Nadwiślańskiej Spółki Energetycznej.

Region dysponuje dobrze rozwiniętą siecią państwowych szpitali. Górnicy z PKW wspierają je poprzez akcje charytatywne, co przyczynia się do utrzymania wysokiego poziomu usług.

Oba zakłady posiadają własne, dobrze wyposażone zespoły ratownicze, których działania w wyjątkowo poważnych wypadkach mogą zostać wsparte przez jednostki ogólnopolskie. Zespoły te regularnie uczestniczą w krajowych i międzynarodowych konkursach górniczych zespołów ratowniczych.

Najbliższe lotnisko międzynarodowe znajduje się w Pyrzowicach (30 km na północny zachód od Katowic). Obejmuje ono dwa terminale pasażerskie (A i B) oraz jeden duży terminal towarowy. Kolejne duże lotnisko międzynarodowe znajduje się w podkrakowskich Balicach.

Szkolnictwo stoi na wysokim poziomie. System edukacyjny na Śląsku obejmuje również szkolnictwo wyższe.

Górnośląski miejski system komunikacyjny obejmuje zarówno spółki z sektora prywatnego, jak i publicznego, świadczące usługi transportu autokarowego, autobusowego, tramwajowego i kolejowego.

1.6.7 Kwestie geotechniczne

PKW posiada bogate doświadczenie w zakresie prowadzenia działalności górniczej na wielu pokładach wybierania, w tym również na małych głębokościach. W oparciu o jego ocenę oraz wnioski z wizyty ekspertów IMC pod ziemią stwierdzić można, że stosowane techniki górnicze są adekwatne do warunków górniczych w obu kopalniach.

Ogólnie rzecz biorąc, warunki stropowo-spągowe w kopalniach sprzyjają działalności górniczej, choć w niektórych obszarach można oczekiwać wypiętrzania spągu. Parametry geotechniczne stropu i spągu są regularnie sprawdzane i monitorowane, głównie za pomocą prób penetrometrycznych w odwiertach podziemnych. Pozwala to na określenie parametrów wytrzymałościowych skał stropu i spągu w urabianych pokładach.

Obudowa chodnikowa obejmuje stosowanie łuków podatnych i nie występują tu większe problemy, nawet przy wybieraniu większych gabarytów na potrzeby instalacji wyposażenia ściany. Kotwienie stropu jest stosowane jedynie na bardzo ograniczoną skalę, w których to przypadkach stosuje się kotwy strunowe.

1.6.8 Wyrzuty skał

PKW przeanalizował ryzyko wystąpienia wyrzutów skał i stwierdził, że nie występuje ono w planowanym okresie wydobywania. Ze względu na małą głębokość prowadzonych prac i relatywnie miękkie utwory, w których się je prowadzi, IMC przychyliła się do tej opinii.

Kopalnie stosują się do zaleceń i wytycznych komisji i innych podmiotów zajmujących się kwestiami bezpieczeństwa górniczego. Niedawno zainstalowano również stację monitoringu sejsmicznego.

1.6.9 Wyrzuty gazu

Ze względu na bardzo niską zawartość gazów w pokładach ryzyko to jest znikome w całym okresie objętym biznesplanem, od 2010 aż do 2020 roku.

1.7 Transport

Węgiel z zakładów górniczych PKW dostarczany jest obecnie do klientów koleją i transportem kołowym zgodnie z zapotrzebowaniem. Dostawy hurtowe realizowane są z wykorzystaniem różnych typów wagonów, dostosowanych do grubości węgla, natomiast dostawy do elektrowni z użyciem standardowych składów.

1.8 Projekty

1.8.1 Projekty długofalowe

1.8.1.1 ZG Janina – Pogłębienie szybu wraz z pracami towarzyszącymi – szymb Janina VI

PKW planuje pogłębienie istniejącego szybu Janina VI, położonego w centralnej części obszaru objętego obecnie koncesją. Ma to na celu przedłużenie funkcjonowania kopalni z obecnie planowanego terminu likwidacji w roku 2039 do roku 2083.

Zgodnie z założeniem, szymb Janina VI będzie pogłębiony o 300 m, z obecnego poziomu 500 m do poziomu 800 m. Pogłębiony szymb pozwoli kopalni na dostęp do dodatkowych zasobów w ilości około 130 milionów ton, z czego celem głównym jest pokład 207, o miąższości pokładu od 2 do 5 metrów węgla lepszej jakości.

Szacunkowy koszt projektu to 526,4 miliona zł (według cen nominalnych, bez podatku VAT), a termin realizacji do roku 2024. Koszty projektu obejmują pogłębienie szybu do głębokości 800 m oraz całość wyposażenia szybu i infrastrukturę powierzchniową, a także bezpośrednio powiązane z nowym szymbem wyrobiska chodnikowe i infrastrukturę dołową.

Inne wyrobiska pochyłe zostaną wydrążone pomiędzy istniejącymi poziomami roboczymi, schodząc do głębokości 800 m w innych częściach kopalni. Koszt tych prac nie jest ujęty w podanych szacunkach dla projektu.

1.8.1.2 ZG Sobieski – budowa nowego szybu Grzegorz

PKW planuje zagłębienie nowego szybu Grzegorz na południowym krańcu obecnego obszaru górniczego ZG Sobieski. Projekt ma dwa cele.

Po pierwsze, nowy szymb przedłuży funkcjonowanie kopalni w obszarze objętym koncesją z obecnie planowanego terminu zamknięcia w roku 2042 do roku 2064.

Po drugie, nowy szymb znacząco poprawi dostęp do złóż/zasobów w rejonie pomiędzy ZG Sobieski i ZG Janina. Wnioski o wydanie koncesji wydobywczych na te złoża zostaną złożone w najbliższym czasie. Obecnie firma posiada koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie tych złóż, stworzyła także plan badań na najbliższe trzy lata. Szacuje się, że projekt ten otworzy dostęp do dalszych 100 milionów ton zasobów w tych złożach.

Nowy szymb Grzegorz umiejscowiony będzie w granicach filaru ochronnego autostrady A4, aby w jak najmniejszym stopniu blokował eksploatację zasobów złoża.

Szacunkowy koszt projektu w latach 2010–2020 zamknie się w kwocie 569,4 miliona zł (według cen nominalnych, bez podatku VAT), a termin ukończenia to rok 2020. Koszty projektu obejmują głębenie szybu do głębokości 830 m oraz całość wyposażenia szybu i infrastrukturę powierzchniową, a także bezpośrednio powiązane z nowym szymbem chodniki i infrastrukturę dołową.

Inne szyby pochyłe zostaną wydrążone pomiędzy istniejącymi poziomami roboczymi, schodząc do głębokości 800 m w innych częściach kopalni. Koszt tych prac nie jest ujęty w podanych szacunkach dla projektu.

1.8.2 Perspektywy długofalowe

1.8.2.1 Dodatkowe koncesje na wydobywanie

Oprócz istniejących rezerw i zasobów, opisanych w niniejszym raporcie, PKW jest zainteresowany kilkoma przyległymi rejonami zasobów perspektywicznych. W momencie wizyty ekspertów firma była w trakcie uzyskiwania koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie tych obszarów. W planach wydobywania do roku 2020 przygotowany jest szczegółowy program rozpoznawania za pomocą powierzchniowych otworów geologicznych. Nowe obszary przyczynią się do zwiększenia efektywności wydobywania. Oba zakłady górnicze posiadają potencjał do zwiększenia produkcji ponad poziom obecnie ujęty w planach ruchu.

1.8.2.1.1 Wisła I i Wisła II-1

Są to dwa obszary perspektywicznych zasobów zalegających na wschód od obecnie eksploatowanych zasobów ZG Janina. Jak wynika z szacunków, oba bloki łącznie mogą zawierać rezerwę bilansową (system polski) liczącą 550 milionów ton. Ministerstwo Środowiska wydało świadectwo, zgodnie z którym owe rezerwy bilansowe zakwalifikowane zostały do klasy C₁ i C₂. Zasoby te nie zostały jeszcze dokładnie rozpoznane i ujęte w koncesji wydobywczej, jednak jeżeli dalsze powierzchniowe otwory geologiczne potwierdzą ich wielkość, a firma uzyska stosowne koncesje, znacznie zwiększą one zasoby firmy. Poprawią one również efektywność wydobywania, skracając jednocześnie odległości,

na jakie przewożony jest węgiel do wywiezienia szybem na powierzchnię. Eksperci IMC zapoznali się z planami pokazującymi, w jaki sposób firma planuje udostępnić te zasoby do eksploatacji.

1.8.2.1.2 Buczyna

Jest to obszar położony na południowy wschód od obszaru obecnie objętego koncesją ZG Sobieski. Zgodnie z szacunkami firmy, zawierają one rezerwę bilansową (system polski) liczącą 88 milionów ton. Zasoby te nie zostały jeszcze dokładnie rozpoznane i ujęte w koncesji wydobywczej, jednak jeżeli dalsze powierzchniowe otwory geologiczne potwierdzą ich wielkość, a firma uzyska stosowne koncesje, znacznie zwiększą one zasoby firmy. Poprawią one również efektywność wydobycia, skracając jednocześnie odległości, na jakie przewożony jest węgiel przed wywiezieniem szybem na powierzchnię. Aby udostępnić te zasoby, firma przygotowuje projekt głębień nowego szybu Grzegorz. Umożliwi on nie tylko eksploatację tych zasobów, lecz również otworzy wspólny z ZG Janina dostęp do zasobów położonych pomiędzy obiema kopalniami. Eksperci IMC zapoznali się z planami pokazującymi, w jaki sposób firma planuje udostępnić te zasoby do eksploatacji.

1.8.2.1.3 Dąb, Dąb-Zachód, Dąb-Kroczywiech

Są to perspektywiczne zasoby zalegające pomiędzy istniejącymi zakładami górniczymi. W niektórych miejscach ich położenie pod autostradą A4 może uniemożliwić ich eksploatację, jednak większa część tych zasobów znajduje się pod terenami niezagospodarowanymi. Zgodnie z szacunkami firmy, zawierają one rezerwę bilansową (system polski) liczącą 832 miliony ton węgla. Zasoby te nie zostały jeszcze dokładnie rozpoznane i ujęte w koncesji wydobywczej, jednak jeżeli dalsze powierzchniowe otwory geologiczne potwierdzą ich wielkość, a firma uzyska stosowne koncesje, znacznie zwiększą one zasoby firmy. Poprawią one również efektywność wydobycia, skracając jednocześnie odległości, na jakie przewożony jest węgiel do wywiezienia szybem na powierzchnię. Aby udostępnić te zasoby, firma przygotowuje projekt głębień nowego szybu Grzegorz.

1.8.2.1.4 Inne rejony

Firma jest zainteresowana innymi potencjalnymi rejonami wydobywczymi, graniczącymi z obecnie eksploatowanymi.

1.8.2.2 Potencjalny zakup KWK Bolestaw Śmiały

KWK Bolestaw Śmiały jest położona w obszarze górniczym Łaziska, w środkowej części Górnośląskiego Zagłębia Węglowego. Ta część zagłębia została sklasyfikowana jako Grupa II, co oznacza stosunkowo skomplikowaną budowę geologiczną, związaną z tektoniką. Złoże jest podzielone na pięć części, wzdłuż głównych cech tektonicznych; Aleksander I, II, III, IV oraz Bujaków 2. Historycznie produkcja związana była z rejonami Aleksander, natomiast obecnie trwa w rejonie Bujaków 2.

Kompleks KWK Bolestaw Śmiały zajmuje spory obszar w pobliżu miasta Łaziska Górne i obejmuje dwa szyby umożliwiające dostęp do wyrobisk oraz satelitarny szyb wentylacyjny, położony 6 km dalej w kompleksie leśnym Bujaków. W wyrobiskach podziemnych wykryto obecność gazu, istnieje więc potencjalna możliwość wyrzutów metanu i dlatego kopalnia wykorzystuje zgodny z polskimi normami sprzęt przeciwwybuchowy.

Zakład KWK Bolestaw Śmiały posiada rozbudowany system bocznic kolejowych i dróg wewnętrznych umożliwiających składowanie i załadunek węgla, jest także podłączony do krajowej sieci kolejowej, której węzeł znajduje się ok. 1,5 km od kopalni. Większość produktu z Zakładu Wzbogacania Węgla w KWK Bolestaw Śmiały trafia bezpośrednio do pobliskiej Elektrowni Łaziska magistralną taśmową dostarczającą uśredniony węgiel w tempie 670–860 t/h.

Wzbogacony węgiel jest także transportowany koleją i ciężarówkami do innych polskich elektrowni, cementowni, odbiorców hurtowych i na rynki eksportowe. Kopalnia ma bardzo mocną sieć energetyczną, obejmującą trzy 110 kV przyłącza do lokalnej sieci przesyłowej. Właścicielem i operatorem sieci przesyłowej w okolicy jest Vattenfall (oddział szwedzkiej firmy energetycznej). Polska sieć przesyłowa jest także połączona z systemem energetycznym Czech, co dodatkowo wzmacnia sieci elektroenergetyczne w regionie.

1.9 Kwestie środowiskowe i zarządzanie ochroną środowiska

1.9.1 Ustawodawstwo

Polska posiada dobrze rozwinięte ustawodawstwo, uwzględniające dyrektywy środowiskowe UE, których transpozycji dokonano w procesie przystąpienia do Unii Europejskiej. Przepisy o zasadniczym znaczeniu dla działalności wydobywczej PKW to:

- Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska,
- Ustawa z dnia 13 kwietnia 2007 r. o zapobieganiu szkodom w środowisku i ich naprawie,
- Ustawa z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody,
- Ustawa z dnia 3 lutego 1995 r. o ochronie gruntów rolnych i leśnych,
- Ustawa z dnia 4 lutego 1994 r. Prawo geologiczne i górnicze,

- Ustawa z dnia 18 lipca 2001 r. Prawo wodne,
- Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. o odpadach,
- Ustawa z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym,
- Ustawa z dnia 10 lipca 2008 r. o odpadach wydobywczych,
- Ustawa z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz ocenach oddziaływania na środowisko.

1.9.2 Zezwolenia

Koncesji na poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie udziela Minister Środowiska. Do wniosku należy dołączyć pełne studium wykonalności dla kopalni, w tym oceny oddziaływania na środowisko oraz szczegółowe plany dotyczące wydobycia, infrastruktury i usług. Udzielenie koncesji wymaga uzgodnienia z właściwym organem samorządu terytorialnego.

Zgodnie z Prawem geologicznym i górniczym, każdy zakład górniczy musi posiadać szczegółowy plan pracy, zwany planem ruchu, którego część szczegółowa opracowywana jest na okres trzech lat i zatwierdzana przez dyrektora okręgowego urzędu górniczego. Część podstawowa planu ruchu podlega natomiast aktualizacji w celu dostosowania do istotnych zmian w zakładzie górniczym. Plan podaje między innymi zagadnienia z zakresu ochrony środowiska wraz z obiektami budowlanymi oraz zapobiegania szkodom i ich naprawiania. Wymaga się uprzedniego przedłożenia przez przedsiębiorcę opinii właściwego wójta, burmistrza lub prezydenta miasta, na wydanie której właściwy organ ma 14 dni, po konsultacji ze społecznością lokalną i innymi zainteresowanymi stronami.

Wymagane prawem pozwolenia, w postaci decyzji wydawanych przez właściwego miejscowo wojewodę lub marszałka województwa, regulują środowiskowe aspekty robót górniczych i działalności powiązanej, w tym odwodnienie kopalni, zrzut oczyszczonych wód, emisje lotne oraz wytwarzanie, odzysk i składowanie odpadów. Wniosek o wydanie decyzji podlega opiniowaniu bądź zatwierdzeniu na kilku szczeblach administracyjnych, w tym gminnym, powiatowym i wojewódzkim, a w niektórych przypadkach również na szczeblu ministerialnym.

Decyzje są zwykle wydawane na okres do 10 lat i wyznaczają szereg zasad i warunków, a także limity dla odprowadzanych do środowiska substancji, a także wytwarzanych, odzyskiwanych i składowanych odpadów. Każda istotna zmiana podlega zatwierdzeniu w decyzji zmieniającej poprzednią decyzję. Zrzut wód i składowanie odpadów górniczych wymaga uiszczenia stosownych opłat.

1.9.3 Sytuacja bieżąca

Wydobycie i przeróbka węgla w zakładach górniczych PKW powoduje następujące skutki społeczne i środowiskowe:

- Deformację terenu związaną z prowadzoną eksploatacją oraz szkody spowodowane ruchem zakładów górniczych na terenach rolnych, w lasach, budynkach i infrastrukturze,
- Odwodnienie kopalń i zrzut dużych ilości oczyszczonych wód do okolicznych cieków,
- Prowadzenie gospodarki odpadami górniczymi i z przeróbki węgla.

System zarządzania ochroną środowiska jest skonstruowany w taki sposób, że szczebel centralny PKW odpowiada za ogólny nadzór i ocenę oddziaływania na środowisko, podczas gdy działy ochrony środowiska w ZG Sobieski i ZG Janina prowadzą monitoring, gospodarkę odpadami i czuwają nad przestrzeganiem odpowiednich przepisów środowiskowych. Każdy z zakładów górniczych posiada oddział odpowiedzialny za prognozowanie, monitorowanie i naprawę szkód spowodowanych ruchem zakładu górniczego, a także wypłatę stosownych odszkodowań. PKW posiada certyfikaty poświadczające spełnienie międzynarodowych norm w zakresie systemów zarządzania jakością, środowiskiem oraz bezpieczeństwem i higieną pracy; odpowiednio: ISO14001:2004, ISO9001:2000 i 18001:2004.

Zatwierdzone plany ruchu dla ZG Sobieski i ZG Janina obowiązują do końca roku 2010. Oba zakłady potwierdziły, że prace nad nowymi planami ruchu rozpoczną się w połowie roku 2010, a ich docelowe zatwierdzenie powinno nastąpić nie później niż w grudniu. Proces zatwierdzania planów jest standardowy i Spółka nie spodziewa się żadnych problemów, współpracując już z urzędnikami nad aktualizacją planów. Decyzje środowiskowe wydane dla ZG Sobieski i ZG Janina przedstawia Tabela 1–17; wszystkie są obecnie w mocy. Eksperti IMC dokonali przeglądu wszystkich decyzji, omówili sytuację z pracownikami oraz odwiedzili najważniejsze miejsca i instalacje, zwłaszcza systemy kontroli środowiska i punkty monitoringu. Na ile to było możliwe, stwierdzono, że PKW wypełnia warunki określone w decyzjach, przestrzegając harmonogramów monitoringu i procedur operacyjnych.

Tabela 1–17 Decyzje środowiskowe dla ZG Sobieski i ZG Janina

Typ	Znak/numer decyzji	Termin odnowienia	Organ wydający/Opis
Sobieski			
Pozwolenie wodnoprawne	1/OS/2009	2012	Marszałek Województwa Śląskiego – odwodnienie zakładu górniczego i odprowadzenie wód do rzeki Przemszy
Emisje lotne	SR-III/P/6610/D/42/2/04	2014	Wojewoda Śląski – emisje lotne
Odpady	2554/OS/2009	2019	Marszałek Województwa Śląskiego – wytwarzanie i składowanie odpadów niebezpiecznych i innych niż niebezpieczne
Hałas	SR.III/H-6611/a/9/07	W przypadku istotnych zmian	Wojewoda Śląski – o dopuszczalnym poziomie hałasu przenikającego do otoczenia
Janina			
Pozwolenie wodnoprawne	SR.IV.ZW.6811-127-07	2016	Wojewoda Małopolski – odwodnienie zakładu górniczego i odprowadzanie oczyszczonych ścieków dołowych do Wisły
Odpady	SW.III.MW.7650-26/08	2014	Marszałek Województwa Małopolskiego – pozwolenie na wytwarzanie odpadów oraz składowanie odpadów niebezpiecznych i innych niż niebezpieczne
Odpady	SR.V.EP.6624/7/03	nie oznaczono	Wojewoda Małopolski – zatwierdzenie instrukcji eksploatacji składowiska odpadów pogórnich
Odpady	SW.HI.JP.7657/1-2/09	nie oznaczono	Marszałek Województwa Małopolskiego – zamknięcie części obiektu unieszkodliwiania odpadów wydobywczych i przekazanie władzom lokalnym
Woda	WI.4022-13/09	nie oznaczono	Małopolski Wojewódzki Inspektor Ochrony Środowiska – kara pieniężna za przekroczenie warunków korzystania ze środowiska – przekroczenia wskaźnika zawiesiny ogólnej

Pozwolenia wodnoprawne określają ilość wód dołowych, odprowadzanych z zakładu górniczego, wykorzystywanych na potrzeby własne i odprowadzanych do rzeki, wyznaczając jednocześnie maksymalne wartości parametrów dla zrzucanej wody. Na ZG Janina nałożona została w roku 2009 kara pieniężna za wielokrotne przekroczenia wskaźnika zawiesiny ogólnej w wodzie zrzucanej do rzeki Wisły w roku 2008. Wykonanie tej decyzji zostało następnie odroczone decyzją, która zatwierdziła jednocześnie plan inwestycji „Poprawa jakości odprowadzanych wód dołowych oraz zwiększenie skuteczności ich oczyszczania”. Etap pierwszy tego programu inwestycyjnego, obejmujący zwiększenie pojemności urządzeń sedymentacyjnych w obiegu wodno-mułowym zakładu przerobczego, został zakończony w ostatnim kwartale 2009 r. Etap drugi – przywrócenie funkcjonalności osadników wód dołowych – jest już realizowany i powinien się zakończyć w roku 2014.

Rzeki Przemsza i Wisła, do których trafiają wody odprowadzane z ZG Sobieski i ZG Janina, odbierają także wodę zrzucaną przez kopalnie położone w górnym biegu obu rzek, co powoduje, że ich wody są słabej jakości, zwłaszcza pod względem zasolenia. Począwszy od roku 2013, wraz z rozpoczęciem eksploatacji głębiej położonych pokładów, wody odprowadzane przez ZG Janina będą bardziej zasolone. Pozwolenie wodnoprawne dla ZG Janina, ważne do 2016 r., uwzględnia ten wzrost parametrów i nakłada ostrzejsze wymogi związane z kontrolą i monitoringiem bardziej zasolonej wody. ZG Janina przygotowuje się do wypełnienia tych zaostrzonych norm poprzez przywrócenie funkcjonalności starych osadników. Pozwoli to na wykorzystanie pojemności obecnie funkcjonującego osadnika do retencji bardziej zasolonej wody w okresach, kiedy zasolenie rzeki Wisły przekroczy ustaloną normę 1g/litr, mierzoną w punkcie pomiarowym 23 km w dół rzeki od punktu zrzutu wód z ZG Janina. Kilka z kopalń położonych w górę rzeki od ZG Janina podjęło podobne działania, aby poprawić jakość wód w rzece.

Odpady pogórnice z ZG Sobieski są wykorzystywane jako materiał budowlany lub podsadzkowy bądź też, w przypadku odpadów przerobczych, jako paliwo. Odpady nadmiarowe przekazywane są, na mocy umowy, na składowisko odpadów prowadzone i stanowiące własność CTL Maczki-Bór Sp. z o.o. Podobnie dzieje się z odpadami z ZG Janina, choć zakład ten posiada również własne składowisko odpadów pogórnich. Funkcjonowanie składowiska odpadów pogórnich, należącego do ZG Janina, zostało zatwierdzone stosowną decyzją Wojewody Małopolskiego; wody gruntowe i odcieki są monitorowane. Składowisko odpadów znajduje się na terenie wydzierżawionym od gminy i powinno jeszcze funkcjonować przez około 4 lata. Program stopniowej rekultywacji i docelowego zwrotu tego terenu gminie został już uzgodniony.

PKW realizuje projekty zmierzające do przetworzenia odpadów z przeróbki węgla na paliwo do kotłowni, co powinno doprowadzić do ograniczenia ilości odpadów trafiających na składowiska. Łączny koszt utylizacji odpadów z ZG Sobieski i Janina w roku 2009 wyniósł 14,77 miliona zł.

Emisja pyłów ze źródeł punktowych jest nieznaczna, ponieważ węgiel charakteryzuje się dużą zawartością wilgoci, a jego przeróbka odbywa się „na mokro”. Mimo wszystko, ZG Sobieski posiada decyzję odnoszącą się do niedużej emisji innych substancji, choć nie jest to ścisły wymóg prawa. Emisje niezorganizowane związane z ruchem pojazdów, składowaniem węgla i gospodarką odpadami mogą stanowić problem

w wyjątkowo suchych okresach roku. W chwili obecnej ani ZG Sobieski, ani ZG Janina nie prowadzi monitoringu jakości powietrza atmosferycznego na terenie zakładu. Eksperci IMC są zdania, że taki obowiązek może zostać wprowadzony w przyszłości.

IMC uważa, że PKW kieruje właściwe zasoby do zajęcia się kwestiami środowiskowymi w obydwu zakładach. Wszystkie dane, o które wnioskowali eksperci IMC, zostały im udostępnione. Zespół ekspercki IMC ocenił obecną sytuację w dziedzinie ochrony środowiska w PKW jako zadowalającą i nie dopatrywał się żadnych innych zobowiązań, wykraczających poza realizowane potrzeby związane ze szkodami górnictwami, wypełnianiem warunków określonych decyzjami środowiskowymi i planowaniem docelowej rekultywacji po likwidacji zakładów górniczych.

1.9.4 Odszkodowania za szkody spowodowane działalnością górnictwami

Plany Ruchu zakładów górniczych obejmują przegląd terenów, obiektów budowlanych i infrastruktury technicznej, które mogą znaleźć się w zasięgu wpływów eksploatacji górnictwa. Prognoza wpływu działalności górnictwa wyliczana jest w modelach uwzględniających przesunięcia horyzontalne oraz deformacje powierzchni terenu w trakcie i po zakończeniu eksploatacji górnictwa, a prognozowane skutki zaliczane są do jednej z czterech kategorii wpływu eksploatacji górnictwa. Przed rozpoczęciem eksploatacji w danym rejonie przeprowadzana jest inwentaryzacja budynków i infrastruktury, z przypisaniem poszczególnych obiektów do odpowiedniej kategorii ryzyka pod względem stabilności konstrukcyjnej i odporności na osiadanie terenu.

Eksploatację planuje się w taki sposób, aby, jeżeli to możliwe, omijać tereny gęsto zaludnione i z dużą ilością infrastruktury technicznej. W razie potrzeby PKW podejmuje przed rozpoczęciem eksploatacji działania profilaktyczne, zabezpieczające obiekty budowlane i infrastrukturę techniczną, aby zminimalizować ewentualne szkody i koszty. W przypadku infrastruktury technicznej, takiej jak linie kolejowe, sieci przesyłowe oraz rurociągi wodne i gazowe, PKW podpisuje porozumienia z ich operatorami, ustalając zakres niezbędnych prac oraz wymogi dotyczące monitorowania.

W trakcie i po zakończeniu robót górniczych stosuje się procedury obserwacji i pomiaru wskaźników dla terenu, obiektów budowlanych i infrastruktury technicznej. Strony poszkodowane mogą składać wnioski o naprawę szkód górniczych w ciągu trzech lat od zakończenia eksploatacji. Wszystkie wnioski są rozpatrywane i jeżeli firma uzna je za zasadne, szkody są naprawiane bądź wypłacane jest odszkodowanie. Szkody spowodowane wcześniejszą eksploatacją widoczne są w kilku rejonach, gdzie w wyniku osiadania terenu powstały zalewiska terenowe i podtopienia gruntu. PKW posiada 2 stacje pomp w granicach terenu górnictwa ZG Janina i jedną na terenie górnictwa ZG Sobieski, aby kontrolować zalewiska, planuje się też budowę kolejnej przepompowni na terenie górnictwa ZG Janina.

Koszty prac zabezpieczająco-naprawczych oraz odszkodowań wypłaconych przez ZG Sobieski i ZG Janina w latach 2005–2009 przedstawia Tabela 1–18. Względnie wysoki poziom kosztów w ZG Sobieski w latach 2005/06 związany jest z pracami z zakresu profilaktyki górnictwa i budowlanej, które obejmowały podwyższenie wałów przeciwpowodziowych na rzece Przemszy, wzmocnienie wiaduktu kolejowego, budowę rowów odwadniających i przebudowę rurociągów.

PKW nie posiada szczegółowych prognoz kosztów szkód górniczych, jednak w obu zakładach górniczych oczekuje się, że będą one zbliżone do tych poniesionych w latach 2008/09.

Tabela 1–18 Koszty związane z zapobieganiem i likwidacją skutków szkód górniczych i odszkodowania z tytułu szkód górniczych 2005–2009

Zakład	j. m	2005	2006	2007	2008	2009
ZG Sobieski	tys. zł	3 938,7	10 532,8	8 204,5	6 450,1	3 299,7
ZG Janina	tys. zł	518,2	770,2	1 214,3	1 197,9	1 558,4

Procedury dotyczące szacowania, zapobiegania i usuwania szkód górniczych funkcjonują poprawnie i, na podstawie otrzymanych informacji, zespół ekspercki IMC odniósł wrażenie, że PKW szybko usuwa skutki szkód górniczych, utrzymując dobre stosunki ze wszystkimi zainteresowanymi stronami. Odrzucanych jest stosunkowo niedużo wniosków.

1.9.5 Rezerwa na rekultywację

1.9.5.1 Prace trwające obecnie

ZG Janina posiada program stopniowej rekultywacji składowiska odpadów pogórnictwa i docelowego zwrotu terenu gminie. Składowisko zajmuje łącznie 33 ha, z czego 17,2 ha zostało zrehabilitowane biologicznie w 1998 roku i zwrócone gminie. ZG Janina planuje przystąpić do rekultywacji kolejnych 7,9 ha w roku 2010, w ramach trzyletniego programu uzgodnionego z władzami wojewódzkimi. Szacunkowy koszt tego programu to 4 miliony zł. Podczas wizyty ekspertów IMC zrehabilitowane tereny pokryte były grubą warstwą śniegu, jednak eksperci nie znaleźli żadnych podstaw do podważania jakości wykonanych prac.

ZG Sobieski nie prowadzi obecnie programu rekultywacji, choć część terenów wzdłuż rzeki Przemszy została zrehabilitowana po wykonaniu prac zabezpieczających przed szkodami górniczymi.

Oba zakłady górnicze prowadzą gospodarkę odpadami, zakładającą zbieranie i, tam gdzie to możliwe, powtórne wykorzystanie i odzysk odpadów niegórnictwowych.

1.9.5.2 Likwidacja

Prawo geologiczne i górnicze nakłada na kopalnie obowiązek tworzenia rezerwy i dokonywania corocznych wpłat na fundusz likwidacji kopalni. Wpłaca się pewien procent, pomiędzy 3% i 10%, od amortyzacji środków trwałych zakładu górniczego. Stan środków funduszu likwidacji zakładów górniczych, zgromadzonych do dnia 31.12.2009 roku, wynosi: ZG Sobieski – ok. 12 960 000 zł; ZG Janina – ok. 6 315 000 zł.

Instytut Gospodarki Surowcami Naturalnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk przeprowadził analizę kosztów likwidacji zakładów górniczych PKW, potwierdzając, że obecny poziom wpłat jest wystarczający. To szczegółowe opracowanie zawiera szacunkowe wyliczenia kosztów likwidacji i rekultywacji zakładów górniczych, zarówno częściowej, jak i całkowitej. Rozpatrzono różne scenariusze, wykorzystując w modelowaniu planowany harmonogram funkcjonowania zakładów górniczych, zakładający koniec ich funkcjonowania w roku 2064 w przypadku ZG Sobieski i 2083 w przypadku ZG Janina.

Plan likwidacji obejmuje prace zabezpieczające na dole, likwidację szybów i szybków, usunięcie sprzętu i infrastruktury, a także koszty projektowe i zarządzania. Uwzględnia również działania zabezpieczające i utrzymanie systemów kontroli środowiska podczas etapu zamykania ZG oraz końcową rekultywację terenu. Koszty dwuletniego procesu likwidacji zakładów górniczych, w cenach z 2009 r. wynoszą odpowiednio:

ZG Sobieski	58,4 miliona PLN
ZG Janina	46,8 miliona PLN

W opracowaniu stwierdzono, że przy utrzymaniu obecnego poziomu wpłat na fundusz wystarczające środki zostaną zgromadzone w ciągu ok. 20–25 lat. Przyjmując inny scenariusz, obecną stawkę można by obniżyć do poziomu 1,7% dla ZG Janina i 2,2% dla ZG Sobieski i wówczas środki zostałyby zgromadzone w terminie likwidacji zakładów górniczych.

Zespół IMC uważa, że plany likwidacji są przygotowane kompleksowo, uwzględniając planowane długie funkcjonowanie obu zakładów górniczych. Szacunkowe koszty uwzględniają jedynie siedmioletni okres rekultywacji po likwidacji ZG. Eksperti IMC są zdania, że mogą pojawić się pewne dodatkowe koszty, związane z długofalową gospodarką wodną i monitoringiem po zakończeniu rekultywacji. Jednak, w oparciu o wyniki opracowania, wszelkie dodatkowe koszty zostaną bez problemu pokryte z środków wpłacanych przy obecnie obowiązującej stawce na fundusz likwidacji ZG.

1.10 Koszty

1.10.1 Koszty kopalni węgla

1.10.1.1 Koszty operacyjne – kopalnie

Eksperti IMC przeanalizowali prognozy kosztów operacyjnych wszystkich obszarów działalności zakładu, sporządzone przez kierownictwo PKW. Prognozy te porównano z rzeczywistymi kosztami z lat poprzednich, zaś projekcje na przyszłe okresy zestawiono ze zmianami projekcji działań technicznych w kopalniach.

W wyniku dokonanej oceny eksperti IMC nie stwierdzili żadnych znaczących problemów, które powodowałyby konieczność skorygowania projekcji kosztów operacyjnych. Zdaniem IMC, plany produkcji i założenia budżetów inwestycyjnych są możliwe do zrealizowania.

W poniższej Tabeli 1–19 podsumowano dane historyczne za lata 2007–2009, dotyczące gotówkowych kosztów operacyjnych w przeliczeniu na tonę wyprodukowanego węgla, po odliczeniu kosztów dotyczących pozostałej sprzedaży towarów, materiałów i usług.

Tabela 1–19 Koszt pieniężny netto w przeliczeniu na tonę wyprodukowanego węgla

Pozycja	2007 (PLN/t)			2008 (PLN/t)			2009 (PLN/t)		
	Sob	Jan	PKW	Sob	Jan	PKW	Sob	Jan	PKW
Materiały	16,44	30,96	21,94	15,84	24,96	19,46	21,76	32,42	26,52
Energia	13,11	13,63	13,31	12,92	12,08	12,59	21,06	16,87	19,19
Usługi zewnętrzne	24,88	41,55	31,19	23,30	34,62	27,79	30,88	41,63	35,68
Wynagrodzenia, w tym koszty własne Spółki	77,85	115,86	92,24	79,42	105,86	89,91	107,20	113,38	109,96
Podatki i opłaty	4,67	6,01	5,18	4,37	5,20	4,70	5,12	5,07	5,10
Inne koszty	1,58	3,17	2,18	1,60	1,68	1,63	2,62	1,93	2,31
Pięniężne koszty operacyjne ogółem	138,54	211,19	166,04	137,44	184,39	156,08	188,63	211,30	198,76

Pozycja	2007 (PLN/t)			2008 (PLN/t)			2009 (PLN/t)		
	Sob	Jan	PKW	Sob	Jan	PKW	Sob	Jan	PKW
Koszt wytworzenia produktów na potrzeby własne Spółki	3,04	3,78	3,32	1,15	7,71	3,76	3,63	4,35	3,95
Deputaty	2,04	3,59	2,63	2,23	2,97	2,52	1,46	1,79	1,61
Koszty dotyczące pozostałej sprzedaży towarów, materiałów i usług	1,37	4,57	2,58	0,85	1,72	1,20	1,06	1,64	1,32
Koszt pieniężny netto na tonę	132,09	199,26	157,52	133,21	171,99	148,61	182,48	203,52	191,88

1.10.1.2 Nakłady inwestycyjne – Zakłady Górnicze

W latach od 2007 r. do 2009 r. włącznie PKW zainwestował łącznie 275 milionów zł w ZG Sobieski i Janina, co pokazuje poniższa Tabela 1–20.

Tabela 1–20 Nakłady inwestycyjne w latach 2007–2009

Nakłady inwestycyjne	2007 (tys. zł)	2008 (tys. zł)	2009 (tys. zł)
ZG Janina	24 374	39 030	65 323
ZG Sobieski	58 432	23 965	64 067
PKW ogółem	82 806	62 995	129 391

Eksperti IMC dokonali również analogicznej oceny oszacowań kosztów, sporządzonych przez kierownictwo dla okresu 2010–2020.

Przyszłościowe projekcje finansowe PKW obejmują znaczne nakłady inwestycyjne, opiewające na kwotę około 1,193 mld PLN (według cen nominalnych, bez podatku VAT) za okres od roku 2010 do 2020 włącznie. Nakłady te obejmują budowę nowego szybu w ZG Sobieski oraz zgłębienie szybu ZG Janina VI do poziomu 800 m, a także udostępnienie nowych poziomów wydobywczych, modernizację zakładów przerobczych i rutynowe nakłady odtworzeniowe, wiążące się z działalnością firmy. Zdaniem IMC, założenia budżetowe związane z planami produkcyjnymi są możliwe do zrealizowania.

W wyniku dokonanej oceny eksperti IMC nie stwierdzili żadnych znaczących problemów, które powodowałyby konieczność skorygowania projekcji poziomów nakładów inwestycyjnych. Zdaniem IMC, plany produkcji i założenia budżetów inwestycyjnych są możliwe do zrealizowania.

1.11 Sprzedaż i marketing

Węgiel wydobywany przez PKW klasyfikuje się według Polskiego Systemu Klasyfikacji Węgla jako węgiel płomienny typu 31.1 i 31.2. Cechuje go wysoka zawartość części lotnych, wysoka zawartość wody i niska wartość opałowa. Węgiel ten idealnie nadaje się natomiast dla polskiego przemysłu elektroenergetycznego, na który trafia około 70–80% przeznaczonej do sprzedaży produkcji obu zakładów górniczych.

Okolo 20% do 25% wydobytego przez zakłady górnicze węgla sortymentowego sprzedano na potrzeby rynku ogrzewnictwa domowego i przemysłowego.

Obecne sortymenty węgla produkowane przez Spółkę pokazuje Tabela 1–21:

Tabela 1–21 Obecne sortymenty węgla produkowane przez Spółkę

Produkt	Wartość opałowa Mj/kg	Sobieski		
		Popiół %	Siarka %	Wielkość mm
Gruby I	23	12	1,2	od 63
Orzech I	22	12	1,2	100–40
Orzech II	22	12	1,2	60–25
Groszek	21	13	1,2	40–8
Janina				
Gruby I	22	9	1,1	od 63
Orzech	22	9	1,1	80–35
Groszek	21	9	1,1	40–8
Jarek	21	9	1,1	25–6

Dokonany przez IMC pobieżny przegląd wyników analiz wskazuje, że faktyczna zawartość popiołu w sortymentach grubych i groszku jest znacznie niższa niż w zadeklarowanych parametrach.

Sortymenty grube oraz orzech stanowią największą część oferowanych sortymentów węgla, stanowiąc około 16 do 20%, w zależności od popytu rynkowego. Większość tych produktów trafia na rynek ogrzewnictwa domowego, a niewielka część na eksport.

Produkt 'Jarek', który, jak poinformowano IMC, jest w sprzedaży od dwóch lat, przeznaczony jest na rynek nowoczesnych kotłowni i wydaje się być dobrze przyjęty przez rynek, z szansami na dalszy wzrost.

Te produkty o wysokiej wartości nadal stanowiąc będą niezmiernie ważny element miksu marketingowego, Spółka posiada dobrze osadzoną na rynku infrastrukturę sprzedaży w całym kraju, obejmującą 50 dużych firm, posiadających często po kilka własnych punktów sprzedaży.

Według informacji uzyskanych przez IMC, węgiel gruboziarnisty sprzedawany jest na podstawie kontraktów ok. 35 spółkom „autoryzowanym”, do którego to statusu uprawnia co najmniej trzyletnia historia zakupów w Spółce. Kontrakty te również działają na zasadzie umowy ramowej z corocznymi aktualizacjami.

Sprzedaż dokonywana jest także pozostałej grupie „nieautoryzowanych” firm, w każdym przypadku na podstawie zawartych kontraktów.

Całość węgla gruboziarnistego sprzedawana jest według cen FCA (czyli cen na wyjeździe z zakładu górniczego). Równocześnie jednak spółka dla tych odbiorców, na podstawie zawartej umowy z przewoźnikiem, świadczy usługę spedycyjną obejmującą transport węgla z zakładów górniczych do stacji kolejowych odbiorców w cenach konkurencyjnych do innych producentów.

IMC jest zdania, że plany wydobywcze Spółki przyniosą poprawę jakości wydobywanego węgla, co powinno Spółce pozwolić, pod warunkiem zachowania mocy przerobowych, na dalsze dostarczanie obecnej gamy produktów dla różnych rynków.

Około 50% do 60% wydobytego przez zakłady górnicze węgla energetycznego sprzedano do zakładów energetycznych należących do PKE, w całości należącej do Grupy Tauron, co niesie za sobą korzyści związane z uproszczeniem uzgodnień handlowych pomiędzy stronami.

Umowa o dostawę, zawarta pomiędzy PKE a PKW, dotyczy obu zakładów górniczych i opiera się na pięcioletnim kontrakcie, w ramach którego parametry jakościowe i ilościowe podlegają dorocznej ocenie, po której zawierane są uzgodnione, skorygowane załączniki do kontraktu. Renegocjacja obecnego kontraktu zaplanowana jest na koniec roku 2010.

Parametry umowne dostaw do PKE

Załączniki do umowy precyzują szczegółowe parametry i zakresy wielkości, z podaniem harmonogramu łącznych wielkości dostaw rocznych, jakie mają być dostarczone z każdego zakładu górniczego w każdym roku, w układzie kwartalnym. Decyzje co do przeznaczenia węgla do poszczególnych elektrowni PKE podejmuje na podstawie operacyjnej.

Obecnie obowiązujące parametry kontraktowe dla obu kopalni podsumowuje Tabela 1–22:

Tabela 1–22 Obecne parametry jakościowe paliwa dla elektrowni sprzedawanego PKE

Wartość opałowa kJ/kg	Popiół %	Siarka %	Zakres			
			Min. wart. opałowa	Maks. zawartość popiołu %	Maks. zawartość siarki %	Maks. wilgotność %
19 000	12,0	1,2	18 500	14,0	1,6	22,0

Dostawy kolejowe do elektrowni opierają się na składach wagonów po 1000 ton, przy czym z każdej dostawy pobierana jest próbka w momencie ładowania w kopalni i wyładunku w elektrowni.

1.11.1 Parametry karne

Kontrakt zawiera strukturę kar i nagród, w ramach której cena za tonę ustalana jest na podstawie ustalonej tabeli, uwzględniającej wpływ zmian zawartości popiołu i wartości opałowej. Inne kary finansowe naliczane są w odniesieniu do łącznego tonażu danej dostawy w przypadku niespełnienia innych umownych parametrów jakościowych.

Obecna struktura kar opiera się na:

- zawartości siarki – kara w wysokości 1% ceny faktury za każde 0,1% ponad 1,6%,
- zawartość wody – nie obowiązuje premia za wilgotność poniżej 22%, obowiązuje natomiast kara w wysokości 1,5% ceny faktury za każdy 1% powyżej 22%.

1.11.2 Procedury płatności

Początkowe faktury wystawiane są na podstawie zidentyfikowanej dostawy, ilości ton oraz wyników analizy z kopalni. Następnie, w chwili odbioru w elektrowni, pobierana jest próbka z każdej dostawy. Wyniki, wraz z wynikami podanymi przez kopalnię, łącznie dają uzgodniony, uśredniony poziom jakości danej dostawy. Na podstawie tego wyniku ustalana jest klauzula premii/kary i obliczana jest uzgodniona między stronami cena. Po tym następuje wystawienie formalnej faktury w układzie miesięcznym.

W przypadku niezgodności co do analizy próbki kontrolne zachowywane są do analizy dokonywanej przez osobę trzecią.

Spółka stosuje dwie struktury cenowe – FCA (brama zakładu górniczego) i CPT (cena węgla dostarczonego). Według informacji otrzymanych przez IMC, około 30% węgla dostarczanego zarówno do PKE, jak i na wolny rynek energetyki sprzedawana jest na zasadach CPT. Spółka postawiła sobie za cel całkowite przejście na ceny CPT z kontrolą nad kontraktami transportowymi, co, jak sugerują jej przedstawiciele, niesłoby ze sobą pewne korzyści handlowe.

1.11.3 Dostawy i ceny zbytu w przyszłości

Pozostały węgiel energetyczny wydobywany przez Spółkę sprzedawany jest na wewnętrznym wolnym rynku po cenach zgodnych z aktualnymi cenami rynkowymi.

W sektorze tym panuje duża konkurencja, w związku z czym przewiduje się, iż ruchy cenowe będą w ogólnym zarysie podążały za cenami rynkowymi.

Celem strategicznym Spółki jest zajęcie pozycji głównego dostawcy węgla do PKE i wyjście ze sprzedaży węgla energetycznego na wolnym rynku. Niezależnie od tego, jak potoczy się realizacja tej strategii, ceny rynkowe miały będą duży wpływ na ceny dostaw do PKE.

1.11.4 Inne rynki

Okolo 20 do 25% sprzedaży z kopalni dokonywanych jest w formie różnych sortymentów węgla dostarczanych prawie wyłącznie na rynku ciepłownictwa domowego i przemysłowego.

Te produkty o wysokiej wartości nadal stanowiąc będą niezmiernie ważny element miksu marketingowego, Spółka posiada dobrze osadzoną na rynku infrastrukturę sprzedaży w całym kraju, obejmującą 50 dużych firm, posiadających często po kilka własnych punktów sprzedaży.

Według informacji uzyskanych przez IMC, węgiel gruboziarnisty sprzedawany jest na podstawie kontraktów ok. 35 spółkom „autoryzowanym”, do którego to statusu uprawnia co najmniej trzyletnia historia zakupów w Spółce. Kontrakty te również działają na zasadzie umowy ramowej z corocznymi aktualizacjami.

Sprzedaż dokonywana jest także pozostałej grupie „nieautoryzowanych” firm, w każdym przypadku na podstawie zawartych kontraktów.

Całość węgla gruboziarnistego sprzedawana jest według cen FCA (czyli cen na wyjeździe z zakładu górniczego). Równocześnie jednak spółka dla tych odbiorców, na podstawie zawartej umowy z przewoźnikiem, świadczy usługę spedycyjną obejmującą transport węgla z zakładów górniczych do stacji kolejowych odbiorców w cenach konkurencyjnych do innych producentów.

Zdaniem IMC, plany wydobywcze Spółki doprowadzą do poprawy średniej jakości urobku, co powinno umożliwić Spółce, pod warunkiem utrzymania zdolności przetwórczych, dalsze dostarczanie obecnego asortymentu produktów na różne rynki.

1.12 Ryzyka i szanse

1.12.1 Ryzyka

1.12.1.1 Ryzyko kosztów robocizny

Według projekcji, wzrosty wynagrodzeń mają być, w okresie od roku 2011 do 2020 włącznie, indeksowane inflacją, powiększoną o 1% wskaźnik realnego wzrostu cen. Podwyżki uzgodnione w ciągu ostatnich 3 lat wahały się, ogólnie rzecz biorąc, w zakresie pomiędzy 5% a 8%. W tym okresie nastąpił wzrost zatrudnienia z 6019 pracowników na koniec roku 2007 do 6125 pracowników na koniec roku 2009. Z perspektywy standardów zachodnioeuropejskich poziomy wynagrodzeń są niskie i będą prawdopodobnie wzrastać ponad indeksowane poziomy z lat ubiegłych, co wiąże się ze zrównywaniem wynagrodzeń z innymi krajami UE od czasu przystąpienia do Unii. Spółka uwzględniła tę potencjalną kwestię w swojej strategii, wliczając podwyżkę wynagrodzeń o 3,2% w roku 2010 i przyjmując roczny wzrost nominalnego poziomu wynagrodzeń w latach 2011–2020 na poziomie 3,5% (inflacja na poziomie 2,5% wg założeń Grupy TAURON powiększona o 1% zakładanego wzrostu płacy realnej).

1.12.1.2 Ryzyko wodne

Gospodarka wodna w obu zakładach górniczych wiąże się ze znacznym nakładem pracy. Ekspersi IMC obserwowali istniejące już rozwiązania w tym zakresie i omawiali z kierownictwem możliwość zwiększenia dopływu wody w miarę docierania do zasobów węgla na poziomach głębszych niż eksploatowane obecnie. Kierownictwo PKW zdaje sobie sprawę z takiego przewidywanego wzrostu i posiada plany postępowania w przypadku jego wystąpienia. Pozostaje on jednak dla kopalni czynnikiem ryzyka i wymaga skutecznych działań ze strony kierownictwa.

1.12.1.3 Ryzyko samozapalności

Zagrożenie samozapaleniem węgla w kopalni ocenia się jako wysokie w związku z wysoką reaktywnością węgla. Wcześniejsze przypadki wskazują, że w sprzyjających okolicznościach jest to zagrożenie całkowicie realne. Spółka dobrze zdaje sobie sprawę z tych zagrożeń i posiada dobrze rozwinięte procedury monitorowania, a także zapobiegania i kontroli. Dowodem na to jest niska liczba wypadków

samozapalenia. W najgorszym jednak biegu wydarzeń możliwe jest wyłączenie z produkcji całego oddziału kopalni, połączone ze stratami rezerw i sprzętu.

1.12.1.4 Ryzyko geologiczne

Chociaż struktura geologiczna złoża wydaje się dość przewidywalna po wybraniu jednego pokładu, zawsze istnieje ryzyko napotkania na nieprzewidziane cechy geologiczne. Może to doprowadzić do utraty zdolności produkcyjnych i zwiększenia kosztów udostępnienia złóż.

1.12.1.5 Inne ryzyka

W obu zakładach górniczych istnieje szereg ryzyk, ocenianych jako niskie. Należą do nich zagrożenia wybuchem gazów, wypadkami geotechnicznymi i tąpnięciami oraz innymi zdarzeniami o charakterze sejsmicznym. Podobnie jednak jak w przypadku wszystkich kopalni węgla, ryzyk tych nie można całkowicie pominąć.

1.12.2 Szanse

Redukcja zatrudnienia

Na przestrzeni ostatnich 3 lat w PKW nastąpił nieznaczny wzrost zatrudnienia do poziomu 6 125 pracowników na koniec roku 2009. Według przewidywań zatrudnienie ma być utrzymywane na stabilnym poziomie 6 107 pracowników do roku 2017, a następnie zmniejszać się do 5 953 pracowników na koniec roku 2020. Eksperti IMC nie przeprowadzili pełnej analizy zatrudnienia w obu kopalniach, pragną jednak zauważyć, iż wraz z odpowiednimi wzrostami wydajności pracy przy zastosowaniu nowych technologii istnieje potencjał zmniejszenia poziomu zatrudnienia.

Wprowadzenie nowych technologii

Plan wydobywania obejmuje okres 11 lat i są powody, aby zakładać, że Spółka dążyłaby do zmniejszenia kosztów wydobywania poprzez wprowadzenie nowych technologii, w tym zarówno już istniejących, a nie stosowanych w kopalniach Spółki, jak i technologii dotychczas nie opracowanych. Przykładem nowej technologii, jaką wprowadzono w ostatnim okresie, jest zastosowanie sześciometrowej kotwy strunowej, umożliwiającej drążenie znacznie szerszego czola chodnika, co znacznie przyspiesza prace przy instalacji przodka.

Zwiększenie wydobywania

Jeżeli okaże się, że nowe obszary koncesji będą zgodne z obecnymi oczekiwaniami Spółki, jak najbardziej możliwe jest osiągnięcie większych wielkości wydobywania.

1.13 Wnioski

IMC wyciąga następujące konkluzje z przeprowadzonego przez siebie niezależnego audytu technicznego:

- Kierownictwo obu ZG posiada odpowiedni poziom wiedzy geologicznej i geotechnicznej, pozwalający na odpowiednie wsparcie planowania krótko-, średnio- i długoterminowego; działalność wydobywcza jest prawidłowo zarządzana na poziomie operacyjnym.
- Plany wydobywania uwzględniają wszelkie czynniki geologiczne i geotechniczne, co pozwala na zminimalizowanie prawdopodobieństwa wystąpienia zagrożeń.
- Posiadane i planowane do nabycia przez PKW maszyny i sprzęt górniczy są adekwatne i dostosowane do planów wydobywania i rozwoju kopalń.
- Zakłady mechanicznej przeróbki węgla i powiązana z nimi infrastruktura są zdolne do dalszego dostarczania na rynki zbytu produktu o odpowiedniej jakości, w ilościach odpowiadających planowanemu wydobywaniu.
- Kwestie środowiskowe zarządzane są we właściwy sposób i nie występują czynniki, które mogłyby w znaczący sposób zakłócić wydobywanie; przeciwko kopalni nie toczą się również procesy sądowe.
- Założenia przyjęte na potrzeby oceny nakładów inwestycyjnych i kosztów operacyjnych są właściwe i zasadne.
- Wysokość nakładów inwestycyjnych i kosztów operacyjnych uwzględnionych w modelach finansowych odzwierciedla plany kopalni, harmonogramy prac przygotowawczych i wydobywania oraz przewidywane poziomy wydobywania.
- Ryzyka i szanse zidentyfikowane przez IMC są znane kierownictwu wyższego szczebla; zaplanowano odpowiednie działania mające na celu złagodzenia tych ryzyk. Ponadto plany wydobywania i przewidywane koszty uwzględniają te ryzyka.
- Stosowany system kontroli księgowości pozwala kierownictwu na monitorowanie i prognozowanie poziomu wydobywania i parametrów kosztowych.

2.0 KOPALNIE I INFRASTRUKTURA

2.1 Informacje ogólne

2.1.1 Mapy i plany

W Załączniku C załączono mapy i plany:

Ilustracja 1	Plan lokalizacji i granice obszaru objętego koncesją
Ilustracja 2	Struktura tektoniczna ZG Sobieski
Ilustracja 3	Plan pokazujący lokalizację odwiertów i stropu warstw węglonośnych w ZG Sobieski
Ilustracja 4	Graficzne odzwierciedlenie struktury stratygraficznej pokładów w ZG Sobieski
Ilustracja 5	Przekroje z ZG Sobieski
Ilustracja 6	Plan pokazujący bloki zasobów geologicznych pokładu 207 w ZG Sobieski
Ilustracja 7	Plan pokazujący bloki zasobów geologicznych pokładu 209 w ZG Sobieski
Ilustracja 8	Plan pokazujący bloki zasobów geologicznych pokładu 214 w ZG Sobieski
Ilustracja 9	Plan pokazujący bloki zasobów geologicznych pokładu 301 w ZG Sobieski
Ilustracja 10	Plan pokazujący bloki zasobów geologicznych pokładu 304 w ZG Sobieski
Ilustracja 11	Plan pokazujący przyszłą produkcję w ZG Sobieski do roku 2020
Ilustracja 12	Umiejscowienie odwiertów, struktura tektoniczna i strop warstw węglonośnych w ZG Janina
Ilustracja 13	Graficzne odzwierciedlenie struktury stratygraficznej pokładów w ZG Janina
Ilustracja 14	Przekroje z ZG Janina
Ilustracja 15	Plan pokazujący bloki zasobów geologicznych pokładu 118 w ZG Janina
Ilustracja 16	Plan pokazujący bloki zasobów geologicznych pokładu 119/2 w ZG Janina
Ilustracja 17	Plan pokazujący bloki zasobów geologicznych pokładu 203/3 w ZG Janina
Ilustracja 18	Plan pokazujący bloki zasobów geologicznych pokładu 207 w ZG Janina
Ilustracja 19	Plan pokazujący przyszłą produkcję z pokładu 118 w ZG Janina do roku 2020
Ilustracja 20	Plan pokazujący przyszłą produkcję z pokładu 119/2 w ZG Janina do roku 2020
Ilustracja 21	Plan pokazujący przyszłą produkcję z pokładu 203/3 w ZG Janina do roku 2020
Ilustracja 22	Plan pokazujący przyszłą produkcję z pokładu 207 w ZG Janina do roku 2020

2.1.2 Systemy szacowania rezerw i zasobów

2.1.2.1 Polski system szacowania zasobów

Zasoby znajdujące się na obszarze kopalni, dostępne dla grupy Tauron, są obecnie klasyfikowane zgodnie z polskim systemem klasyfikacji zasobów.

System ten opiera się na podziale zasobów na jasno określone kategorie, łącząc wskaźniki stopnia pewności rozpoznania zasobów oraz kryteria opłacalności ekonomicznej, co umożliwia Skarbowi Państwa monitorowanie istniejących zasobów kopalni i odpowiednie planowanie.

W celu określenia ilości informacji geologicznych niezbędnych, aby przypisać dane zasoby do odpowiedniej kategorii przed podjęciem decyzji inwestycyjnej, złoża mineralne dzieli się na grupy odzwierciedlające formę i złożoność mineralizacji. W Polsce złoża przypisuje się do jednej z trzech grup w zależności od ich wielkości oraz zróżnicowania formy, składu, typu zmineralizowania i gatunku węgla. Grupy te to:

Grupa 1	złoża cechujące się prostą geometrią i strukturą, jednolitą miąższością (która z zasady jest większa od tzw. „miąższości granicznej”, począwszy od której wydobywanie jest opłacalne), a także jednolitym rozkładem substancji szkodliwych oraz węgla różnych klas jakościowych.
Grupa 2	złoża, które albo cechują się prostą strukturą, lecz wykazują nieregularny rozkład węgla różnych klas jakości i substancji szkodliwych, albo <i>vice versa</i> . Miąższość w złożach tej grupy jest zwykle zbliżona do miąższości granicznej, czyli miąższości, począwszy od której wydobywanie jest opłacalne z ekonomicznego punktu widzenia.
Grupa 3	złoża charakteryzujące się skomplikowaną geometrią i strukturą, o bardzo zróżnicowanej miąższości i/lub klasach jakości węgla, oraz inne złoża nie przypisane do grupy pierwszej lub drugiej.

(Na podstawie: Jakubiak i Smakowski, *Classification of mineral reserves in the former Comecon countries*, 1994)

2.1.3 Zasady polskiego systemu klasyfikacji zasobów

Prawo geologiczne i górnicze definiuje złożę jako naturalne lub sztuczne skupisko, którego eksploatacja może przynieść korzyść ekonomiczną. Korzyść ekonomiczna nie jest tu definiowana jedynie jako zdolność do przyniesienia zysku, lecz obejmuje również korzyści społeczne. Największe trudności terminologiczne pojawiają się przy konieczności przełożenia na język angielski systemu klasyfikacji zasobów. Na przykład warto odnotować, że w polskim systemie klasyfikacji nie rozróżnia się odpowiedników terminów *reserves* (dosł. „rezerwy”) i *resources* (dosł. „zasoby”). Oba te terminy obejmuje polski termin „zasoby”.

Zasady leżące u podstaw polskiego systemu klasyfikacji zasobów opierają się na dwóch osiach odniesienia, gdzie oś odciętych obrazuje rosnący stopień rozpoznania zasobów, natomiast oś rzędnych – rosnącą możliwość ekonomicznie opłacalnej eksploatacji tychże zasobów. Jest to system bardzo zbliżony do systemu klasyfikacji USGS 1986, w którym przy wyliczeniach i określaniu zasobów wykorzystuje się takie same zasady ogólne.

Zasoby klasyfikowane są jako zasoby udokumentowane lub zasoby perspektywiczne (wzdłuż osi odciętych) oraz jako ekonomiczne lub nieekonomiczne wzdłuż osi rzędnych (patrz Tabela 2–1 poniżej).

Tabela 2–1 Polski system klasyfikacji zasobów mineralnych

		← Stopień rozpoznania zasobu								
		Zasoby geologiczne								
		Udokumentowane				Perspektywiczne				
		A	B	C ₁	C ₂	Prognostyczne			Teoretyczne	
						D ₁	D ₂	D ₃	E	
Możliwość wykorzystania ekonomicznego ↑	Ekonomiczne	Nadające się do eksploatacji								
		Nienadające się do eksploatacji								
	Nieekonomiczne									

(Na podstawie: Jakubiak i Smakowski, *Classification of mineral reserves in the former Comecon countries*, 1994)

2.1.3.1 Zasoby udokumentowane

„Zasoby udokumentowane” to zasoby, których parametry takie jak m.in. ilość, jakość oraz głębokość zalegania zostały określone za pomocą sieci odwiertów badawczych o wymaganej gęstości i odpowiednio udokumentowane.

Zasoby udokumentowane są następnie przypisywane do kategorii A, B, C1 i C2. Gęstość sieci rozpoznawczej jest kluczowym elementem określającym zakres badań wymaganych dla poszczególnych kategorii. Należy bezwzględnie przestrzegać obowiązujących w tym zakresie przepisów. Wspomniane kategorie to:

- Kategoria A: zasoby rozpoznane z dużym stopniem dokładności i w pełni przeanalizowane z ekonomicznego punktu widzenia. Przyjmuje się, że zasób został oszacowany z dokładnością $\pm 10\%$ jego faktycznej wielkości całkowitej.
- Kategoria B: zdefiniowana jako zasoby rozpoznane z umiarkowanym poziomem dokładności; cechy i właściwości złoża są znane wystarczająco dobrze, by zagwarantować podstawową wiarygodność projektu. Przyjmuje się, że zasób został oszacowany z dokładnością $\pm 20\%$ jego faktycznej wielkości całkowitej.
- Kategoria C1: zasoby takie wymagają dalszych badań mających na celu dokładniejsze określenie ich parametrów, jakości oraz możliwości eksploatacji i łatwości dostępu do nich. Przyjmuje się, że zasób został oszacowany z dokładnością $\pm 30\%$ jego faktycznej wielkości całkowitej.
- Kategoria C2: podobna do C1, lecz zasoby tej kategorii zazwyczaj zostały rozpoznane za pomocą rzadko rozmieszczonych odwiertów lub wychodni. Przyjmuje się, że zasób został oszacowany z dokładnością $\pm 40\%$ jego faktycznej wielkości całkowitej.
- Zasoby przemysłowe (eksploatowalne) ta część zasobów ekonomicznych, która w trakcie planowania kopalni i wydobycia została wyznaczona do wydobycia; wyliczenie tych zasobów uwzględnia straty i przybierki.
- Zasoby nieprzemysłowe część zasobów ekonomicznych, która nie została objęta kategorią zasobów przemysłowych.

(Na podstawie: Jakubiak i Smakowski, *Classification of mineral reserves in the former Comecon countries*, 1994)

2.1.3.2 Zasoby perspektywiczne

Zasoby perspektywiczne dzieli się na zasoby prognostyczne i teoretyczne. Zasoby prognostyczne to te, których istnienie można wywnioskować na podstawie oznak niebezpośrednich, natomiast zasoby teoretyczne to zasoby, których występowania w danym środowisku geologicznym można się spodziewać, lecz nie zostały jeszcze odkryte. Zasoby te nie są uwzględniane przy szacowaniu wielkości zasobów w PKW.

2.1.4 Kryteria bilansowości

Zasoby są również oceniane według innego zestawu kryteriów. Są to tzw. kryteria bilansowości, określające warunki, po spełnieniu których zasoby mineralne mogą być uznane za nadające się do wydobycia z zachowaniem opłacalności ekonomicznej. Kryteria stosowane w celu określenia, czy dane zasoby są bilansowe czy pozabilansowe są złożone, lecz można je podsumować za pomocą kilku łatwych do zrozumienia parametrów, z których najważniejsze to m.in.:

- Minimalna ilość zasobu ekonomicznego.
- Minimalna wymagana średnia jakość węgla i/lub maksymalna dopuszczalna średnia zawartość substancji szkodliwych.
- Wymagania odnoszące się do cech fizycznych, mechanicznych i chemicznych danego złoża.
- Minimalna miąższość.
- Maksymalna głębokość zalegania.
- Wskaźnik N:W (stosunek ilości nadkładu do ilości węgla) danego złoża.
- Maksymalna miąższość intruzji materiału płonnego lub kopaliny niskiej jakości.

Jeżeli złożo spełnia powyższe kryteria, wówczas jest kwalifikowane jako bilansowe. Wszystkie dane na temat wielkości zasobów w złożach ZG Sobieski i ZG Janina przytaczane w niniejszym raporcie mieszczą się w tej kategorii. Zasoby pozabilansowe nie są podawane, przy czym należy zauważyć, iż niewielkie ilości zasobów mogą zostać przekwalifikowane do innej kategorii w miarę postępu robót górniczych.

2.1.5 Metody szacowania wielkości rezerw i zasobów

Jednym z głównych celów niniejszego raportu jest opisanie zasobów i rezerw należących do Zakładów Górniczych Grupy Tauron zgodnie z systemem JORC, który stosuje się dla potrzeb sprawozdawczości publicznej.

Główna różnica dotyczy definicji terminu „rezerwy”:

- W systemie polskim terminem „zasoby” określa się całość szacowanej ilości węgla, który potencjalnie nadaje się do eksploatacji. Natomiast patrząc z punktu widzenia opłacalności ekonomicznej, zasoby węgla dzieli się na dwie podstawowe grupy, do których następnie stosuje się odrębne metody wyliczeń i dokumentowania: zasoby bilansowe (ekonomiczne, tzn. takie, których wydobycie jest opłacalne) i pozabilansowe (obecnie nieekonomiczne, tzn. takie, których wydobycie jest obecnie nieopłacalne).
- W systemie JORC stosuje się termin „rezerwy”, posiadający ściśle określone znaczenie. Termin ten określa jedynie tę część szacowanej ilości potencjalnie nadającego się do eksploatacji węgla, co do której udowodniono, że jej wydobycie jest opłacalne z ekonomicznego punktu widzenia, i która należy do kategorii węgla dobrze rozpoznanego („zmierzony” oraz „wykazany”). Zgodnie z definicjami JORC kategoria „rezerwy” (*reserves*) stanowi podzbiór kategorii „zasoby” (*resources*) i jest mniej więcej tożsama z polskim terminem „zasoby przemysłowe”.

Klasyfikacja JORC (*The JORC Code*) oparta jest na „Zasadach raportowania wyników badań, zasobów i rezerw mineralnych” (*Code for Reporting of Mineral Exploration Results, Mineral Resources and Mineral Reserves*) Institution of Mining and Metallurgy, a na arenie międzynarodowej została przyjęta pod nazwą „Europejskie zasady raportowania rezerw i zasobów mineralnych” (*European Code for Reporting Mineral Reserves and Mineral Resources*). Dla celów giełdowych rezerwy polskie muszą być wyrażone z wykorzystaniem kategorii odpowiadających klasyfikacji JORC.

Podstawowe parametry stosowane przy ocenie zasobów mineralnych są powszechnie przyjęte i jednolite. Wprawdzie wymagane w systemie polskim procedury formalne mogą nieco odbiegać od procedur sugerowanych w wytycznych klasyfikacji JORC, lecz różnice między nimi można uznać za nieistotne z punktu widzenia informacji przydatnych dla potencjalnych inwestorów zainteresowanych kopalnią.

Przy kompetentnym i sprawdzalnym zastosowaniu odpowiednich kryteriów w obu systemach nie powinny wystąpić istotne różnice w szacowanej ilości zasobów węgla w danym złożu. W obu systemach stosuje się m.in. takie parametry opłacalności ekonomicznej jak maksymalna dopuszczalna zawartość substancji niepożądanych, czy minimalne wymagane parametry złoża (miąższość, szerokość, zasoby złoża w tonach, odległość od innych pobliskich złóż nadających się do eksploatacji). Ogólnie rzecz biorąc, suma zasobów ekonomicznie opłacalnych do wydobycia (tzn. „bilansowych”) i nieopłacalnych („pozabilansowych”) w systemie polskim odpowiada tzw. „bazowym zasobom węgla” (*coal resource base*) w systemie JORC (wyliczanym jako suma tzw. zasobów „zmierzonych” + „wykazanych” + „domniemyanych”). W obu przypadkach sumy te to wartości nie uwzględniające jakichkolwiek czynników modyfikujących, które odzwierciedlałyby plany wydobycia czy zasoby nieprzemysłowe.

Niezwykle istotny jest kolejny etap, na którym przedstawia się zależność między bazowymi zasobami węgla a planowanym wydobyciem. Na tym etapie systemy zaczynają się od siebie różnić:

- W systemie polskim zasoby bilansowe modyfikuje się, odliczając zasoby nieprzemysłowe, początkowo szacowane w oparciu o plany rozwoju kopalni i zatwierdzone przez Państwowy Instytut Geologiczny. Wyliczone w ten sposób zasoby węgla określa się jako „zasoby przemysłowe”. Jest to wielkość, z którą porównuje się faktyczne wydobycie w kopalni, ale w praktyce ilość węgla „handlowego” czy też „urabialnego” (a więc takiego, który planuje się faktycznie wydobyć w danej kopalni) może od niej znacznie odbiegać – m.in. regularnie odlicza się „rezerwy nieaktywne”.
- W systemie JORC odnośna część bazowych zasobów węgla otrzymuje status „rezerw” tylko pod warunkiem, że wykonano realistyczną ocenę wykazującą, że wydobycie tego węgla jest możliwe i opłacalne przy przyjęciu uzasadnionych założeń finansowych; w praktyce oznacza to, że plan wydobycia i harmonogram wydobycia są tworzone w połączeniu z modelem finansowym.

Główne różnice pomiędzy systemem polskim a systemem JORC:

- W systemie polskim „zasoby przemysłowe” to wartość globalna, obejmująca wydobycie w całym okresie funkcjonowania kopalni, a więc – w niektórych przypadkach – wyliczona nawet dziesięciolecia przed faktycznym wydobyciem danych partii zasobów.
- W systemie JORC „rezerwy” to wartość odnosząca się do wydobycia będącego częścią aktualnego i realistycznego modelu ekonomicznego, co w praktyce oznacza horyzont wydobycia od 10 do maksimum 20 lat (nie ma możliwości wystarczająco dokładnego modelowania zdyskontowanych kosztów wydobycia w horyzoncie czasowym powyżej 20 lat).

Działalność bieżąca i planowana na najbliższą przyszłość musi być objęta realistycznym i ekonomicznie wykonalnym biznesplanem, popartym harmonogramem wydobycia i planami pokazującymi lokalizację, kolejność i metody urabiania tych partii węgla, które zostaną wydobyte w ramach realizacji biznesplanu. Kiedy analiza ekspercka wykazuje, że dana partia zaplanowanego do wydobycia węgla jest częścią tzw. „zmierzonego” lub „wykazanego” bazowego zasobu węgla (czyli odpowiada „zasobom przemysłowym” w systemie polskim), oraz że szacunki dotyczące ilości ton i jakości węgla odpowiadają rzeczywistości, wówczas dana partia węgla może zostać sklasyfikowana jako „rezerwa” w kontekście zasad JORC.

Dokonanie podziału rezerw na kategorie: „rezerwy udowodnione” i „rezerwy prawdopodobne” leży w gestii odpowiednio wykwalifikowanego eksperta. Główna wytyczna dla tej kategoryzacji to gęstość opróbowania danego złoża. Jeżeli dana partia rezerw należy do polskiej kategorii zasobów typu A lub B (kategorie wyznaczone w oparciu o gęstość sieci rozpoznawczej), to można założyć, że uzasadnione jest przypisanie jej do kategorii „rezerw udowodnionych”. Analogicznie, jeżeli dana partia należy do kategorii C1, można zapewne przypisać ją do kategorii „rezerw prawdopodobnych”. Jednakże decyzja o przypisaniu do konkretnej kategorii powinna być każdorazowo oparta na opinii eksperckiej na temat danego przypadku.

Podejście przyjęte przez IMC polegało na analizie i ocenie danych na temat zasobów określanych w polskim systemie jako „zasoby bilansowe”, następnie zakwalifikowaniu ich do odpowiednich kategorii zasobów węgla wg systemu JORC i wreszcie ocenie tzw. „czynników modyfikujących” w celu wyliczenia tej części zasobów, które można sklasyfikować jako *rezerwy węgla*.

IMC przeanalizowała otrzymane od Grupy Tauron dane dotyczące zasobów i sprawdziła poprawność wyliczeń. Następnie zasoby te zostały przydzielone do kategorii zasobów „zmierzonych”, „wykazanych” lub „domniemanych” zgodnie z zasadami JORC.

Ekspersi IMC przeprowadzili przegląd zestawień rezerw i zasobów poszczególnych jednostek i zakwalifikowali je do odpowiednich kategorii JORC. Zostało to przedstawione w Tabeli 2–2.

Tabela 2–2 Relacje między rezerwami a zasobami – polski system kategoryzacji i system JORC

System polski	System JORC	
	Zasoby nie uwzględnione w szczegółowych biznesplanach (mogą być uwzględnione w długoterminowych planach strategicznych, lecz bez uwzględnienia kosztów)	Rezerwy wyznaczone do wydobycia i uwzględnione w biznesplanie
A	Zasoby zmierzone	Rezerwy udowodnione
B	Zasoby zmierzone	Rezerwy udowodnione
C ₁	Zasoby wykazane	Rezerwy prawdopodobne
C ₂	Zasoby wykazane	–
P ₁	Zasoby domniemane/obszar potencjalnego występowania kopalni	–
P ₂	Zasoby domniemane/obszar potencjalnego występowania kopalni	–

Aby zasoby można było sklasyfikować jako rezerwy, należało udowodnić, że uwzględniono odpowiednie czynniki modyfikujące. W tym celu niezbędne było uwzględnienie możliwości technicznych i opłacalności wydobycia i przetwarzania zasobów. Z tego względu niniejszy raport obejmuje również przegląd i ocenę planów wydobycia i przetwarzania, a także obecną zasadność ekonomiczną tej działalności.

Do rezerw węgla zakwalifikowano jedynie te zasoby przemysłowe, które mogą zostać wydobyte a więc odliczając straty i zasoby nieprzemysłowe. Ogólnie rzecz biorąc, opłacalne do wydobycia „zasoby zmierzone” zostały uznane za „rezerwy udowodnione”, natomiast

„zasoby wykazane” – za „rezerwy prawdopodobne”, przy czym w sytuacjach, gdy istnieją dodatkowe czynniki ryzyka, możliwe jest uznanie zasobów zmierzonych za rezerwy prawdopodobne.

Po dokonaniu oceny wielkości rezerw można przejść do wymodelowania ich wartości. Robi się to z uwzględnieniem tych elementów biznesplanu Spółki, które odnoszą się do opłacalności ekonomicznej. Przy ocenie biznesplanów Tauronu należy więc zwrócić szczególną uwagę na takie elementy jak m.in. planowanie wydobycia, działalność operacyjna i przetwarzanie, stan wyposażenia i infrastruktury, wymagane dodatkowe nakłady inwestycyjne, oraz uwarunkowania rynkowe.

Wszystkie rezerwy przytaczane w tabelach w niniejszym raporcie zostały pomniejszone o wysokość zasobów nieprzemysłowych. Natomiast wielkości zasobów nie zostały pomniejszone o wysokość zasobów nieprzemysłowych i zawierają rezerwy.

Zgodnie z polskim prawodawstwem, okres raportowania obejmuje rok kalendarzowy, tzn. zawiera się w okresie od 1 stycznia do 31 grudnia. Kopalnie obowiązane są przesłać swoje sprawozdania roczne (tzw. „operaty”) do Ministerstwa Środowiska do 31 marca. Z tego względu w trakcie wizyty IMC w kopalniach w lutym 2010 pracownicy obu Zakładów Górniczych byli jeszcze w trakcie obliczania ilości rezerw i zasobów za rok 2009. Dlatego też należy zaznaczyć, że ilości ton węgla za rok 2009 podane w niniejszym raporcie należy traktować jako wartości wstępne. Biorąc pod uwagę doświadczenia z lat ubiegłych, można być całkowicie przekonanym, że podane przez ZG Sobieski i ZG Janina oszacowanie ilości zasobów (które może jeszcze ulec niewielkim modyfikacjom wprowadzonym przez pracowników kopalń przed 31 marca) zostanie zatwierdzone przez Ministerstwo.

2.1.5.1 System klasyfikacji zasobów JORC

System JORC stosowany jest jako system sprawozdawczości w międzynarodowych przedsięwzięciach obejmujących poszukiwanie i rozpoznawanie złóż kopalin. Jego pełny tytuł to *The Australasian Code for Reporting of Exploration Results, Mineral Resources and Ore reserves*. Został on stworzony w roku 1971 przez Joint Ore Reserves Committee (JORC) i jest głównym systemem sprawozdawczości stosowanym w Australii, Kanadzie, Republice Południowej Afryki, Stanach Zjednoczonych, Wielkiej Brytanii i Irlandii. Jest również akceptowany przez wiele krajów w Europie na skutek przyjęcia umowy o inkorporowaniu definicji CMMI (Council of Mining and Metallurgical Institutions) do systemu *Międzynarodowej ramowej klasyfikacji zasobów złóż kopalin (International Framework Classification for Reserves and Resources – Solid Fuels and Mineral Commodities)* stworzonej przez Europejską Komisję Gospodarczą ONZ (UNECE).

Jedną z głównych zasad zawartych w systemie JORC jest wykonywanie raportowania przez tzw. „osobę kompetentną”. „Osoba kompetentna” musi posiadać przynajmniej 5 lat doświadczenia związanego z danym typem kopaliny i rodzajem złóż oraz z rodzajem analizy, którą ma przeprowadzić ta osoba. Tak więc, jeśli „osoba kompetentna” ma za zadanie oceniać zasoby kopaliny lub nadzorować ich ocenę, musi ona posiadać doświadczenie w zakresie szacowania, oceny i ewaluacji zasobów kopalin.

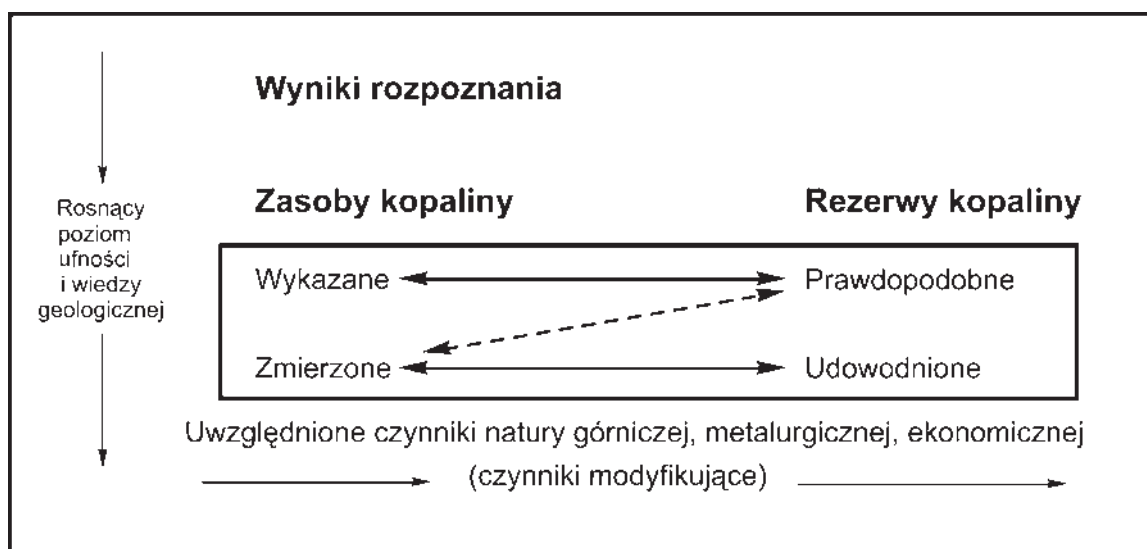
W systemie JORC stosuje się następujące terminy i definicje.

Zasób kopaliny to skupisko lub wystąpienie w lub na skorupie ziemskiej materiału będącego interesującym z punktu widzenia ekonomicznego, w takiej formie, ilości i jakości, że istnieją uzasadnione perspektywy opłacalnej ekonomicznej eksploatacji. Lokalizacja, ilość, klasa, cechy geologiczne i ciągłość zasobu kopaliny są znane, oszacowane lub wywnioskowane na podstawie konkretnych danych geologicznych oraz wiedzy geologicznej. Zasoby kopalin dzieli się na trzy kategorie w zależności od ilości wiedzy geologicznej na ich temat:

- a. **Zmierzone (ang. *measured*) zasoby kopaliny** – jest to część zasobu kopaliny, dla której z dużym poziomem ufności można oszacować: ilość ton, gęstość, kształt, cechy fizyczne, klasę i zawartość kopaliny. Kategoria ta oznacza, że na temat kopaliny uzyskano szczegółowe i wiarygodne dane dzięki odpowiedniemu rozpoznaniu i pobraniu próbek z lokalizacji takich jak wychodnie, wykopy, odkrywki, wyrobiska lub odwierty badawcze, a następnie przeprowadzeniu odpowiednich badań laboratoryjnych. Próbkę pobrano z lokalizacji znajdujących się wystarczająco blisko siebie, by potwierdzić ciągłość klasy i cech geologicznych kopaliny.
- b. **Wykazane (ang. *indicated*) zasoby kopaliny** – jest to część zasobu kopaliny, dla której ze średnim poziomem ufności można oszacować: ilość ton, gęstość, kształt, cechy fizyczne, klasę i zawartość kopaliny. Kategoria ta oznacza, że na temat kopaliny uzyskano dane dzięki odpowiedniemu rozpoznaniu i pobraniu próbek z lokalizacji takich jak wychodnie, wykopy, odkrywki, wyrobiska lub odwierty badawcze, a następnie przeprowadzeniu odpowiednich badań laboratoryjnych. Próbkę pobrano z lokalizacji, których zagęszczenie jest zbyt rzadkie lub zbyt nierównomierne, by móc potwierdzić ciągłość klasy i/lub cech geologicznych kopaliny, lecz wystarczające, by założyć, że ciągłość występuje.
- c. **Domniemane (ang. *inferred*) zasoby kopaliny** – jest to część zasobu kopaliny, dla której z niskim poziomem ufności można oszacować ilość ton, klasę i zawartość kopaliny. Klasę tę przypisuje się na podstawie dostępnych oraz domniemanych (lecz nie zweryfikowanych) danych na temat cech geologicznych i ciągłości złoża. Dane gromadzi się z lokalizacji takich jak wychodnie, wykopy, odkrywki, wyrobiska lub odwierty badawcze. Ilość tych lokalizacji może być ograniczona, a dane – niepotwierdzonej jakości i rzetelności.

Rezerwa kopaliny to możliwa do ekonomicznie opłacalnego wydobycia część zasobów zmierzonych i/lub wykazanych. Obejmuje również zanieczyszczenia kopaliny oraz ewentualne przybierki, które mogą być konieczne w trakcie wydobycia. Przy wyliczaniu rezerwy należy przeprowadzić odpowiednie analizy i badania i uwzględnić czynniki inżynierjno-górniczne, metalurgiczne, ekonomiczne, marketingowe, prawne, środowiskowe, społeczne oraz związane z wymogami ze strony władz. W oparciu o te czynniki może być konieczne odpowiednie zmodyfikowanie wyliczeń dotyczących rezerwy. Celem powyższych oszacowań jest wykazanie, że w momencie ich tworzenia eksploatacja byłaby zasadna. Rezerwy kopaliny dzieli się na dwie kategorie, zgodnie z rosnącym poziomem ufności:

- a. **Rezerwy prawdopodobne** – jest to ekonomicznie opłacalna w eksploatacji część zasobów *wykazanych* oraz, w pewnych okolicznościach, *zmierzonych*. Obejmuje ona również zanieczyszczenia kopaliny oraz przybierki, które mogą być konieczne w trakcie wydobywania. Przy wyliczaniu rezerwy należy przeprowadzić odpowiednie analizy i badania i uwzględnić czynniki inżynierjno-górnictwa, metalurgiczne, ekonomiczne, marketingowe, prawne, środowiskowe, społeczne oraz związane z wymogami ze strony władz. W oparciu o te czynniki może być konieczne odpowiednie zmodyfikowanie wyliczeń dotyczących rezerw prawdopodobnych. Celem powyższych oszacowań jest wykazanie, że w momencie ich tworzenia eksploatacja byłaby zasadna.
- b. **Rezerwy udowodnione** – jest to ekonomicznie opłacalna w eksploatacji część zasobów *zmierzonych*. Obejmuje ona również zanieczyszczenia kopaliny oraz przybierki, które mogą być konieczne w trakcie wydobywania. Przy wyliczaniu rezerwy należy przeprowadzić odpowiednie analizy i badania i uwzględnić czynniki inżynierjno-górnictwa, metalurgiczne, ekonomiczne, marketingowe, prawne, środowiskowe, społeczne oraz związane z wymogami ze strony władz. W oparciu o te czynniki może być konieczne odpowiednie zmodyfikowanie wyliczeń dotyczących rezerw prawdopodobnych. Celem powyższych oszacowań jest wykazanie, że w momencie ich tworzenia eksploatacja byłaby zasadna.



2.2 Zakład Górniczy Sobieski

Eksperti IMC odbyli wizytę w ZG Sobieski w dniach 8–19 lutego 2010 roku. Niniejszy raport oparty jest na informacjach dostarczonych przez pracowników zakładu górniczego oraz centrali PKW.

2.2.1 Mapy i plany

W Załączniku C zawarto następujące mapy i plany:

Ilustracja 1	Plan lokalizacji i granice obszaru objętego koncesją
Ilustracja 2	Struktura tektoniczna ZG Sobieski
Ilustracja 3	Plan pokazujący lokalizację odwiertów i stropu warstw węglonośnych w ZG Sobieski
Ilustracja 4	Graficzne odzwierciedlenie struktury stratygraficznej pokładów w ZG Sobieski
Ilustracja 5	Przekroje z ZG Sobieski
Ilustracja 6 – Ilustracja 10	Plan pokazujący bloki zasobów geologicznych pokładów 207, 209, 214, 301 oraz 304 w ZG Sobieski
Ilustracja 11	Plan pokazujący przyszłą produkcję w ZG Sobieski do roku 2020

2.2.2 Charakterystyka geologiczna

ZG Sobieski jest zlokalizowany we wschodniej części górnośląskiej niecki szczakowsko-wilkoszyńskiej. Geograficznie teren kopalni obejmuje trzy złoża: Jaworzno, Byczyń i Dzieńkowice. Poniżej przedstawiono pokrótce najważniejsze cechy geologiczne obszaru kopalni.

2.2.3 Struktura tektoniczna

Głównym elementem strukturalnym omawianego obszaru jest asymetryczna niecka szczakowsko-wilkoszyńska. Jej oś przebiega przez wschodnią część złoża, z północnego zachodu na południowy wschód. Ta dość skomplikowana struktura warunkuje bieg warstw,

ich kąty upadu oraz zasięg. Bieg warstw w złożu jest wysoce różnorodny: N-S w części południowo-zachodniej, SW-NE w części północno-zachodniej i środkowej, natomiast w części północno-wschodniej: ESE-WNW. Kąt upadu jest różny w poszczególnych częściach omawianego obszaru: bliski zeru w jego centrum, ponad 20° w części północnej i wschodniej, a w części zachodniej – między 4° a 10°.

Jaworzno: obszar ten cechuje się znaczną ilością struktur tektonicznych. Jest podzielony na bloki tektoniczne przez liczne uskoki średniej i dużej wielkości (o zrzutach od kilkunastu do ponad 100 m). Znajdują się tu również różnokierunkowe uskoki nożycowe, co dodatkowo komplikuje strukturę obszaru.

Największe uskoki na obszarze Jaworzno to m.in.:

- Jan Kanty-Bory: przebieg południkowy, zrzut od 220 do 240 m, dzieli omawiany obszar górniczy na część centralną i zachodnią (Podłęże).
- Przemszański: przebieg południkowy, zrzut 140 m, stanowi naturalną zachodnią granicę złóż węgla na omawianym obszarze.
- Książęcy: przebieg równoleżnikowy, zrzut 240 m w części zachodniej. Uskok ten łączy się z uskokiem Jan Kanty-Bory osiągając zrzut ok. 370 m.
- Sobieski: przebieg południkowy, zrzut 5–90 m.
- Południowy: przebieg równoleżnikowy, zrzut od ok. 100 m w części zachodniej do 20 m w części wschodniej; stanowi naturalną granicę omawianego obszaru.
- Ciężkowicki: przebieg NW-SE, zrzut 140 m, wyznacza granicę północno-wschodnią.
- Baliński: przebieg południkowy, zrzut ok. 120 m.
- Szczakowa-Jeziorki: przebieg południkowy, zrzut 60–120 m; znajduje się we wschodniej części omawianego obszaru.
- Królewski, Juliusz-Wilkoszyn i Henryk: przebieg SW-NE, zrzuty odpowiednio: 40–100 m, 10–45 m i 40 m.

Byczyna: Obszar Byczyna zlokalizowany jest w zachodniej części niecki wilkoszyńskiej. We wschodnim skrzydle obszaru warstwy złoża biegną równoleżnikowo i upadają w kierunku południowym pod kątem nie przekraczającym 15°. W skrzydle zachodnim bieg warstw ma kierunek NE-SW i upadają one w kierunku południowo-wschodnim pod kątem od 6° do 12°.

Szereg uskoków, o zrzutach nie przekraczających 180 m, dzieli obszar na poszczególne bloki geologiczne. Obszar zdominowany jest przez pięć najważniejszych systemów uskokowych:

- Bieg od N-S do NNW-SSE, upad 50° – 75°,
- Bieg od W-E do WNW-ESE, upad 70° – 90°,
- Bieg SW-NE, upad 50° – 75°,
- Bieg NW-SE, upad 50° – 75°,
- Bieg NNW-SSE, upad 50° – 80°.

Dzieńkowice: Warstwy na obszarze Dzieńkowice leżą w monoklinie. Ich bieg jest zmienny: w części północnej NNE-SSW, w części wschodniej przechodzi w N-S i NNW-SSE; kąt upadu od 2° do 5°.

Główne uskoki na tym obszarze to: Książęcy i Przemsza. Książęcy, o zrzucie od ok. 270 do 290 m, ograniczony jest od południa przez Podłęże-S. Na obszarze górniczym Jeleń uskok Książęcy zmniejsza swą amplitudę i rozdziela się na dwa uskoki, z których każdy ma zrzut wynoszący ok. 90 m. Uskok Przemsza wyznacza zachodnią granicę obszaru. Przebiega południkowo, a jego zrzut wynosi od 60 do 110 m. W północnej części obszaru Dzieńkowice uskok Przemsza rozdziela się na dwa uskoki: Przemsza I (zrzut 60–80 m) i Przemsza II (zrzut 60 m).

2.2.4 Stratygrafia

Omawiane złoże obejmuje wiele pokładów węgla, zarówno opłacalnych, jak i nieopłacalnych do wydobycia, zalegających na głębokościach do 1300 m. Obejmują one warstwy libiąskie, łaziskie, orzeskie i rudzkie. W skład nadkładu wchodzi skały czwartorzędowe, trzeciorzędowe i triasowe. Poniżej głębokości objętej koncesją zalegają również węglonośne formacje górnokarbońskie, marginalnie warstwy porębskie, grdzieckie i głębsze, oraz diastroficzne karbońskie utwory pochodzenia morskiego (warstwy malinowickie i zalaskie).

2.2.4.1 Czwartorzęd

Na obszarze Jaworzno występują piaski, żwiry i gliny plejstoceńskie i holoceni, o miąższości od kilku do kilkunastu metrów (lokalnie do 50 m). Na obszarze Byczyna miąższość piasków i glin czwartorzędowych wynosi od 0,4 do 20 m (największa jest na południu i zachodzie obszaru). Całość obszaru Dzieńkowice pokryta jest osadami plejstoceńskimi i holoceni, z wyjątkiem triasowych wychodni znajdujących się w południowej części obszaru.

2.2.4.2 Trzeciorzęd

Iły i łupki marglowe, a także sporadycznie piasek i piaskowiec, to główne typy litologiczne na obszarze Jaworzno. Ich miąższość wynosi od kilkunastu do 108 m (otwór badawczy G-5304). Trzeciorzęd odgrywa nieznaczną rolę pod względem kształtowania struktury geologicznej

na obszarach Byczyna i Dzieckowice. Iły mioceńskie, łupki metamorficzne oraz łupki z wapieniem i piaskowcem znajdują się jedynie w wąskim pasie w południowo-zachodniej części obszaru, a ich łączna miąższość wynosi ok. 120 m.

2.2.4.3 Trias

Iły, piaski, piaskowce, piaskowce pstre, wapienie, margle i dolomity, dolomity kruszonośne i wapienie kajprowe, o łącznej miąższości wynoszącej ponad 200 m, to główne skały występujące na obszarze Jaworzno. Obserwuje się je również na obszarze Byczyna, gdzie ich miąższość wynosi od 79,5 m do 140 m. Choć są one również obecne na obszarze Dzieckowice, podległy tu znacznej erozji na skutek kimerydzkich i alpejskich ruchów tektonicznych.

2.2.4.4 Karbon

Na obszarze kopalni osady karbońskie sięgają zwykle do głębokości 1100–1200 m (maksymalnie 1350 m) i są reprezentowane jedynie przez:

- Krakowską serię piaskowcową (westfal C-D), odpowiadającą warstwom libiąskim i łaziskim,
- Serię itową (westfal A-C) – warstwy orzeskie i górne części warstw rudzkich (do stropu pokładu 405),
- Górnośląską serię piaskowcową (namur B-C) – niższe części warstw rudzkich (poniżej pokładu 405),
- Serię paraliczną (namur A) – warstwa marginalna (warstwy porębskie/grodzieckie i niższe).

2.2.4.4.1 Warstwy libiąskie

Na obszarze Jaworzno warstwy libiąskie są reprezentowane lokalnie w części południowej i południowo-wschodniej obszaru. Główne jednostki litologiczne to kruche piaskowce, muły i ily oraz warstwy węgla. Maksymalna miąższość na tym obszarze wynosi ok. 150 m. Ekonomicznie opłacalne pokłady węgla to pokłady 116, 117, 118 i 119.

Gruboziarnisty piaskowiec, zlepieńce, itowce i mułowce, a także pokłady węgla to najważniejsze skały występujące na obszarze Byczyna. Główne pokłady węgla to pokłady od 112 do 119. Miąższość warstw libiąskich na tym obszarze wynosi od 227,7 m do 290,8 m.

2.2.4.4.2 Warstwy łaziskie

Warstwy łaziskie na obszarze Jaworzno są podobne do warstw libiąskich. Główne jednostki litologiczne to mało zwarte piaskowce i zlepieńce oraz niewielkie ilości mułowców i itowców. Średnia miąższość warstw łaziskich wynosi około 700 m. Miąższość pokładów węgla jest zazwyczaj dość duża i nie podlega większym wahaniom. W warstwach tych znajduje się 21 pokładów węgla (pokłady 201–213). Tylko dwa z nich (202 i 202/2) należą do zasobów pozabilansowych.

Na obszarze Byczyna warstwy łaziskie również wykazują podobieństwo do warstw libiąskich. W stropie i spągu pokładów węgla obserwuje się zwykle itowce i mułowce. Pokłady od 201 do 217 (304), wśród których znajdują się również mające znaczną miąższość pokłady 207, 209, 212 i 214, również pojawiają się na tym obszarze. Miąższość całkowita wynosi od 478 m do 594,2 m.

Na obszarze Dzieckowice warstwy łaziskie są złożone; w stropach i spągach pokładów węgla występują głównie mułowce i itowce. Pokłady 211, 212, 213, 213/2 i 214 to najważniejsze pokłady w tej grupie, o miąższości od 0,6 do 3,2 m. Całkowita miąższość warstw łaziskich tu ok. 270–300 m, choć w części południowej może wzrastać do ok. 500 m.

2.2.4.4.3 Warstwy orzeskie, rudzkie i siodłowe

Warstwy orzeskie na obszarze Jaworzno mają formę serii itowo-mułowcowych i piaskowcowych, o miąższości ok. 550 m. Znajdujące się tu pokłady węgla (301–364) charakteryzują się dużą zmiennością pod względem miąższości, jakości i geometrii; wyjątkami są pokłady od 301 do 304/2.

Na obszarze Byczyna warstwy orzeskie składają się z mułowców i piaskowców. Warstwy te zawierają wiele cienkich pokładów węgla. Wyjątkiem są pokłady 301 i 302, których miąższość może osiągać 4 m. Warstwy orzeskie odnotowano tylko w 2 odwiertach: G-6702, usytuowanym blisko północno-wschodniej krawędzi obszaru, gdzie miąższość warstwy wynosi ok. 200 m, oraz G-5906, gdzie miąższość wynosi około 265 m.

Na obszarze Dzieckowice na warstwy orzeskie składają się przede wszystkim mułowce i itowce, natomiast w górnej części zwiększa się obecność piaskowca. Istnieje tu wiele pokładów węgla (od 301 do 364), lecz ich miąższość rzadko przekracza 1 m. Wyjątkami są pokłady 301, 302, 304/2 i 312, których miąższość dochodzi do 4 m. Miąższość warstw orzeskich na obszarze Dzieckowice wynosi ok. 510–530 m.

Warstwy rudzkie na obszarze Jaworzno, począwszy od spągu pokładu 405 (włącznie), kształtują się podobnie do orzeskich. Różnica polega na tym, że litologicznie dominują tu skały bardziej drobnoziarniste. Natomiast poniżej pokładu 405 większy udział mają ponownie piaskowce o grubszym ziarnie. Miąższość warstw rudzkich maleje od 130 m do 0 m. W warstwach tych udokumentowano pięć pokładów węgla, z czego trzy należą do zasobów bilansowych: 401, 405 i 409.

Na obszarze Byczyna warstwy rudzkie formują zespół złożonych warstw, w skład których wchodzi: gruboziarnisty piaskowiec oraz drobnoziarniste mułowce i itowce. Występuje tu kilka pokładów węgla, lecz tylko jeden (409) ma miąższość przemysłową.

Górna część warstw rudzkich na obszarze Dzieńkowice obejmuje skały drobnoziarniste, natomiast pokłady węgla pojawiają się jedynie okazjonalnie (pokłady 401 do 409 o miąższości od poniżej metra do 4,2 m). Niższe części warstw rudzkich składają się głównie z piaskowców z pokładami węgla 416–418. Średnia miąższość tych warstw to od 116 m do 158 m.

Warstwy siodłowe na obszarze Jaworzno wykształciły się głównie jako gruboziarniste piaskowce i zlepieńce. Występują tylko w skrajnie zachodnich i północno-zachodnich rejonach złoża (choć również w części południowo-zachodniej, lecz poniżej głębokości objętej koncesją). Ich miąższość jest zmienna i trudna do ustalenia. Można jednak przyjąć, że zazwyczaj nie przekraczają 40–45 m i wykliniają się. Wśród tych warstw udokumentowano jedynie pokład 510, który na dużym obszarze jest bilansowy, lecz wyklinia się w stronę wschodnią.

Warstwy siodłowe na obszarze Byczyna nie są istotne, jako że występują jedynie lokalnie w przyległych obszarach w formie piaskowca.

Warstwy porębskie wykształciły się w formie serii mułowców i piaskowców z licznymi, cienkimi warstwami węgla, które rzadko osiągają grubość 0,8 m.

Marginalna grupa warstw porębskich/grodzieckich na obszarze Jaworzno zawiera warstwy węgla, które nie mają znaczenia ekonomicznego, ze względu na co nie zostały udokumentowane. Co więcej, prawdopodobnie występują poniżej głębokości granicznej obszaru koncesji, tzn. poniżej 1000 m, z wyjątkiem północno-wschodniej i wschodniej części złoża.

Warstwy porębskie w Dzieńkowicach wykształciły się jako serie mułowców i piaskowców, z licznymi cienkimi warstwami węgla o miąższości poniżej 0,8 m.

2.2.5 Jakość węgla

Pierwotne próby określające jakość węgla zostały wykonane na rdzeniach z otworów geologicznych, a ich wyniki przechowywane są w formie papierowej oraz w bazie danych. Jakość jest regularnie sprawdzana za pomocą kolejnych otworów geologicznych oraz prób bruzdowych z przodków ścianowych i chodnikowych. Analizy wykonywane są codziennie oraz w innych odstępach czasowych przez laboratorium należące do kopalni, działające zgodnie z Polskimi Normami. Zespół IMC odwiedził laboratorium i stwierdził, że są one prowadzone w sposób schludny, a wyniki analiz są odpowiednio dokumentowane.

Wizyta na przodku ścianowym pozwoliła ekspertom IMC stwierdzić, że pokłady węgla są ciągłe i posiadają liczne buty i soczewki pirytowe. Na płaszczyznach łupliwości również widoczne były cienkie żyły pirytu.

Parametry jakościowe i inne cechy pokładów węgla podano w Tabeli 2–3 i 2–4.

Tabela 2–3 Parametry jakości pokładów węgla w ZG Sobieski

Pokład	Zaw. popiołu %	Wartość opałowa kJ/kg	Zaw. siarki (%)		Ciężar właściwy g/cm ³	Typ węgla
			Palna	Całkowita		
117	11,98	22 542	2,59	3,02	1,42	31.1
118	12,71	22 483	2,18	2,55	1,46	31.2
203	12,14	22 136	1,77	2,21	1,38	31.1
204	14,78	21 667	2,9	3,32	1,42	31.2
205	14,78	21 026	1,05	1,8	1,4	31.1
206	13,23	22 559	1,07	1,59	1,39	31.2
207	12,7	23 286	1,47	1,8	1,37	31.2
207/2	11,62	22 772	1,23	1,52	1,37	31.1
208	12,77	23 308	1,69	1,93	1,4	31.2
208/2	12,34	23 107	1,13	1,29	1,35	31.2
209	11,63	23 339	1,17	1,73	1,39	31.2
210	10,46	23 526	1,06	1,14	1,36	31.2
211	11,61	23 488	1,13	1,47	1,37	31.2
212	15,02	22 609	0,92	1,16	1,47	31.2
213	12,83	23 233	1,01	1,17	1,36	31.2
213/2	14,07	22 705	0,78	1,01	1,39	31.2
213/3	12,81	23 153	0,4	0,63	1,37	31.2
214	12,41	22 898	1,03	1,31	1,38	31.2
301	13,51	23 329	1,28	1,68	1,42	31.2
302	14,69	23 349	1,09	1,37	1,40	31.2
302/2	19,98	21 682	1,07	1,29	1,40	31.2
303	13,14	23 279	0,95	1,19	1,38	31.2
303/2	11,75	23 760	0,6	0,82	1,41	31.2
304	13,26	23 253	1,11	1,35	1,38	31.2

Pokład	Zaw. popiołu %	Wartość opałowa kJ/kg	Zaw. siarki (%)		Ciężar właściwy g/cm ³	Typ węgla
			Palna	Całkowita		
304/2	12,96	23 559	0,57	0,83	1,38	31.2
312	12,85	23 689	0,69	0,89	1,41	31.2
318	11,33	23 789	0,98	1,20	1,38	31.2
320	15,31	23 266	0,92	1,23	1,33	31.2
324	12,19	23 940	0,99	1,15	1,42	31.2
324/2	11,28	24 664	0,45	0,61	1,42	31.2
326	13,3	22 621	0,96	1,13	1,37	31.2
327	13,09	24 041	0,90	1,07	1,39	31.2
328	12,12	23 965	0,48	0,60	1,36	31.2
331	13,38	24 560	1,63	1,80	1,38	31.2
334	11,82	24 644	0,94	1,15	1,36	31.2
342	13,8	23 408	1,07	1,27	1,41	31.2
349/2	13,78	23 471	1,44	1,69	1,40	31.2
351	12,5	24 564	0,77	0,92	1,40	31.2
351/2	11,12	24 861	0,47	0,62	1,37	31.2
354	12,62	24 367	0,87	1,09	1,39	31.2
354/2	15,44	23 580	0,92	1,11	1,45	31.2
361	9,73	26 494	0,32	0,49	1,32	31.2
364	9,72	27 989	0,22	0,36	1,35	32.1
401	11,97	26 461	0,45	0,60	1,31	32.1
405	12,8	24 761	0,49	0,63	1,36	31.2
409	15,52	24 857	1,38	1,54	1,41	32.1
510	8,47	27 185	0,34	0,53	1,34	32.1

Tabela 2-4 Parametry jakościowe węgla w pokładach eksploatowanych obecnie lub zaplanowanych do eksploatacji

Obszar	Pokład	Miąszość [Od – do (średnia)]	Wilgotność (%)	Zaw. popiołu (%)	Części lotne (%)	Ciepło spalania [kJ/kg]	Wartość opałowa [kJ/kg]	Siarka całkowita (%)	Cięż. własc. [g/cm ³]
Jaworzno	207	0,7–5,8 (2,64)	2,91–16,39	2,8–38,82	19,29–36,21	15 036–27 796	14 239–27 320	0,21–4,98	1,14–1,51
	209	0,7–4,9 (3,19)	3,58–16,3	5,35–25,12	25,06–34,93	18 347–28 001	17 668–26 811	0,37–4,17	1,14–1,50
	304	0,7–1,6 (1,01)	3,74–14,42	6,1–28,75	28,02–37,18	19 958–28 541	19 000–27 383	0,16–4,35	1,09–1,54
	304/2	0,6–3,0 (1,22)	3,24–12,7	4,8–24,95	24,95–34,96	16 772–27 930	19 364–26 782	0,19–2,92	1,11–1,55
Byczyna	207	2,4–5,5 (4,72)	14,05–20,88	6,01–16,42	24,97–36,28	22 554–27 810	21 420–26 696	0,48–3,03	1,19–1,51
Dzieńkowice	304/2	1,75–2,30 (1,94)	7,03–7,86	8,75–17,26	32,31	23 790–27 188	22 816–26 114	0,56–2,56	1,23–1,37

2.2.6 Inne czynniki geologiczne

Na roboty górnicze wpłynąć może szereg zagrożeń i ryzyk naturalnych. Najważniejsze z nich to:

- Uwarunkowania hydrogeologiczne
- Uwarunkowania geotechniczne
- Sejsmika i osiadanie
- Ciągłość pokładów
- Obecność gazów i pyłu węglowego
- Samozapłon

Eksperti IMC stwierdzili, że kierownictwo kopalni zdaje sobie sprawę z istnienia tych zagrożeń naturalnych i wdraża odpowiednie plany mające na celu łagodzenie ich ewentualnych skutków.

Wizyta ekspertów IMC pod ziemią na przodku ścianowym pozwoliła stwierdzić, że urabianie odbywa się w sposób właściwie zorganizowany oraz że stosowane są niezbędne środki ostrożności, takie jak odprowadzanie wód poprzez odpowiedni system odpływowy, izolację zrobów za pomocą pianki oraz wzmocnienia stropów.

2.2.7 Czynniki hydrogeologiczne

Woda występuje w kopalni w dużych ilościach i mogłaby utrudniać wydobywanie. Jednakże kopalnia posiada wysoce skuteczny system odwadniania i monitorowania. Składające się na niego kanały, rurociągi i pompy pozwalają na efektywne odpompowywanie wody na powierzchnię. Kierownictwo i pracownicy kopalni skutecznie radzą sobie z wszelkimi trudnościami powodowanymi przez występującą w kopalni wodę.

Na terenie ZG Sobieski istnieją trzy główne warstwy wodonośne powiązane z utworami przepuszczalnymi: czwartorzędowe, triasowe i karbońskie.

Zwierciadło wody czwartorzędowej znajduje się w piaszczystych żwirach i występujących lokalnie soczewkach gliny i mułu naniesionych przez rzeki i lodowce. Cechuje je wysoka przepuszczalność. Miąższość osadów czwartorzędowych ma od 45 m w niektórych miejscach do zera na wzgórzach. Współczynnik filtracji mieści się w zakresie od $k=1,5 \times 10^{-5}$ m/s do $k=2,3 \times 10^{-4}$ m/s.

Poziom triasowy na obszarze ZG Sobieski to warstwa nieciągła. Składa się przede wszystkim z nawęglonego wapienia muszlowego, pstrych itów retu, średniego i drobnoziarnistego piaskowca i kajpru. Występuje tu nieciągła krasowa warstwa wodonośna. Kolejna występuje w warstwach piaskowca. Współczynnik filtracji triasowych warstw wodonośnych wynosi od $k = 3,7 \times 10^{-4}$ do $4,2 \times 10^{-8}$ m/s.

Karbońskie warstwy wodonośne związane są z grubymi warstwami kompleksów piaskowca warstw łaziskich (krakowska seria piaskowcowa) i orzeskich (seria mułowcowa). Głębsze warstwy wodonośne znajdują się poniżej głębokości dokumentowania, głównie w piaskowcach rudzkich.

Współczynnik filtracji formacji łaziskich osiąga ok. 10^{-5} m/s na głębokości ok. 200 m i zmniejsza się do ok. 10^{-7} m/s poniżej tej głębokości. Współczynniki filtracji w piaskowcowych warstwach orzeskich wynoszą od $k=2,4 \times 10^{-6}$ m/s do $k=4,5 \times 10^{-6}$ m/s.

Średnie zmierzone ilości wody pompowanej na poszczególnych poziomach kopalni podano w Tabeli 2–5.

Tabela 2–5 Dane dotyczące wody pompowanej w ZG Sobieski w 2009

Poziom [m]	Typ pompy	Ilość	Wydajność [m ³ /min]	Średnia ilość wody przepompowanej w 2009 [m ³ /min]
300 m rejon Piłsudski	OW300/5	5	12	11,12
	OW200/5	1	5	
500 m rejon Piłsudski	OW250	9	8,2	15,31
		2	6,8	
215 m rejon Sobieski	OW300	4	12	10,08
500 m rejon Sobieski	OW250	9	8,2	22,45
		1	10	

Przeważająca ilość wód dołowych w ZG Sobieski pochodzi ze źródeł statycznych, czego dowodem są znaczne dopływy w nowo udostępnionych obszarach. Średnie dopływy roczne z lat 2007–2009 zestawiono w Tabeli 2–6.

Tabela 2–6 Całkowity dopływ do ZG Sobieski w ciągu ostatnich trzech lat

Rok	Dopływ roczny ogółem (ZG Sobieski) [m ³ /min]
2007	58,00
2008	58,73
2009	58,96

2.2.8 Sejsmika i osiadanie

Znikoma aktywność sejsmiczna związana jest z postępowaniem ścian. Dzięki odpowiednim pracom profilaktycznym, zastosowaniu odpowiedniego sprzętu oraz dostosowaniu postępów oddziaływań wydobywczych do warunków sejsmicznych nie zanotowano dotychczas poważniejszych niekorzystnych zdarzeń. Mimo że występujące na tym obszarze pomniejsze wstrząsy nie stanowią zagrożenia dla eksploatacji, firma zainstalowała system monitoringu sejsmicznego, który pozwoli na zbadanie wartości referencyjnych, jako że planuje się w przyszłości eksploatować głębiej położone pokłady. Krótka wizyta przedstawicieli IMC w stacji monitoringu sejsmicznego pozwoliła stwierdzić, że drgania rejestrowane są w czasie rzeczywistym, a wszelkie nietypowe wydarzenia natychmiast zgłaszane zespołom dołowym oraz kierownictwu. Dane zbierane są ze stropu i spągu wyrobisk (odpowiednio 100 m powyżej i 40 m poniżej pokładów węgla) i poddawane wstępnej analizie wykonywanej przez geofizyków kopalnianych za pomocą zakupionego przez firmę oprogramowania. Wszystkie dane są następnie przesyłane do Górnośląskiej Regionalnej Sieci Sejsmologicznej w Górnośląskim Instytucie Górnictwa w Katowicach w celu poddania dalszej analizie.

Na omawianym obszarze górniczym spodziewać się można osiadania powierzchni terenu o 2,8–3,2 metra. Jednakże przy wyliczaniu wielkości osiadania należy uwzględnić współczynnik osiadania, który zgodnie z wyliczeniami pracowników kopalni wynosi 0,7.

2.2.9 Wymywanie

W kopalni nie miały miejsca żadne poważniejsze przypadki wymywania z wyjątkiem pokładu 207, który w pewnych miejscach został wymyty całkowicie lub którego miąższość została zmniejszona do 0,8–1,2 m. W innych pokładach również miały miejsce pomniejsze wymycia erozyjne. Jednakże nie stanowi to zagrożenia dla działalności eksploatacyjnej kopalni.

2.2.10 Rozwarstwianie i łączenie się pokładów

Jedynie pokłady 304 i 304/2 mają tendencję do rozwarstwiania się i łączenia na omawianym obszarze. Są one dobrze rozpoznane, a ich przebieg precyzyjnie wyznaczony w ramach wyrobiska. Ich rozwarstwienie może miejscowo dochodzić do 0,8 m.

2.2.11 Zagrożenie gazowe

W pokładach węgla eksploatowanych przez ZG Sobieski występują jedynie znikome ilości gazu i w kopalni nie występuje zagrożenie metanowe. Mimo że metan występuje w próbkach powietrza jedynie w tak nieznacznych ilościach (poniżej 0,1% CH₄), jest on regularnie monitorowany przez pracowników kopalni zgodnie z obowiązującymi w Polsce przepisami. Wartości zmierzone między wrześniem a grudniem 2009 podano w Tabeli 2–7.

Tabela 2–7 Pomiary zawartości metanu w ZG Sobieski, wrzesień–grudzień 2009

Data	Pokład	Pozycja	Lokalizacja	CH ₄ m ³ /Mg csw
10.09.2009	207	500	Przejście III	0,008, 0,005
11.09.2009	207	500	Pochylnia I	0,082, 0,074
12.10.2009	207	500	Pochylnia VIII	0,000, 0,002
20.10.2009	304/1	500	Nr 734	0,001, 0,000
20.10.2009	304/2	500	Nr 734	0,005, 0,002
30.10.2009	209	500	XIII	0,001, 0,000
05.11.2009	207	500	Pochylnia I	0,063, 0,081
05.11.2009	304/1	500	Przejście II transport	0,001, 0,000
05.11.2009	304/2	500	Przejście II transport	0,002, 0,000
19.11.2009	207	500	Pochylnia VIII	0,000, 0,002
24.11.2009	207	500	Pochylnia I	0,003, 0,000
30.12.2009	209	500	XIII	0,026, 0,019
30.12.2009	304	500	Przejście II transport	0,000, 0,000
30.12.2009	304/2	500	Przejście II transport	0,000, 0,000

2.2.12 Zagrożenie wybuchem pyłu węglowego

W ZG Sobieski przeprowadza się okresowe kontrole zawartości części niepalnych stałych lub wody przemijającej w pyłe kopalnianym, a także ilość zalegającego pyłu węglowego oraz intensywność jego osiadania (klasa A). W Tabeli 2–8 podano zestawienie klasy zagrożenia wybuchem pyłu węglowego zgodnie z polskim systemem klasyfikacji.

Tabela 2–8 Kategorie zagrożenia wybuchem pyłu węglowego, ZG Sobieski

Pokład	Partia	Klasa
207	E-Wschód II	A
207	C, E-Wschód, E-Zachód	A
302	Podłże N i S	A
209	C, D, E-Zachód	A
209	E-Wschód	A
207	Byczyna II	A
209	Wschód	A
304/1	Podłże N i S	A
304/2	Podłże N i S	A

2.2.13 Samozapłon

Wszystkie pokłady eksploatowane w kopalni są sklasyfikowane jako klasa IV lub V, co zgodnie z polskim systemem klasyfikacji oznacza wysoką samozapalność (patrz Tabela 2–9) o średnim okresie inkubacji wynoszącym około 30 dni. Z tego względu ryzyko pożaru stanowi poważne zagrożenie dla prowadzonych robót. Jednakże kierownictwo kopalni wdrożyło niezbędne środki pozwalające na zwalczanie ewentualnych pożarów: prowadzony jest regularny monitoring pod kątem wystąpienia nadmiernej temperatury i tlenu węgla, zarówno w ścianach, jak i w pustych wyrobiskach. W przeszłości miały miejsce przypadki stwierdzenia nadmiernej temperatury. Obszary, gdzie wystąpiło to zjawisko, były natychmiast odcinane i gaszone przy wykorzystaniu azotu i wody. Wszelkimi kwestiami związanymi z samozapłonem zajmuje się Zespół ds. Rozpoznawania i Zwalczania Zagrożeń Naturalnych i Bezpieczeństwa Powszechnego, którego spotkania odbywają się co najmniej raz na miesiąc.

Tabela 2–9 Parametry samozapalności pokładów węgla w ZG Sobieski

Oddział	Pokład, partia	Wskaźnik samozap. Sz ^a [°C/min]	Energia aktywacji A [kJ/mol]	Grupa samozapalności
G – 1	209 – Wschód	116 ÷ 204	31 ÷ 59	IV – V
G – 2	207 – Wschód	111 ÷ 178	32 ÷ 58	V
G – 2	207 – Buczyna	122 ÷ 186	34 ÷ 60	V
G – 3	304 – Podłężę N	134 ÷ 208	37 ÷ 59	V
G – 3	304/2 – Podłężę N	118 ÷ 198	35 ÷ 54	IV – V

* I = Bardzo niska skłonność do samozapłonu; II = niska skłonność; III = średnia skłonność; IV = wysoka skłonność; V = bardzo wysoka skłonność

2.2.14 Rezerwy i zasoby

2.2.14.1 Dostępne dane

Wszystkie dane z badań geologicznych dostępne są zarówno w formie dokumentów elektronicznych, jak i papierowych. Przeanalizowane dane były odpowiednio przechowywane i uporządkowane. Losowo wybrane do inspekcji dokumenty w formie papierowej były dobrze zachowane i czytelne.

2.2.14.2 Rozpoznanie i odwierty

Działalność górnicza w omawianym regionie rozpoczęła się w początkach XIX wieku, tak więc dostępne są duże ilości informacji geologicznych. W późniejszym okresie stosowano wschodnioeuropejskie standardy badań geologicznych i prac przygotowawczych, wykorzystywane w praktycznie wszystkich krajach dawnego bloku socjalistycznego. Dzięki temu całe zagłębie węglowe zostało rozpoznane zgodnie z najwyższymi standardami. Bardzo wysoką jakość rozpoznania potwierdziła również analiza przeprowadzona przez członków IMC. Na terenie zakładu górniczego wykonano ponad 600 odwiertów powierzchniowych w celu odpowiedniego rozpoznania obszaru, a także ponad 1450 odwiertów dla badań gazu, wód i jakości węgla. Dodatkowo bazę danych geologicznych uzupełniają dane pobierane w trakcie urabiania na ścianach i prac przygotowawczych. Eksperti IMC uważają, że struktura geologiczna i zasoby węgla do pokładu 304 zostały dobrze rozpoznane. Dział geologiczny zbiera szczegółowe informacje z trwających obecnie prac przygotowawczych i eksploatacyjnych. Otwory rozmieszczone są średnio co 100–300 m, choć w mniej rozpoznanych obszarach odstępły te wynoszą do 1200–2000 m.

Podwykonawcy, którym zlecane jest wykonywanie odwiertów i testów, wybierani są z uwzględnieniem ich doświadczenia, ceny i reputacji. Lista podwykonawców wykorzystywanych do uzyskania powyższych danych znajduje się w Załączniku D.

Tabela 2–10 Otwory badawcze w ZG Sobieski

Dane otworów	Powierzchniowe	Dołowe
Liczba wykonanych odwiertów	621	1470
Minimalna głębokość (m)	2,6	0,5
Maksymalna głębokość (m)	1350	1157,5
Średnia głębokość (m)	305	54,9

2.2.14.3 Uzysk rdzeni i geofizyka otworowa

W ciągu ostatnich dekad precyzyjnie dokumentowano dane uzyskiwane z otworów powierzchniowych i dołowych. W większości przypadków uzysk rdzeni wynosi od 80% do 90%. Zastosowano geofizyczne metody badania przekroju geologicznego w celu określenia uzysku rdzeni

i charakteru litologicznego. Stosowane metody geofizyczne to m.in. natężenie naturalnego promieniowania gamma oraz profilowanie gamma-gamma gęstościowe.

Dane geofizyczne stanowią część dokumentacji geologicznej i są dostępne wraz z ich interpretacjami i analizami. Dostępna jest pełna dokumentacja z odwiertów badawczych i badań geofizycznych, w tym również zdjęcia rdzeni z niektórych otworów. Oprócz tego informacje geologiczne i dotyczące jakości węgla uzyskiwane na bieżąco w trakcie eksploatacji węgla i prac przygotowawczych są wykorzystywane w celu ciągłej aktualizacji informacji o warunkach geologicznych i górniczych.

2.2.14.4 Zanieczyszczenia i przybierki

Faktyczne wydobycie uzyskane w kopalni oraz zmiany stanu zasobów i rezerw są dokumentowane w corocznych raportach (tzw. „operatach”) przesyłanych do odpowiednich władz. Przy wyliczaniu zasobów przemysłowych dostępnych dla kopalni bierze się pod uwagę straty, zanieczyszczenia i przybierki. Obejmują one węgiel, który uważa się za nienadający się do eksploatacji (tzw. zasoby nieprzemysłowe), zarówno spośród zasobów bilansowych, jak i pozabilansowych. Z reguły straty te prognozuje się na początku wydobycia i następnie doprecyzowuje wraz z postępem eksploatacji.

2.2.14.5 Weryfikacja poprawności danych

Ocena zasobów w ZG Sobieski jest wykonywana za pomocą planimetru na mapach i planach papierowych oraz za pomocą specjalnego pakietu oprogramowania (Geomedia). W celu weryfikacji kalkulacji stosuje się również obliczenia z programu AutoCAD. W trakcie swej wizyty eksperci IMC zweryfikowali wyliczenia zasobów i nie stwierdzili podstaw do zakwestionowania ich poprawności. Wszystkie obszary są mierzone za pomocą programu komputerowego; wylicza się również miąższość pokładów węgla dla poszczególnych bloków, w oparciu o wprowadzone dane. Standardowo na potrzeby wyliczenia ilości węgla przyjmuje się gęstość objętościową wynoszącą 1,30 g/cm³. W opinii IMC jest to słuszne założenie, a metody wyliczania są prawidłowe.

Eksperti IMC porównali wyliczone przez pracowników kopalni dane dotyczące ilości i kategorii zasobów w losowo wybranych blokach geologicznych z własnymi wyliczeniami. Wyliczenia te okazały się w wystarczającym stopniu porównywalne. Ponadto plany i harmonogramy zostały sprawdzone za pomocą programu AutoCAD i arkuszy kalkulacyjnych Excel. Stwierdzono, że wartości miąższości pokładów i gęstości węgla wykorzystywane przy wyliczeniach ilości ton są właściwe i znajdują one odzwierciedlenie w nieprzetworzonych danych. Przedstawiane w operatach ilości ton możliwych do wydobycia uwzględniają straty górnicze i geologiczne związane z planowaną eksploatacją poszczególnych bloków.

2.2.14.6 Dane elektroniczne i baza danych

Wszystkie dane z otworów badawczych przechowywane są w bazie danych, co umożliwia dostęp do tych informacji poprzez serwer. Dostęp do głównych danych posiadają jedynie upoważnieni pracownicy. Stosowany jest system zapewniający bezpieczeństwo danych, w ramach którego poszczególnym użytkownikom przydziela się uprawnienia pozwalające na dostęp jedynie do wybranych danych. Wszystkie informacje geologiczne, a także wszystkie mapy i przekroje, przechowywane są w formatach programów AutoCAD i Excel. Eksperti IMC są zdania, że możliwe jest dalsze rozbudowanie stosowanej obecnie bazy danych i wykorzystanie jej w połączeniu z odpowiednim górniczym oprogramowaniem modelującym, co pozwoliłoby zwiększyć wydajność i ułatwić prowadzenie prac w obliczu geologicznej i strukturalnej złożoności kopalni.

W opinii IMC baza danych jest zarządzana, kontrolowana i wykorzystywana zgodnie z najwyższymi standardami. Na ile można było stwierdzić na podstawie danych, które dało się przeanalizować w trakcie relatywnie krótkiej wizyty pracowników IMC, integralność i poprawność danych zawartych w bazie jest zapewniona.

2.2.14.7 Dane geodezyjne

Dane geodezyjne uzyskano w trakcie rozpoznawania złóż. Nowe dane są na bieżąco uzyskiwane wraz z postępem robót górniczych. Z informacji uzyskanych przez IMC wynika, że pomiary geodezyjne w wyrobiskach są wykonywane regularnie.

2.2.15 Informacje dodatkowe

Polskie prawodawstwo wymaga corocznej aktualizacji danych na temat zasobów z uwzględnieniem zrealizowanego wydobycia oraz dodatkowego rozpoznania, w celu aktualizacji informacji na temat krajowych zasobów węgla. Dodatkowe rozpoznanie geologiczne może oznaczać zmianę ilości ton węgla w poszczególnych kategoriach na obecnie eksploatowanych lub nowych obszarach. Nowo uzyskane dane uwzględnia się w modelu geologicznym. Sprawozdanie roczne (tzw. „operat”) przesyła się do odpowiednich władz.

Zgodnie z polskim prawodawstwem, okres raportowania obejmuje rok kalendarzowy, tzn. zawiera się w okresie od 1 stycznia do 31 grudnia. Kopalnie obowiązane są przesyłać swoje sprawozdania roczne do Ministerstwa Środowiska do 31 marca następnego roku. Z tego względu w trakcie wizyty IMC w omawianych kopalniach (8–19 lutego 2010) trwało jeszcze obliczanie ilości rezerw i zasobów za rok 2009. Dlatego też należy zaznaczyć, że ilości ton węgla za rok 2009 podane w niniejszym raporcie należy traktować jako wartości wstępne. Biorąc pod uwagę doświadczenia z lat ubiegłych, można być całkowicie przekonany, że podane przez pracowników ZG Sobieski oszacowanie ilości zasobów

(które może jeszcze ulec niewielkim modyfikacjom wprowadzonym przez pracowników kopalni przed 31 marca) zostanie zatwierdzone przez Ministerstwo.

2.2.16 Zasoby

2.2.16.1 Metodologia

Zasoby w ZG Sobieski wyliczono zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Środowiska z 20 czerwca 2005, przyjmując następujące kryteria:

- Maksymalna dopuszczalna głębokość zalegania w obszarze objętym koncesją: 1000 m
- Minimalna miąższość pokładu węgla: 1 m, wliczając przerosty do 30 cm
- Minimalna średnia ważona wartość opałowa węgla: 15 MJ/kg
- Maksymalna średnia ważona zawartość siarki w urobku (wliczając przerosty): 4%

Pierwotnie wartość maksymalna zawartości siarki dla ZG Sobieski wynosiła 2,5%. Jednakże kryterium to zmieniono decyzją Ministra Środowiska z dnia 20 czerwca 2005 i 3 lipca 2007, kiedy to zezwolono na stosowanie wartości 4%.

Na potrzeby tych kalkulacji stosuje się metodologię wyliczania blokami, z zastosowaniem odpowiednich wzorów i uwzględnieniem poziomu wydobycia, rozkładu miąższości, filarów ochronnych, stref tektonicznych, lokalizacji wychodni i różnych klas złoże. Do wyliczeń stosuje się zarówno planimetr, jak i oprogramowanie komputerowe.

Eksperti IMC przeanalizowali dane na temat zasobów zaktualizowane do dnia 31 grudnia 2009. Są to wstępne dane przygotowywane dla Ministerstwa. W poniższych tabelach przedstawiono je jako wartości dla całego ZG Sobieski oraz w rozbięciu na poszczególne pokłady.

Tabela 2–11 Zasoby bilansowe zgodnie z polskim systemem klasyfikacji w ZG Sobieski, stan na 31 grudnia 2009

ZG Sobieski	Kategoria rozpoznania [x1000 ton]				Ogółem
	A	B	C1	C2	
Przemysłowe	4 344	7 959	23 940		36 243
Nieprzemysłowe	68 781	146 229	440 835	332 950	988 795
Pozabilansowe	2 393	19 214	182 163	309 894	513 664
Bilansowe (przemysłowe + nieprzemysłowe)	73 125	154 188	464 775	332 950	1 025 038

Tabela 2-12 Zasoby bilansowe w podziale na poszczególne pokłady węgla zgodnie z polskim systemem klasyfikacji, ZG Sobieski, stan na 31 grudnia 2009

Pokład	Zasoby (x1000 ton)														
	Zasoby przemysłowe					Zasoby nieprzemysłowe					Zasoby bilansowe				
	A	B	C1	Ogółem	A	B	C1	C2	Ogółem	A	B	C1	C2	Ogółem	
116	-	-	-	-	-	-	4.195	4.195	-	-	-	-	4.195	4.195	
117	-	-	-	-	-	-	7.317	7.317	-	-	-	-	7.317	7.317	
118	-	-	-	-	-	23.685	3.081	26.766	-	-	23.685	3.081	26.766	26.766	
119	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
201	-	-	-	-	-	84	-	84	-	-	84	-	84	84	
202	-	-	-	-	-	-	2.120	2.120	-	-	-	2.120	2.120	2.120	
202/2	-	-	-	-	-	-	1.418	1.418	-	-	-	1.418	1.418	1.418	
203	-	-	-	-	578	2.723	4.668	16.669	578	2.723	8.700	4.668	16.669	16.669	
204	-	-	-	-	423	606	8.279	15.839	423	606	6.531	8.279	15.839	15.839	
205	-	-	-	-	-	-	1.674	19.020	-	-	17.346	1.674	19.020	19.020	
205/2	-	-	-	-	-	-	-	21	-	-	21	-	21	21	
205/3	-	-	-	-	-	-	92	340	-	-	248	92	340	340	
206	-	-	-	-	-	484	4.225	13.045	-	484	8.336	4.225	13.045	13.045	
207	4.344	7.959	21.305	33.608	12.804	21.632	11.137	55.514	17.148	29.591	31.246	11.137	89.122	89.122	
207/2	-	-	-	-	-	2.254	345	5.876	-	2.254	3.277	345	5.876	5.876	
207/9	-	-	-	-	-	208	455	1.148	-	208	485	455	1.148	1.148	
208	-	-	-	-	1.098	6.078	6.676	19.757	1.098	6.078	5.905	6.676	19.757	19.757	
208/2	-	-	-	-	1.214	5.526	4.914	19.078	1.214	5.526	7.424	4.914	19.078	19.078	
209	-	-	-	-	15.067	19.011	11.908	58.731	15.067	19.011	12.745	11.908	58.731	58.731	
209/9	-	-	-	-	-	661	120	954	-	661	173	120	954	954	
210	-	-	-	-	2.290	15.173	2.738	26.927	2.290	15.173	6.726	2.738	26.927	26.927	
211	-	-	-	-	-	-	7.162	20.591	-	-	13.429	7.162	20.591	20.591	
212	-	-	-	-	-	161	5.104	37.306	-	161	32.041	5.104	37.306	37.306	
213	-	-	-	-	-	-	6.991	13.802	-	-	6.811	6.991	13.802	13.802	
213/2	-	-	-	-	-	-	1.377	7.635	-	-	6.258	1.377	7.635	7.635	
213/3	-	-	-	-	-	-	81	2.442	-	-	2.361	81	2.442	2.442	
214	-	-	-	-	6.325	13.075	19.523	86.629	6.325	13.075	47.706	19.523	86.629	86.629	
301	-	-	-	-	13.569	17.905	16.119	105.472	13.569	17.905	57.879	16.119	105.472	105.472	
302	-	-	893	893	8.802	17.725	24.878	81.241	8.802	17.725	30.729	24.878	82.134	82.134	
302/2	-	-	-	-	-	7.086	568	9.964	-	7.086	2.310	568	9.964	9.964	
302/3	-	-	-	-	-	856	264	1.120	389	856	264	264	1.509	1.509	
303	-	-	-	-	389	7.661	4.743	30.436	-	7.661	17.643	4.743	30.436	30.436	
303/1	-	-	-	-	-	-	447	820	-	-	447	447	820	820	
303/2	-	-	-	-	-	508	4.965	17.232	3.390	508	11.759	4.965	20.622	20.622	

Pokład	Zasoby (x1000 ton)															
	Zasoby przemysłowe				Zasoby nieprzemysłowe				Zasoby bilansowe							
	A	B	C1	Ogółem	A	B	C1	C2	Ogółem	A	B	C1	C2	Ogółem		
304				-	3 390	2 972	13 992	3 692	24 046				2 972	13 992	3 692	20 656
304/2			1 742	1 742	2 109	2 377	16 466	1 252	22 204				2 377	18 208	1 252	23 946
310				-			2 289		2 289					2 289		2 289
312				-			6 405	3 802	10 207					6 405	3 802	10 207
318				-	723	1 547	9 213	3 988	15 471	723	1 547	9 213		9 213	3 988	15 471
320				-			9 349	2 892	12 241			9 349		9 349	2 892	12 241
324				-			3 331	9 395	12 726			3 331		3 331	9 395	12 726
324/2				-			74	2 868	2 942			74		74	2 868	2 942
326				-			323		323			323		323		323
327				-			1 631	300	1 931			1 631		1 631	300	1 931
328				-				1 187	1 187			1 583		1 583	1 187	2 770
331				-			1 583		1 583							-
334				-			8 506	2 136	10 642			8 506		8 506	2 136	10 642
342				-				2 431	2 431						2 431	2 431
342/2				-					-							-
345				-				2 471	2 471						2 471	2 471
346				-					-							-
349				-					-							-
349/2				-			7 921	4 611	12 532			7 921		7 921	4 611	12 532
350				-					-							-
351				-				2 423	2 423						2 423	2 423
351/2				-			1 403		1 403			1 403		1 403		1 403
354				-			4 773	7 447	12 220			4 773		4 773	7 447	12 220
354/2				-					-							-
356				-				1 448	1 448						1 448	1 448
358				-				497	497						497	497
361				-				8 863	8 863						8 863	8 863
364				-			967	4 904	5 871			967		967	4 904	5 871
401				-			1 238	1 519	2 757			1 238		1 238	1 519	2 757
402				-					-							-
405				-				24 852	24 852						24 852	24 852
409				-			11 000	28 753	39 753			11 000		11 000	28 753	39 753
418				-					-							-
510				-				43 973	43 973						43 973	43 973
Ogółem	4 344	7 959	23 940	36 243	68 781	146 229	440 835	332 950	988 795	73 125	154 188	464 775	332 950	464 775	332 950	1 025 038

2.2.17 Zestawienie rezerw i zasobów zgodnie z kategoryzacją systemu JORC

Aby ocenić zasoby ZG Sobieski zgodnie z zasadami międzynarodowego systemu takiego jak JORC, muszą zostać spełnione pewne kryteria, pokazujące, że zasoby te nadają się do opłacalnego wydobycia i uwzględniają czynniki modyfikujące. Kryteria te są następujące:

- Dla tego pola istnieje biznesplan z wyliczonymi kosztami do roku 2020;
- Ocena rezerw została wykonana jedynie na czas obowiązywania planu ruchu, ponieważ ustalono, że w takim zakresie są to rezerwy opłacalne ekonomicznie;
- Założono, że rezerwy udowodnione będą eksploatowane jako pierwsze aż do ich wyczerpania, a następnie bilans planu zostanie w razie potrzeby uzupełniony rezerwą prawdopodobną;
- Przyjęto, że ponowna ocena zasobów pola eksploatacyjnego zostanie zatwierdzona, jako że są mocne przesłanki ku temu;
- ZG posiada kilka koncesji, z których część wygaśnie w latach 2011 i 2012, podczas gdy pozostałe mają termin wygaśnięcia pomiędzy rokiem 2016 i 2022. Przyjęto, że można rozsądnie oczekiwać odnowienia tych koncesji przez odpowiednie władze.

Biznesplan dla ZG Sobieski obejmuje okres do roku 2020 i zakłada urobienie z tego pola około 36 milionów ton. Oficjalne zasoby przemysłowe przygotowane dla Ministerstwa, przedstawione w Tabeli 2–12 [36 243 000] wystarczą, aby zrealizować plany produkcyjne na założonym poziomie. IMC uważa, że są podstawy, aby oczekiwać, że skorygowana ocena zasobów bilansowych zostanie zatwierdzona przez Ministerstwo. Skorygowane dane zostały przedstawione jako zasoby zmierzone w Tabeli 2–13. Jednocześnie eksperci IMC dokonali oceny wyłącznie tonażu uwzględnionego w obecnym biznesplanie w postaci rezerw – zostały one przedstawione w Tabeli 2–14.

Rozróżnienie pomiędzy rezerwami udowodnionymi i prawdopodobnymi opiera się na stosunku węgla kategorii A+B do węgla kategorii C1. W tym jednak przypadku IMC jest zdania, że wszystkie zasoby zakwalifikowane do kategorii A i B i wpisane do biznesplanu mogą być opisane jako rezerwy udowodnione w związku z charakterem węgla i stopniem rozpoznania zasobów.

Stąd, w oparciu o obecne plany firmy, przedstawione zostało następujące Zestawienie Rezerw i Zasobów:

Tabela 2–13 Zestawienie zasobów zgodne z JORC w ZG Sobieski, stan na 31.12.2009

ZG	Zasoby zmierzone (w tonach)	Zasoby wykazane (w tonach)	Zasoby domniemane (w tonach)	Łącznie (w tonach)
Sobieski	227 313	464 775	332 950	1 025 038
Zasoby uwzględniają rezerwy				

Tabela 2–14 Rezerwy zgodne z JORC w ZG Sobieski, stan na 31.12.2009

Pokład	Kategoria (ton)		Łącznie (ton)
	prawdopodobne	udowodnione	
Pokład 207	10 592 795	2 843 001	13 435 796
Pokład 209	1 592 364	3 511 342	5 103 706
Pokład 214	–	3 789 480	3 789 480
Pokład 301	–	2 798 948	2 798 948
Pokład 304	4 893 055	1 714 416	6 607 471
Łącznie	17 078 213	14 657 188	31 735 401

Zespół ekspercki IMC założył, że jeżeli „Zasoby bilansowe przygotowane do zatwierdzenia”, przedstawione w Tabeli 2–13 uzyskają akceptację, do rezerw ujętych w biznesplanie doszłyby również owe dodatkowe rezerwy.

2.2.18 Zakład górniczy i prowadzone projekty

ZG Sobieski to połączenie dwóch historycznych rejonów górniczych, na których historia wydobycia sięga roku 1792. Zakład prowadzi wydobycie z dwóch rejonów eksploatacyjnych. Jedno to rejon „Sobieski”, gdzie skoncentrowany jest cały proces wydobywczo-przerobczy, z szybami Sobieski III, Traugutt i Kazimierz oraz z upadową z powierzchni zakładu do poziomu 500 m, a drugi rejon to „Piłsudski” wraz z szybami Karolina i Helena, który pełni funkcję pomocniczą (zaplecze magazynowe, pomocnicze role szybów). Ponadto użytkowany jest także położony na północy szyb Leopold, który stanowi główny szyb wentylacyjny dla obu rejonów.

Obszar górniczy ma wielkość 56,6 km².

2.2.18.1 Eksploatacja węgla

Szyby mają różną głębokość, od 300,5 m do 790 m, i średnicę od 3,16 m do 7,5 m. Powierzchnia terenu ma wysokość od 238 do 346 m n.p.m. Węgiel jest transportowany na powierzchnię Upadową 2000 i szybem Sobieski III. Istnieją plany zagłębienia kolejnego szybu na południu, co umożliwi eksploatację zasobów nieobjętych obecnie koncesją, a położonych pomiędzy obszarami górniczymi ZG Sobieski i ZG Janina.

Sobieski prowadzi roboty przygotowawcze z wykorzystaniem kombajnów chodnikowych w dziewięciu miejscach, łącznie przygotowując w 2009 r. 8,31 km chodników. Ta wielkość pozostaje na względnie stałym poziomie od ostatnich trzech lat, choć była wyższa w latach 2005–2006, gdy zakład prowadził roboty przygotowawcze na większą skalę. Było to związane z zaległościami w robotach przygotowawczych z lat poprzednich.

Obecny plan produkcji wymaga funkcjonowania trzech ścian i zwykle dwie lub trzy rzeczywiście są eksploatowane. Reszta czasu poświęcana jest na transfer sprzętu pomiędzy ścianami, co zwykle zajmuje około dwóch miesięcy.

2.2.18.2 Zatrudnienie

Łączna liczba zatrudnionych na dzień 31 grudnia 2009 wyniosła 3093 osoby. Oprócz pracowników własnych, na terenie ZG pracują także podwykonawcy, zajmujący się przede wszystkim pracami przygotowawczymi i wyspecjalizowanymi. Ich liczba waha się w zależności od nakładu pracy, jednak ich dostępność zwiększa elastyczność zatrudnienia.

2.2.18.3 Dane o produkcji i robotach przygotowawczych z lat ubiegłych

Produkcja węgla w ZG wzrosła w latach 2005–2009, co pokazuje poniższa Tabela 2–15.

Tabela 2–15 Roczna produkcja ZG Sobieski od roku 2005

Rok	2005	2006	2007	2008	2009
Produkcja węgla handlowego (ton)	3080036	3009241	2878320	3360993	2733224
Postęp ścian (m)	2 627	2 499	2 466	2 782	2 406

W latach 2005–2007 produkcja węgla handlowego nie zawiera produkcji mułów węglowych.

Łączna liczba metrów chodników przygotowawczych i udostępniających odpowiada planowanemu poziomowi produkcji. Pokazuje to Tabela 2–16.

Tabela 2–16 Roboty przygotowawcze w ZG Sobieski w ujęciu rocznym od 2005 r.

Rok	2005	2006	2007	2008	2009
Metry	11 691	12 445	8 673	6 172	8 306
Wskaźnik natężenia robót przygotowawczych m/1000t	4,0	4,3	3,2	2,0	3,2

2.2.18.4 Ograniczenia produkcji

Produkcja zakładu górniczego jest obecnie na poziomie nieznacznie niższym od założonego w planie ruchu, a dane za rok 2009 również wskazują na wyniki gorsze od prognozowanych, co związane było z nieoczekiwanym spadkiem wydobywania w związku z odkryciem uskoku geologicznego w ścianie.

Tempo robót przygotowawczych spadło w latach 2007–2008, jednak trend ten uległ obecnie odwróceniu dzięki wprowadzeniu nowego sprzętu i zwiększeniu zatrudnienia. Liczba maszyn, które zakład planuje zakupić, wskazuje na zamiar utrzymania w przyszłości obecnego poziomu wydajności robót. Maszyny będą wymagały systematycznych remontów i wymiany w trakcie realizacji obecnego planu ruchu. Eksperti IMC uważają, że plan robót przygotowawczych jest wykonalny, a zakład górniczy posiada odpowiednie zasoby.

Plan ruchu udostępniony IMC zakłada dalszą eksploatację pokładów o grubości zbliżonej do tych eksploatowanych obecnie, w związku z tym eksperci IMC są zdania, że ściany zapewnią odpowiedni poziom wydobywania. Sprzęt ścianowy widziany podczas wizyty w kopalni był dobrej klasy i będzie wymagał systematycznych remontów i wymiany podczas realizacji planu ruchu.

Zawartość gazu w pokładach jest niezwykle niska, ale nie zerowa. Dlatego warto dalej wykorzystywać urządzenia przeciwwybuchowe, jak to się dzieje obecnie. Potrzeby wentylacji dołowej nie są wyśrubowane w związku z niską temperaturą i małą zawartością gazu w pokładach. W szczególności eksperci IMC uważają, że tam gdzie poziom gazu jest na poziomie takim jak w ZG Sobieski, warto stosować normalne środki bezpieczeństwa: aby wentylatory w chodnikach przygotowawczych nie były ciągle wyłączane i włączane, a po ich wyłączeniu by przestrzegano zwykłej procedury odgazowania.

Samozapłon jest szczególnym zagrożeniem w kopalni, której złoża węgla zostały zakwalifikowane do kategorii najwyższego ryzyka. Zdarzenia, z których opisami zapoznali się eksperci, miały typowy przebieg. Ekspert odwiedził ściany spowalniające wydobywanie z uwagi na zaburzenia geologiczne. W takich przypadkach stosuje się zatlaczanie azotu i polewanie wodą. W kluczowych punktach kopalni prowadzony jest monitoring poziomu tlenu węgla. Podejmuje się także środki bezpieczeństwa ograniczające dopływ powietrza do zrobów górniczych. Ogólnie tego rodzaju zdarzenia występują jednak rzadko i zdaniem IMC zakład odpowiednio podchodzi do tego zagrożenia, jednak eksperci zalecają nieustającą czujność, ponieważ zagrożenie jest stale obecne.

Warunki geotechniczne w zakładzie można opisać jako dobre. Pomimo istnienia lokalnej stacji sejsmologicznej, nie odnotowano wstrząsów, wyrzutów skał ani tąpnięć. Chodniki są dobrze zabezpieczone standardowymi obudowami łukowymi. Niektóre stropy pokładów są słabe.

Obszar górniczy charakteryzuje się występowaniem zakłóceń geologicznych, dzielących duży obszar objęty koncesją na rejon eksploatacyjny. Kierownictwo ZG podało, że większość uskoków zidentyfikowanych podczas eksploatacji płytystych pokładów schodzi do pokładów głębszych, a nieprzewidziane uskoki zdarzają się sporadycznie. IMC jest zdania, że ryzyko występowania nieprzewidzianych uskoków istnieje, jednak jest niskie. Przy dużych zasobach pól eksploatacyjnych nieoczekiwany uskok nie stanowi zasadniczego problemu, gdyż pomimo pewnych strat w produkcji da się ją zastąpić innymi zasobami.

Woda i panowanie nad nią jest kwestią zasadniczą dla udanej realizacji planów. Duża ilość wody wypływająca z urabianych ścian oznacza, że wszystkie ściany muszą być eksploatowane tak, by umożliwić odprowadzenie wody chodnikami wodnymi. Podnosi to koszt robót przygotowawczych. Znaczącym kosztem są również wydatki na odpompowywanie wody, ponieważ wiąże się to z utrzymaniem i konserwacją systemu większych i mniejszych instalacji w całej kopalni. Ponadto główne stacje pomp zużywają dużo energii. W opinii IMC gospodarka wodna w zakładzie górniczym jest prawidłowa.

2.2.18.5 Przegląd proponowanego harmonogramu wydobywania do roku 2020

Harmonogram wydobywania zakłada dalszą eksploatację trzech ścian, co pozwoli uzyskać planowane wydobywanie w okresie do 2020 r. Nie wydaje się, aby cokolwiek mogło zakłócić realizację tych zamierzeń. Miąższość pokładów utrzyma się na obecnym poziomie, podobnie jak technologia sprzętu.

2.2.19 Zakład Wzbogacania Węgla w ZG Sobieski

2.2.19.1 Wstęp

Obecny zakład był stopniowo przebudowywany, aby sprostać rosnącemu wydobywaniu kopalni oraz zmieniającym się potrzebom rynku i przepisom prawa.

Zakład składa się z trzech oddzielnych, choć powiązanych ze sobą węzłów technologicznych, funkcjonujących w różnych miejscach na terenie zakładu górniczego. Urobek jest wstępnie klasyfikowany i kruszony w stacji przygotowania węgla tuż obok szybu wydobywczego i wylotu upadkowej. Obok znajduje się składowisko węgla surowego +30 mm, która z powodu ograniczonej przestrzeni ma nominalną pojemność około 6000 ton, natomiast wydajność pobierania jest ograniczona do około 500 ton/h. Dalej węgiel może być transportowany ciężarówkami ze zbiornika na pobliski plac węglowy o dużej pojemności, który pozwala wyrównywać ewentualne wahania w dostawach węgla do zakładu przeróbki, spowodowane zwiększeniem wydobywania lub przestojami zakładu. Ograniczona wydajność zabierania ogranicza wszakże wydajność operacyjną zakładu.

Pomiędzy szybem i upadową a podstawowym układem przesiewu i kruszenia nie przewidziano możliwości awaryjnego składowania urobku. Stwarza to niebezpieczeństwo przerw w produkcji węgla w następstwie awarii układu przesiewania i kruszenia. Firma stara się ograniczać to ryzyko poprzez utrzymywanie w gotowości awaryjnych systemów przenośnikowych w miejscach funkcjonowania kluczowych elementów ciągu technologicznego. Ta część zakładu została w ostatnich latach znacząco doinwestowana z myślą o poprawie wydajności układu przesiewania, transportu i składowania.

Instalacja wzbogacania w cieczy ciężkiej, oraz układ oczyszczania wody i wstępnej filtracji mułu powstał w roku 1976 do wzbogacania węgla surowego w klasie ziarnowej 200 mm – 30 mm i produkuje węgiel różnych sortymentów handlowych na rynek węgla przemysłowego i opałowego. Instalacja wzbogacania w cieczy ciężkiej jest projektem typowym dla byłych krajów bloku wschodniego, zamkniętym w wielopiętrowym budynku, w którym znajdują się betonowe zbiorniki na produkt i instalacja wzbogacania na kilku betonowych poziomach. Poszczególne etapy ciągu połączone są licznymi przenośnikami taśmowymi. Utrzymanie budynku będzie wymagało regularnych napraw i remontów, ponieważ ma on konstrukcję opartą na stalowej ramie z wypełnieniem z cegły. Środowisko wewnętrzne w tej części zakładu było, ogólnie rzecz biorąc, zadowolające, choć wiele połączonych ze sobą pomostów z taśmociągami było na całej długości mocno zabrudzonych wyciekami.

Zakład wzbogacania wykorzystuje dwa separatory cieczy ciężkiej typu Disa, wykorzystujące magnetyt do oddzielenia półproduktów węglowych od tępów. W zależności od jakości nadawy, separatory mogą funkcjonować równolegle jako separator dwuproduktowy (tak się działo podczas wizyty IMC) lub szeregowo jako separator trójproduktowy do usuwania półproduktów.

W roku 1992 wybudowany został układ osadzarek i hydrocyklonów klasyfikacyjnych do wzbogacania węgla surowego klasy -30 mm. Niedługo potem zainstalowano wzbogacalniki spiralne do wzbogacania frakcji węgla surowego -2 mm i obniżenia ziasarczenia wzbogaconego produktu. Osadzarki i wzbogacalniki spiralne znajdują się w oddzielnym budynku, połączonym z innymi częściami zakładu taśmociągami

i rurociągami. W zbliżonym czasie obieg wodno-mułowy został wzbogacony o wysokowydajny zagęszczacz lamelowy oraz nowe prasy filtracyjne.

Zakład posiada ciąg rezerwowy, umożliwiający zeskładowanie węgla surowego klasy -30 mm przed wprowadzeniem do osadzarek. Ten system składowania i załadunku, o wydajności ładowania około 400 ton/h zwiększa elastyczność zakładu przerobczego względem wydobycia węgla.

Zintegrowane zakłady wykorzystują łącznie 51 systemów przenośników o łącznej długości 5 km. Zakład posiada własny warsztat wulkanizacyjny, jednak koszty konserwacji taśmociągów pozostaną na wysokim poziomie.

Budynki, w których znajdują się systemy przerobcze, wydają się być w przyzwoitym stanie, ponadto realizowany jest program inspekcji i prac naprawczych, którego celem jest utrzymanie ich w odpowiednim stanie technicznym.

2.2.19.2 Wydajność i wykorzystanie zakładu

Wydajność nominalna zakładu wynosi około 1050 ton na godzinę (t/h), na co składają się dwie nitki osadzarek o wydajności 350 t/h oraz układ wzbogacania w cieczy ciężkiej przy układzie trójproduktowym, o wydajności 350 t/h. Wydajność faktyczna jest natomiast wypadkową wielu czynników, takich jak zawartość w urobku popiołu, siarki czy mialów oraz niezawodności sprzętu itp.

Eksperti IMC mieli pewne trudności z oszacowaniem faktycznego wykorzystania zakładu w ostatnich latach, na co wpływ miała elastyczność zakładu i powiązanych z nim hałd i zasobników oraz możliwość użytkowania pewnych instalacji niezależnie od innych.

Mimo tych trudności, Tabela 2–17, wyliczona w oparciu o nominalną wydajność zakładu oraz przyjęte przez IMC czynniki modyfikujące dla zakładów o podobnym charakterze i stopniu złożoności, przedstawia dane możliwe zdaniem IMC do osiągnięcia. Zespół IMC przyjmuje jednocześnie do wiadomości, że to podejście może zostać uznane za nieco konserwatywne, jest jednak przekonany, że w realistyczny sposób ujmuje ono kwestię potencjalnych rozbieżności pomiędzy planowanym wydobyciem i możliwościami przerobczymi węgla.

Tabela 2–17 Potencjalna wydajność ZWW w ujęciu rocznym

Wydajność nominalna ZWW (t/h)	Dostępność h/dobę	Planowa konserwacja (h/dobę)	Dostępny potencjał (h/dobę)	Faktyczne h/dobę (założono dostępność na poziomie 80%)	h/dobę przy 251 dniach	Potencjalna roczna wydajność ZWW Mt urobku
1050	24	2	22	17,6	4418	4,64

Powyższe przy założeniu, że zakład będzie działał z nominalną wydajnością w trybie ciągłym, co IMC uważa za nierealistyczne, zwłaszcza zważywszy na ograniczone możliwości pobierania z hałdy węgla surowego +30 mm.

Plany ZG Sobieski na lata 2010–2020 uwzględniają maksymalną dzienną wydajność na poziomie do 28 000 ton urobku.

Podczas gdy przeprowadzenie szczegółowego modelowania wydobycia węgla i potencjalnych możliwości przerobczych ZWW nie jest przedmiotem niniejszego opracowania, dostępne dane wskazują wyraźnie, że zakład nie będzie w stanie przerobić całości urobku podczas dłuższych okresów zwiększonego wydobycia. Spowoduje to potrzebę posiadania strategicznych składów nadmiarowego urobku, który będzie zabierany i przetwarzany w okresach zmniejszonego wydobycia.

Zakład będzie musiał częściej pracować w wolne dni tygodnia, co zwiększy efektywność wykorzystania środków trwałych, pod warunkiem odpowiedniej ich konserwacji i doinwestowania, aby zapewnić najwyższy z możliwych poziom niezawodności podczas pracy w zwykłe dni tygodnia.

Wydłużone godziny pracy w systemie dwuzmianowym w soboty przez około 48 tygodni i przy uwzględnieniu założeń z Tabeli 2–17 dałyby dodatkowe 563 godziny pracy rocznie, co równałoby się dodatkowej przeróbce około 500 000 ton.

Zakład ten posiada potencjał przerobienia planowanego wydobycia węgla w skali roku.

Eksperti IMC pragną jednak zauważyć, że ZWW już obecnie pracuje zwykle w systemie dwuzmianowym w większość sobót, aby dostosować możliwości przerobcze do harmonogramu wydobycia.

2.2.19.3 Zatrudnienie w ZWW

Według uzyskanych danych, zatrudnienie w zakładzie przerobczym i wzbogacania, konserwacji, transporcie i załadunku produktu, nadzorze i zarządzie wynosi 331 osób. IMC jest zdania, że zakład ma zbyt wysoki poziom zatrudnienia w porównaniu do podobnych zakładów, działających komercyjnie.

Przedstawiciele IMC zostali także poinformowani o wysokim poziomie nieobecności w pracy wśród zatrudnionych w zakładzie, wyższym niż planowany na poziomie 25 do 30%. Według uzyskanych przez IMC informacji do nasilenia się problemu znacząco przyczynił się wymóg prawny, przyznający dzień wolny w zamian za pracę w niedzielę. Rozwiązanie to będzie przyczyną nasilających się problemów w okresach, gdy zakład będzie musiał pracować w trybie ciągłym przez dłuższy czas.

Skala i potencjał zaplecza inżynieryjno-warsztatowego zakładu są wysoce niezwykle, zważywszy na łatwy dostęp do komercyjnych usług mechanicznych w okolicy. Sens utrzymywania tych zasobów jest zatem wątpliwy z punktu widzenia kosztów i wymogów konserwacyjnych zakładu.

2.2.19.4 Jakość produktu i sterowanie procesem

ZG Sobieski produkuje różne sortymenty węgla handlowego, jednak większość rocznej sprzedaży (od 70 do 80% w ostatnich latach) trafia na rynek wytwarzania energii.

Zespół IMC zapoznał się z historycznymi danymi na temat jakości produktu (Tabela 2–18 i Tabela 2–19) i stwierdził, że zakład jest w stanie dalej produkować sortymenty węgla odpowiadające wymogom rynku, pod warunkiem utrzymania obecnej jakości urabianego węgla.

Tabela 2–18 Zestawienie charakterystyki sortymentów węgla z ZG Sobieski

Przedmiot analizy	2006		2007		2008		2009	
	Gruby	Orzech	Gruby	Orzech	Gruby	Orzech	Gruby	Orzech
Kaloryczność Kj/kg	22 668		22 599		22 323	21 232	22 519	21 306
Popiół %	7,79		7,76		7,41	9,45	6,95	8,79
Wilgoć %	17,18		17,26		17,94	19,15	17,99	19,38
Siarka %	0,78		0,76		1,15	1,16	1,15	1,15
Deklarowana klasa	Kaloryczność Kj/kg	Popiół %	Siarka %	Wilgoć %				
Węgiel gruby	≥22 500	6 do12	≤1,2	16 do 21				
Orzech	≥21 500	6 do12	≤1,2	16 do 22				

Tabela 2–19 Zestawienie jakości wzbogaconych miałów dla rynku energetycznego

Analiza średnio	2006	2007	2008	2009	Obecne zobowiązania umowne
Kaloryczność kJ/kg	19 846	19 775	19 305	19 498	19 000 (Min 18 500)
Popiół %	12,11	11,63	12,09	11,06	12 (max 14)
Wilgoć %	20,6	21,24	22,12	21,86	Max 22
Siarka %	1,17	1,17	1,34	1,29	1,2 (max 1,6)

Z informacji udostępnionych IMC wynika, że firma wprowadziła ostatnio do sprzedaży nowy produkt, paliwo węglowe Jaret, przeznaczone dla gospodarki komunalnej i ogrzewnictwa domowego. Produkt ten jest przesiewany ze wzbogaconych miałów i pomimo że obecnie pozyskiwane ilości nie są duże, trzeba będzie na bieżąco monitorować wpływ tego produktu na dostawy dla dużych zakładów energetycznych i ewentualne kary, na wypadek gdyby ten rynek miał się znacząco rozwinąć.

Firma prowadzi także sprzedaż mułu węglowego w postaci placków filtracyjnych na potrzeby lokalnego rynku energetycznego, do wykorzystania w kotłach fluidalnych. Dane przekazane IMC sugerują, że około 80% tego materiału trafia na ten rynek.

Firma zbadała opłacalność poddania części tego materiału działaniu CaO, aby poprawić jego charakterystykę i zmniejszyć zawartość wilgoci, co miaoby podnieść jego wartość poprzez wymieszanie ze wzbogaconymi mułami wyższej jakości. Obecnie realizowany jest stosowny program inwestycyjny.

2.2.19.5 Inwestycje w ZWW

Zespół IMC dokonał przeglądu propozycji inwestycyjnych związanych z nowocześnieaniem i odtwarzaniem sprzętu w zakładzie przerobczym w latach 2010–2020.

Plany inwestycyjne, opiewające na około 43,94 miliona zł (według cen nominalnych, bez podatku VAT) wydają się być wystarczające, by utrzymać moce produkcyjne zakładu w czasie obowiązywania planu.

2.2.20 Infrastruktura ZG Sobieski

Infrastruktura kompleksu ZG znajduje się w dwóch rejonach eksploatacyjnych: Piłsudski i Sobieski, i obejmuje pięć szybów oraz jedną upadową, z wyrobiskami sklasyfikowanymi jako wolne od metanu. Zabezpieczony przed wybuchem sprzęt elektryczny klasy A wykorzystywany jest do przesyłu, dystrybucji i sterowania maszynami do eksploatacji węgla, ograniczając tym samym ryzyko eksplozji.

Sześć niezależnych przyłączy energetycznych 110 kV zasila razem zakład górniczy z lokalnej sieci przesyłowej. Lokalny operator sieci ENION (część Grupy Tauron) pobiera energię dwoma łączami z położonej nieopodal Elektrowni Jaworzno II i III.

Zainstalowana moc pozorna jest wystarczająca do zaspokojenia przewidywanego maksymalnego zapotrzebowania Zakładu Górniczego – 40 MVA.

Napięcie dystrybucyjne zakładu, 6 kV 3-fazy 50 Hz, pochodzi z transformatorów obniżających napięcie i jest wykorzystywane do zasilania sprzętu w zakładzie. Zapotrzebowanie zakładu pochodzi przede wszystkim z mocnych napędów systemu pomp, wentylacji, maszyn wyciągowych, sprężarek i taśmociągów.

To zasilanie jest dalej transformowane i wykorzystywane do zasilania o średnim napięciu:

Sprzęt dołowy

- Dystrybucja na przodki ścianowe 3.3 kV/1000/500 V 3-fazowy 50 Hz, roboty przygotowawcze ścian i chodników
- Zasilanie sprzętu dołowego 1000/500 V 3-fazowy 50 Hz
- Dołowe systemy odstawy węgla taśmociągami 1000/500 V 3-fazowy 50 Hz
- Dołowe pompownie odwodnienia 6 kV/1000/500 v 3-fazowy 50 Hz
- Dołowe przenośne sprężarki 500 V 3-fazowy 50 Hz
- Dołowa wentylacja 500 V 3-fazowy 50 Hz
- Dołowe systemy skipu i upadowych 500 V 3-fazowy 50 Hz
- Dołowe lokomotywy przewodowe 250 V DC

Sprzęt powierzchniowy

- Maszyny wyciągowe 6kV/500/400 v 3-fazowy 50 Hz
- Sprężarki 500 V 3-fazowy 50 Hz
- Budynek administracji 400/230 V 3-fazowy 50 Hz
- Zakład Wzbogacania Węgla 6 kV/500/400v 3-fazowy 50 Hz
- Łaźnie 400/230 V 3-fazowy 50 Hz
- Warsztaty 500/400/230 V 3-fazowy 50 Hz
- Warsztaty mechaniczne 500/400/230 V 3-fazowy 50 Hz
- Warsztaty kolejek podwieszanych z napędem spalinowym 500/400/230 V 3-fazowy 50 Hz
- Systemy wentylacji 6 kV/1000/500 V 3-fazowy 50 Hz
- Dystrybucja próbna zasilająca sprzęt powierzchniowy 1000 V, 3-fazowy, 50 Hz
- Dystrybucja zasilająca sprzęt powierzchniowy 500 V, 3-fazowy, 50 Hz
- Dystrybucja zasilająca sprzęt powierzchniowy 400/230 V, 3-fazowy, 50 Hz

Powierzchniowe i dołowe systemy transportu ludzi, materiałów i węgla, złożone z kolejek podwieszanych z napędem spalinowym, lokomotyw spalinowych, przenośników taśmowych i lokomotyw przewodowych, tworzą duże i dobrze zintegrowane systemy, wspierające infrastrukturę wydobywczą w wypełnianiu celów produkcyjnych już od wielu lat.

Dołowe i powierzchniowe warsztaty mechaniczne i elektryczne stanowią zaplecze konserwacyjne i naprawcze, ponadto zgodnie z prawem funkcjonuje system planowych przeglądów sprzętu. Sprężone powietrze jest dostarczane zgodnie z zapotrzebowaniem do urządzeń hamujących maszyny wyciągowe, pneumatycznego sprzętu wydobywczego, urządzeń systemu sterowania oraz niezbędnych narzędzi. Odpowiednie komputerowe systemy pomiarowe i sterowania czuwają nad załadunkiem skipów, transportem węgla, przesyłem energii elektrycznej oraz sieciami ochrony środowiska i odstawy materiałów.

Zarówno na dole, jak i na powierzchni dostępne są rezerwowe transformatory, a także zasilacze awaryjne (UPS) do mniejszych systemów o kluczowym znaczeniu.

2.2.21 Ochrona środowiska (ZG Sobieski)

2.2.21.1 Położenie

Koncesje ZG Sobieski obejmują łącznie obszar 56,6 km², położony w województwie śląskim i małopolskim. Instalacje na powierzchni, w tym szyby kopalniane, zakład przeróbki węgla, instalacje pomocnicze i infrastruktura, budynki oraz osadniki zajmują łącznie 99,5 ha, z tego część terenów stanowi współwłasność PKW, a część jest dzierżawiona. Tereny te, eksploatowane górniczo od XVIII wieku, są terenami równinnymi i stanowią mieszaninę obszarów miejskich, wiejskich oraz lasów. Najważniejsze cechy krajobrazu tych terenów to miasto Jaworzno, szereg mniejszych miejscowości, autostrada A4 Katowice–Kraków biegnąca w części wschodniej i południowej, a także rzeka

Przemsza, płynąca w kierunku południowo-wschodnim na zachodnich krańcach obszaru górniczego aż do ujścia do Wisły. Przez rejon ten przebiegają ciągi infrastruktury, w tym drogi, tory kolejowe, sieci elektroenergetyczne oraz wodo- i gazociągi.

2.2.21.2 Zarządzanie i zgodność z prawem

Eksperci IMC odwiedzili wszystkie główne rejonry zakładu ze szczególnym uwzględnieniem gospodarki wodno-ściekowej i odpadami, punkty monitoringu i obszary dotknięte uszkodzeniami górniczymi. Choć zalegający głęboki śnieg utrudnił kontrolę brzegów zbiornika sedimentacyjnego, zespół IMC nie stwierdził żadnych problemów lub niezgodności z zapisami decyzji środowiskowych i dobrą praktyką.

Pozwolenie wodnoprawne zezwala ZG Sobieski na odwodnienie zakładu górniczego w ilości nieprzekraczającej 94 032 m³/dobę i odprowadzanie oczyszczonych ścieków dołowych do rzeki Przemszy w maksymalnej ilości 114 600 m³/dobę. Oczyszczone wody to mieszanka wód dołowych, mniejszych ilości ścieków komunalnych oraz wód podziemnych pompowanych z terenów leśnych. Woda trafia do dużego osadnika, gdzie ilość zawiesiny spada do mniej niż 35 mg/litr. Osadnik wydaje się być dobrej jakości i jest podzielony na dwie części: jedną wykorzystywaną i drugą pustą lub w trakcie oczyszczania. W sytuacjach nadzwyczajnych, np. podczas wyjątkowo ulewnych opadów, ZG Sobieski ma prawo odprowadzać wody dołowe bezpośrednio do rzeki, jednak nie częściej niż pięć razy w roku.

ZG Sobieski monitoruje nadawę, wodę odprowadzaną do rzeki oraz wody Przemszy w górę i w dół rzeki od punktu zrzutu. W momencie wizyty IMC odprowadzana woda miała odpowiednią przejrzystość, a wyniki monitoringu za ostatnie dwa lata potwierdziły zgodność z parametrami dla wody odprowadzanej zapisanymi w pozwoleniu. Rzeka Przemsza już powyżej punktu zrzutu wód z ZG Sobieski niesie wody słabej jakości, zwłaszcza z uwagi na wysokie zasolenie, pochodzące z wód dołowych wyżej położonych kopalń.

ZG Sobieski posiada decyzję pozwalającą na wytwarzanie, wykorzystanie, odzysk i składowanie odpadów w określonych rodzajach i ilościach. Nie prowadzi się stałego składowania odpadów górniczych i z zakładu przeróbki węgla na terenie należącym do ZG Sobieski. Duża część odpadów z przeróbki węgla w postaci placków filtracyjnych sprzedawana jest jako paliwo do kotłowni, natomiast część skały pływającej i piasku wykorzystywana jest do doszczelniania zrobów. Pozostałe odpady, w roku 2009 łącznie około 970 000 ton, są odbierane i wysyłane koleją na składowisko należące do KP Maczki Bór.

Odpady niegórnicze zbierane są w różnych miejscach zakładu i albo sprzedawane, jak to jest w przypadku złomu i drewna, albo przekazywane do utylizacji wyspecjalizowanym firmom.

W ZG Sobieski nie ma punktowych źródeł emisji lotnych. Istnieje jednak szereg potencjalnych źródeł nieorganizowanej emisji pyłów podczas suchych okresów roku, w tym zasobniki węgla, czasowe składowiska odpadów i wycieki wokół zakładu przeróbki węgla. Oddziaływanie to można zminimalizować poprzez odpowiednie zarządzanie. ZG Sobieski nie monitoruje jakości powietrza na terenie zakładu, co jest już obecnie wymogiem w podobnych zakładach w Europie Zachodniej.

Poziom hałasu został w ZG Sobieski skontrolowany, w następstwie czego powstały ekrany akustyczne, chroniące okoliczne domy. Zakład uzyskał decyzję, wyznaczającą maksymalny poziom natężenia hałasu w dzień i w nocy. Decyzja nie nałożyła jednak wymogu regularnego monitorowania, które pozwoliłoby ustalić, czy ZG przestrzega tych warunków.

ZG Sobieski wykorzystuje jedynie niewielkie ilości materiałów niebezpiecznych. Jest to głównie olej napędowy i smary, składowane w odpowiedni sposób. Poziom promieniotwórczości węgla i wód dołowych jest niski, a zawartość pierwiastków radioaktywnych w powietrzu wychodzącym z szybów wydechowych jest zbliżona do naturalnego w środowisku.

2.2.21.3 Osiadanie terenu

ZG Sobieski posiada skuteczne procedury prognozowania, obserwacji i naprawy szkód spowodowanych osiadaniami gruntu. Eksperci IMC odwiedzili reprezentatywne miejsca, w których wykonane zostały prace zabezpieczające infrastrukturę techniczną i tereny leśne przez osiadaniami, i na podstawie oględzin stwierdzili, że wykonane prace są dobrej jakości. Tereny nad obecnymi i przyszłymi przodkami ścianowymi to w większości pola uprawne i lasy.

2.3 Zakład Górniczy Janina

Eksperci IMC odbyli wizytę w ZG Janina w dniach 9–19 lutego 2010. Wizyta obejmowała zarówno inspekcje pod ziemią, jak i infrastruktury na powierzchni. Niniejszy raport oparty jest na informacjach dostarczonych przez pracowników ZG Sobieski, ZG Janina oraz siedziby głównej Spółki. Obecnie ZG Janina jest zakładem jednoruchowym, choć do roku 2004 na północny zachód znajdował się kolejny zakład górniczy, który był wykorzystywany przez 30 lat. Nie istnieje fizyczne połączenie podziemne pomiędzy tymi dwoma obszarami górniczymi. Budowa i prace przygotowawcze w kopalni rozpoczęły się w roku 1901, a wydobycie węgla w 1907.

Obszar koncesyjny obejmuje ok. 62,3 km². Zasoby ZG Janina zawierają się w 56 blokach obliczeniowych A-W, 3–51. Dostęp do nich zapewnia sześć działających szybów i upadowa wykorzystywana do transportu węgla. Podział robót podziemnych na parcele jest warunkowany strukturą uskokową.

Kopalnia posiada własny zakład mechanicznej przeróbki węgla.

2.3.1 Mapy i plany

W Załączniku C zawarto następujące mapy i plany:

Ilustracja 12	Umiejscowienie odwiertów, struktura tektoniczna i strop warstw węglonośnych w ZG Janina
Ilustracja 13	Graficzne odzwierciedlenie struktury stratygraficznej pokładów w ZG Janina
Ilustracja 14	Przekroje z ZG Janina
Ilustracje 15–18	Plany pokazujące bloki zasobów geologicznych pokładów 118, 119/2, 203/3 i 207 w ZG Janina
Ilustracje 19–22	Plany pokazujące przyszłą produkcję z pokładów 118, 119/2, 203/3 i 207 w ZG Janina

2.3.2 Charakterystyka geologiczna ZG Janina

ZG Janina zlokalizowany jest na obszarze górniczym Libiąż IV, we wschodniej części Górnolśląskiego Zagłębia Węglowego. Ta część Zagłębia klasyfikowana jest jako grupa II, co oznacza relatywnie złożoną strukturę geologiczną ze względu na jej charakterystykę geologiczną.

Główne cechy geologiczne obszaru:

Obszar górniczy Libiąż IV znajduje się we wschodniej części południowego skrzydła zagłębia, w pobliżu miejscowości Libiąż. Obszar Libiąż IV zdominowany jest przez uskoki o różnym kierunku przebiegu i wielkościach, na skutek czego ma on strukturę tektoniczną typu blokowego. Struktura obszaru jest dodatkowo komplikowana tektoniką związaną z orogenezą waryscyjską i alpejską. Dominujące kierunki przebiegu uskoków to od NNW-SSE do N-S, zwłaszcza we wschodniej części obszaru górniczego. Kąty głównych płaszczyzn uskokowych zmierzone w wyrobiskach górniczych wyniosły przeciętnie od 60° do 75°. Zrzuty uskoków wynoszą od 1 m do 260 m (uskok Hrebnickiego). Kąt upadu w złożu wynosi przeciętnie od 2° do 10°, lecz na przeważającym obszarze warstwy są stosunkowo płaskie, nie przekraczając 4°. Dostępne parcele wydobywcze są więc przede wszystkim kształtowane przez przebieg uskoków, które jednak nie mają negatywnego wpływu na prowadzoną eksploatację. W opinii IMC struktura obszaru jest dobrze rozpoznana.

2.3.3 Stratygrafia

Warstwy nadkładu w ZG Janina obejmują osady czwartorzędowe, trzeciorzędowe i triasowe, a także produktywne węglonośne warstwy karbońskie.

2.3.3.1 Czwartorzęd

Czwartorzęd jest dobrze rozwinięty na całym omawianym obszarze, z wyjątkiem triasowych wzgórz i kilku obszarów, na których znajdują się wychodnie skał karbońskich. Miąższość skał czwartorzędowych wynosi od niecałego 1 m do 38,5 m w południowej części obszaru górniczego.

2.3.3.2 Trzeciorzęd

Formacje trzeciorzędowe występują w znacznej części obszaru górniczego, z wyjątkiem jego części północno-wschodniej. Stanowią one ciągłą warstwę o miąższości często osiągającej kilkadziesiąt metrów i o głębokości zalegania sięgającej 189,6 m (otwór badawczy B85). Trzeciorzęd jest reprezentowany głównie przez mioceńskie formacje wykształcone w postaci szarych zielno-szarych ilów i ilów marglowych, a okazjonalnie również piasku. W niektórych miejscach, w dolnych częściach miocenu wykształciła się również warstwa margla.

2.3.3.3 Trias

Skały triasowe znajdują się przede wszystkim w paśmie wzgórz ciągnących się na północ od obszaru kopalni. Formacje te to wapień muszlowy, dolomit i margiel, a także pstre piaskowce. Miąższość formacji triasowych w poszczególnych otworach badawczych wynosi od 0 do 131,9 m (otwór B94).

2.3.3.4 Karbon

Skaly karbońskie obejmują mieszaną, szaro-brązową arkożę stefarińską oraz brązowo-czerwonawe ity, często zwietrzałe, a także produktywne warstwy węgla westfalskiego C-D.

2.3.3.4.1 Produktywne warstwy węglonośne

Produktywne warstwy węglonośne na głębokościach do 1000 m są reprezentowane przez westfal C i D warstw libiąskich i łaziskich oraz górną część formacji orzeskich.

2.3.3.4.2 Warstwy libiąskie

W obrębie warstw libiąskich zidentyfikowano dwanaście pokładów węgla: 110, 111, 112, 113, 114, 115, 116/1, 116/2, 117, 118, 119/1 i 119/2. Trzy pokłady mają miąższość powyżej 2 metrów na obszarze całego pola węgla i są używane jako pokłady reperowe. Są to pokłady 116/2, 118 i 119/2. Pokład 118 osiąga miąższość do 4 m. Warstwy libiąskie wykształciły się głównie w formie szarego i żółtawego piaskowca, drobnoziarnistego, choć w niektórych miejscach również średnio- lub gruboziarnistego. W górnych częściach częsty jest czerwono-brązowy zlepieniec przerostowy i arkoza, z bardzo słabą macierzystą skałą ilową. Warstwy łupka, mające od 2 nawet do 10 m powstały przede wszystkim w okolicach pokładów 111, 112, 113, 114 i 115.

2.3.3.4.3 Warstwy łaziskie

Ich miąższość wynosi od 662 m we wschodniej części obszaru (otwór badawczy G-64) do 849,9 m w części zachodniej (otwór G-100). Warstwy te są niemal identyczne z libiąskimi. Warstwy łaziskie są zdominowane przez piaskowiec, który osiąga nawet 70 m miąższości. Występujące przy pokładach węgla łupki zazwyczaj nie przekraczają 5 m i charakteryzują się bardzo urozmaiconą geometrią.

2.3.3.4.4 Warstwy orzeskie, rudzkie i siodłowe

Znajdują się one poniżej głębokości objętej koncesją. Górne partie warstw orzeskich osiągnięto w 13 odwiertach. Tylko jeden odwiert (Chełmek IG-1) przeciął zarówno warstwy orzeskie, rudzkie, jak i siodłowe. Poniżej podano ich miąższość:

- Warstwy orzeskie – średnia miąższość 248 m, okazjonalne cienkie pokłady z wyjątkiem pokładu 308;
- Warstwy rudzkie – średnia miąższość 41 m, od pokładu 405 o miąższości 2,5 m;
- Warstwy siodłowe – średnia miąższość 77 m, od pokładu 510 o miąższości 5,7 m.

2.3.4 Jakość węgla

Jakość węgla określano początkowo za pomocą rdzeni z odwiertów badawczych, a wyniki tych badań przechowywane są zarówno w postaci dokumentów papierowych, jak i w komputerowej bazie danych. Obecnie wykonuje się regularnie kolejne odwierty, a także pobiera próby bruzdowe na przodkach ścianowych i chodnikowych w celu kontroli jakości węgla. Najważniejsze parametry jakościowe urabianych pokładów węgla podano w poniższej tabeli.

Tabela 2-20 Parametry jakości węgla w ZG Janina

Pokład	Miąższność (Od – do) Średnia	Upad	Typ węgla	Zaw. popiołu (%) (Min. – Max.) średnia	Zaw. siarki (%) (Min. – Max.) średnia	Wartość opałowa (KJ/kg) (Min. – Max.) średnia	Ciężar własc. (g/cm ³) (Min. – Max.) średnia	Przerosty (Od – do) (m)	Uwagi
118	$\frac{3,0-4,2}{(3,5)}$	5°	31,1-31,2	$\frac{2,23-35,1}{(7,6)}$	$\frac{0,19-9,11}{(1,93)}$	$\frac{15\ 931-27\ 810}{(23\ 626)}$	1,34	0,02-0,3	Pokład rozpościera się równomiernie na całym obszarze z wyjątkiem niewielkiej części na południu (parcela N) przy uskoku wysokim na 180 m, gdzie znajduje się wymyście. Na wschodzie przerost osiąga 0,6 m, a wydobywanie koncentruje się na warstwie górnej.
119/2	$\frac{0,80-3,40}{(2,05)}$	4°	31,1-31,2	$\frac{2,96-42,6}{(12,1)}$	$\frac{0,32-12,55}{(2,33)}$	$\frac{13\ 421-25\ 391}{(22\ 595)}$	1,37	-	Pokład jest bardzo urozmaicony na terenie obszaru górniczego; tylko w części wschodniej jego miąższność jest stała. Parcele: zachodnia, północno-zachodnia, północna i centralna zostały sklasyfikowane jako pozabilansowe ze względu na zaw. siarki powyżej 2,5%.
203/3	$\frac{0,80-2,50}{(1,21)}$	4°	31,2	$\frac{3,53-39,89}{(14,48)}$	$\frac{0,29-6,12}{(1,39)}$	$\frac{15\ 049-26\ 467}{(22\ 813)}$	1,39	-	Miąższność pokładu jest zmienna. W części środkowej (w pobliżu głównego szybu), północnej i południowej pokład nie spełnia kryteriów bilansowości. Na południu pokłady 203/3 i 203/4 łączą się. Zawartość siarki przekraczającą 2,5% stwierdzono w części północno-środkowej i na południu.
207	$\frac{0,80-5,0}{(3,47)}$	5°	31,2	$\frac{4,54-25,06}{(14,85)}$	$\frac{0,19-2,93}{(1,23)}$	$\frac{20\ 456-27\ 898}{(23\ 446)}$	1,38	-	Pokład rozpościera się równomiernie na całym obszarze górniczym. Maksymalną miąższność osiąga w centrum i na północy.

Tabela 2-21 Inne cechy pokładów węgla w ZG Janina

Pokład	Klasa stropu wg GIG	Klasa spagu wg GIG	Zagroż. wodne	Zagroż. metanowe	Zagroż. tąpnięciami	Skłonność do samozapłonu*	Zagroż. wyrzutami gazu/skał	Zagroż. wyb. pyłu węgl. **
118	I-II	II-III	I-II-III	Brak	Brak	V	Brak	A
119/2	I-II	II	I-II-III	Brak	Brak	V	Brak	A
203/3	Nie określono	Nie określono	I	Brak	Brak	V	Brak	Brak
207	Nie określono	Nie określono	I	Brak	Brak	V	Brak	Brak

* I = najniższe, V = najwyższe
** A = niskie

2.3.5 Inne czynniki geologiczne

Na roboty górnicze wpłynąć może szereg zagrożeń i ryzyk naturalnych. Najważniejsze z nich to:

- Uwarunkowania hydrogeologiczne
- Uwarunkowania geotechniczne
- Sejsmika i osiadanie
- Ciągłość pokładów
- Obecność gazów i pyłu węglowego
- Samozapłon

Eksperti IMC stwierdzili, że kierownictwo kopalni zdaje sobie sprawę z istnienia tych zagrożeń naturalnych i wdraża odpowiednie plany mające na celu łagodzenie ich ewentualnych skutków.

2.3.5.1 Czynniki hydrogeologiczne

Woda występuje w kopalni w dużych ilościach i mogłaby utrudniać wydobywanie. Jednakże kopalnia posiada wysoce skuteczny system odwadniania i monitorowania. Składające się na niego kanały, rurociągi i pompy pozwalają na efektywne odpompowywanie wody na powierzchnię. Kierownictwo i pracownicy kopalni skutecznie radzą sobie z wszelkimi trudnościami powodowanymi przez występującą w kopalni wodę.

Na obszarze złoża ZG Janina istnieją cztery główne warstwy wodonośne powiązane z utworami przepuszczalnymi: czwartorzędowe, trzeciorzędowe, triasowe i karbońskie.

Formacje czwartorzędowe są przepuszczalne i tworzą pierwszy poziom wodonośny. Soczewki gliny i mułu mają lokalnie istotne znaczenie, lecz nie odgrywają praktycznie żadnej roli, jeśli chodzi o odizolowanie wody od znajdujących się niżej warstw triasowych i karbońskich. Formacje trzeciorzędowe są generalnie rzecz biorąc nieprzepuszczalne; występowanie piaskowców i piasków w ramach ilów mioceńskich jest rzadkie i w praktyce nie mają one wpływu na warunki hydrogeologiczne. Formacje triasowe są wysoce przepuszczalne, a zwierciadło wody w formacjach triasowych znajduje się na głębokościach od 0,9 do 25 m.

Woda w wyrobiskach pochodzi przede wszystkim ze stefańskich formacji karbonu. Wpływ formacji stefańskich na warunki hydrogeologiczne jest nasilony przez obecność w niektórych obszarach wyjątkowo grubych, izolujących warstw ilu. Średnie współczynniki filtracji, wyliczone w oparciu o dane z pomiarów ilości wody pompowanej i efektywną porowatość piaskowca, podano w Tabeli 2–22.

Tabela 2–22 Współczynnik filtracji dla różnych formacji

Warstwy	Średnia filtracja (m/s)	Porowatość efektywna (%)
Libiąskie	$4,30 \times 10^{-6}$	17,70
Łaziskie	$9,82 \times 10^{-7}$	16,40
Orzeskie	–	10,95

Większość wód dołowych w ZG Janina pochodzi ze źródeł statycznych, czego dowodem są znaczne dopływy w nowo udostępnionych obszarach. Dopływ wód ze zrobów wynosi od 30 do 50% dopływu całkowitego. Średnie dopływy roczne z lat 2007–2009 zestawiono w Tabeli 2–23.

Tabela 2–23 Całkowite dopływy wód dołowych w ostatnich trzech latach, ZG Janina

Rok	Dopływ wód ogółem [m ³ /min]
2007	18,2
2008	18,8
2009	18,8

2.3.5.2 Czynniki geotechniczne

Ogólnie rzecz biorąc, parametry stropów i spągów są korzystne dla prowadzonych robót górniczych, choć na niektórych odcinkach można spodziewać się pęcznienia spągu. Warunki stropowo-spągowe są regularnie monitorowane. Parametry geotechniczne określa się przede wszystkim za pomocą badań penetrometrycznych w otworach dołowych. Pozwala to na określenie parametrów wytrzymałości skał stropowych i spągowych dla urabianych pokładów.

Poniższa tabela porównuje średnie wartości wytrzymałości na ściskanie (R_c) uzyskane z otworów penetrometrycznych w piaskowcach i łupkach ilastych obecnych w stropach i spągach pokładów węglonośnych. Ponadto piaskowce w warunkach nasycenia w testach zazwyczaj nie zmieniają formy i rzadko pękają wzdłuż płaszczyzn, natomiast formacje delikatniejsze, takie jak łupki, od razu rozdrabniają lub rozszczepiają się wielokierunkowo. Na podstawie badań laboratoryjnych stwierdzić można, że obecne tu węgle cechują się średnią wytrzymałością.

Tabela 2–24 Wyniki badań penetrometrycznych – wytrzymałość skał spągowych i stropowych

Pokład	Litologia	Zakres średniej wytrzymałości na ściskanie [R_c , (MPa)]	
		Strop	Spąg
116	Łupek ilasty	3,6–21,7	6,5–16,8
	Piaskowiec	6,1–19,0	13,6–22,1
118	Łupek ilasty	6,4–23,8	3,45–13,6
	Piaskowiec	9,1–22,8	10,4–23,5
119/2	Łupek ilasty	3,2–4,8	7,9
	Piaskowiec	7,8–26,4	–
201/1	Łupek ilasty	8,9–12,1	7,9–15,24
	Piaskowiec	12,7–21,0	12,3–17,7

2.3.5.3 Zagrożenie tąpnięciami

W kopalni nie występuje zagrożenie tąpnięciami. Udowodniło to też niedawne badanie przeprowadzone przez Akademię Górniczo-Hutniczą w Krakowie (*Ocena zagrożenia tąpnięciami na obszarze górniczym PKW ZG Janina, 2008–2010*), które wykazało, że wyznaczone do eksploatacji pokłady węgla nie kwalifikują się do zaliczenia ich do żadnej z kategorii zagrożenia tąpnięciami opisanych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki.

2.3.5.4 Sejsmika i osiadanie

Choć aktywność sejsmiczna na omawianym obszarze jest znikoma, wiąże się ona z robotami górniczymi prowadzonymi na omawianym obszarze. Dotychczas nie spowodowała ona żadnych poważniejszych zaburzeń, gdyż większość sprzętu to sprzęt wolno stojący. Z tego względu kopalnia nie weszła w skład systemu monitoringu sejsmicznego, który Spółka zainstalowała w ZG Sobieski.

Na omawianym obszarze górniczym spodziewać się można osiadania powierzchni terenu o 2,8 m. Jednakże przy wyliczaniu wielkości osiadania należy uwzględnić współczynnik osiadania, który zgodnie z wyliczeniami pracowników kopalni wynosi 0,7. Na obszarze znajdującym się na północ od obszaru objętego koncesją osiadanie jest znacznie poważniejsze, gdyż propagacja osiadania z trzech pokładów urabianych: pokładu 116 (ok. 2 m), pokładu 118 (ok. 3,5 m) i pokładu 201 (ok. 2 m) spowodowała zwiększenie osiadania powierzchni z 4,9 do 5,2 m.

2.3.5.5 Wymywanie

W przeszłości w ZG Janina nie dochodziło do wymywania. Jedynym wyjątkiem jest mały obszar w pokładzie 118, w bloku geologicznym 40, gdzie miąższość pokładu została zredukowana do niecałego 1 m na skutek kilku wymyci o kierunkach od N-S do N-E. Jednakże nie ma to poważnego wpływu na wydobywanie.

2.3.5.6 Rozwarstwianie i łączenie się pokładów

Jedynie dwa pokłady (118 i 203) mają tendencję do rozwarstwiania się, co zostało dokładnie przebadane przez pracowników ZG Janina. Choć pokład 118 rozpościera się równomiernie na całym omawianym obszarze, w części wschodniej występuje przerost o miąższości 0,6 m, który rozwarstwa pokład na dwie części (urabiana jest warstwa górna). Z kolei pokłady 203/3 i 203/4 łączą się ze sobą w części południowej.

2.3.5.7 Zagrożenie gazowe

W eksploataowanych pokładach węgla występują jedynie znikome ilości gazu i w kopalni nie występuje zagrożenie metanowe (patrz Tabela 2–25). Mimo że metan występuje w próbkach powietrza jedynie w tak nieznacznych ilościach (poniżej 0,1% CH_4), jest on regularnie monitorowany przez pracowników kopalni zgodnie z obowiązującymi w Polsce przepisami.

Tabela 2–25 Stężenie metanu w pokładach węgla ZG Janina

Pokład	Miejsce pobrania próbki	CH ₄ (%)*	CH ₄ (m ³ /Mgcsw)**	CH ₄ (m ³ /Mgcsw) Kategoria***
118	Pole 34, chodnik 34-955	0,038		poniżej kat. I
119/2	Sekcja K, pochylnia K-480	0,038		poniżej kat. I
203/3-4	Sekcja N, chodnik N-811	0,036		poniżej kat. I
118	Pole 40, chodnik bad.40-392, (Nr 3)		0,060	poniżej kat. I
119/2	Sekcja N, chodnik N-441 (Nr 41)		0,009	poniżej kat. I
119/2	Sekcja K, pochylnia K-488 (Nr 33)		0,009	poniżej kat. I
119/2	Sekcja B, chodnik B-401 pn. (Nr 21)		0,020	poniżej kat. I
203/3	Sekcja N, chodnik N-809 (Nr 54)		0,003	poniżej kat. I
203/3-4	Sekcja N, chodnik N-809 (Nr 2)		0,094	poniżej kat. I
206/1	Sekcja G, upadowa G-635 (Nr 5)		0,004	poniżej kat. I
206/2	Sekcja G, upadowa G-635 (Nr 6)		0,010	poniżej kat. I
205/4	Sekcja G, upadowa N-633 (Nr 37)		0,001	poniżej kat. I
207	Sekcja G, upadowa G-635 (Nr 10)		0,001	poniżej kat. I

* Próbki gazu pobrane z 13 otworów badawczych
 ** Metoda bezpośrednia; wykonane przez Główny Instytut Górnictwa w Katowicach
 *** I = 0,1–2,5; II = 2,5–4,5; III = 4,5–8,0; IV = > 8,0

2.3.5.8 Zagrożenie wybuchem pyłu węglowego

ZG Janina jest regularnie monitorowany pod kątem obecności w powietrzu pyłu węglowego. Wyniki pomiarów wykazują, że nie istnieje podwyższone ryzyko wybuchu pyłu węglowego.

2.3.5.9 Samozapłon

Wszystkie pokłady eksploatowane w kopalni są sklasyfikowane jako klasa V, co zgodnie z polskim systemem klasyfikacji oznacza wysoką samozapalność (patrz Tabela 2–26). Z tego względu ryzyko pożaru stanowi poważne zagrożenie dla prowadzonych robót. Jednakże kierownictwo kopalni wdrożyło niezbędne środki pozwalające na zwalczanie ewentualnych pożarów: prowadzony jest regularny monitoring wyrobisk pod kątem wystąpienia nadmiernej temperatury. W przeszłości miały miejsce dwa pożary: pierwszy w 1986 roku w pokładzie 118 przy partiach N83, N87 i N89. Do roku 1988 został on całkowicie ugaszony za pomocą wody i azotu. Drugi pożar miał miejsce w roku 2007, również w pokładzie 118 w zachodnim rogu partii 217. Został on szybko ugaszony za pomocą wpompowanej do wyrobiska wody.

Tabela 2–26 Charakterystyka samozapalności pokładów węgla w ZG Janina

Pokład	Partia	Wskaźnik samozap. Sz ^a [°C/min]	Energia aktywacji A [kJ/mol]	Grupa samozapalności group*	Czas inkubacji [dni]
118	34	145	50	V	41
118	40	121	49	V	38
119/2	K	142	42	V	32
119/2	33	137	35	V	33
118	21	134	50	V	34
203/3	N	132	42	V	34
203/4	N	132	42	V	34
207	G	175	54	V	28

* I = Bardzo niska skłonność do samozapłonu; V = Bardzo wysoka skłonność do samozapłonu

2.3.6 Rezerwy i zasoby

2.3.6.1 Dostępne dane

Wszystkie dane z badań geologicznych dostępne są zarówno w formie dokumentów elektronicznych, jak i papierowych. Przeanalizowane dane były odpowiednio przechowywane i uporządkowane. Losowo wybrane do inspekcji dokumenty w formie papierowej były dobrze zachowane i czytelne.

2.3.6.1.1 Rozpoznanie i odwierty

Działalność górnicza w omawianym regionie rozpoczęła się w początkach XIX wieku, tak więc dostępne są duże ilości informacji geologicznych. Budowę kopalni rozpoczęto w roku 1901, a ukończono w 1907. Wydobywania nie zaprzestano w czasie wojny. Po wojnie wydobywanie rosło przez całe lata 60. i 70., co wiązało się m.in. ze wsparciem ze strony państwa. Wydobywanie roczne wzrosło do 1,8 miliona ton w latach 70., a w latach 1982–1989 osiągnęło poziom 3,5 miliona ton.

Stosowano wschodnioeuropejskie standardy badań geologicznych i prac przygotowawczych wykorzystywane w praktycznie wszystkich krajach dawnego bloku socjalistycznego. Dzięki temu całe zagłębie węglowe zostało rozpoznane zgodnie z najwyższymi standardami. Bardzo wysoką jakość rozpoznania potwierdziła również analiza przeprowadzona przez członków IMC. Na terenie zakładu górniczego wykonano ponad 190 odwiertów powierzchniowych w celu odpowiedniego rozpoznania obszaru, a także liczne otwory dołowe dla badań gazu, wód i jakości węgla (Tabela 2–27). Dodatkowo bazę danych geologicznych uzupełniają dane pobierane w trakcie urabiania na ścianach i prac przygotowawczych. Eksperti IMC uważają, że struktura geologiczna i zasoby węgla do pokładu 304 są dobrze rozpoznane. Podwykonawcy, którym zlecane jest wykonywanie odwiertów i testów, wybierani są z uwzględnieniem ich doświadczenia, ceny i reputacji. Lista podwykonawców wykorzystywanych do wygenerowania powyższych danych znajduje się w Załączniku D.

Tabela 2–27 Otwory badawcze na terenie ZG Janina i w najbliższej okolicy

Dane otworów	OG Libiąż IV	Wiśła I-II
Liczba wykonanych odwiertów	159	31
Minimalna głębokość (m)	100,4	200,4
Maksymalna głębokość (m)	2254,3	1460
Średnia głębokość (m)	514	814,63

Ponadto we wrześniu 2009 Spółka wystąpiła o przyznanie koncesji na rozpoznanie obszaru Wiśła (na wschód od obszaru obecnie objętego koncesją) w celu szczegółowego rozpoznania znajdujących się tam zasobów. Oczekuje się, że zgoda na wykonanie odwiertów zostanie wydana w marcu 2010.

2.3.6.1.2 Uzysk rdzeni i geofizyka otworowa

W ciągu ostatnich dekad precyzyjnie dokumentowano dane uzyskiwane z otworów powierzchniowych i dołowych. W większości przypadków uzysk rdzeni wynosi od 80% do 90%. Zastosowano metody geofizyczne w celu określenia uzysku rdzeni i charakteru litologicznego. Stosowane metody geofizyczne to m.in. natężenie naturalnego promieniowania gamma, oraz profilowanie gamma-gamma gęstościowe.

Dane geofizyczne stanowią część dokumentacji geologicznej i są dostępne wraz z ich interpretacjami i analizami. Dostępna jest pełna dokumentacja z odwiertów badawczych i badań geofizycznych, w tym również zdjęcia rdzeni z każdego otworu. Oprócz tego informacje geologiczne i dotyczące jakości węgla uzyskiwane na bieżąco w trakcie eksploatacji węgla i prac przygotowawczych są wykorzystywane w celu ciągłej aktualizacji informacji o warunkach geologicznych i górniczych.

2.3.6.1.3 Zanieczyszczenia i przybierki

Faktyczne wydobywanie uzyskane w kopalni oraz zmiany stanu zasobów i rezerw są dokumentowane w corocznych raportach (tzw. „operatach”) przesyłanych do odpowiednich władz. Przy wyliczaniu zasobów przemysłowych dostępnych dla kopalni bierze się pod uwagę straty, zanieczyszczenia i przybierki. Obejmują one węgiel, który uważa się za nienadający się do eksploatacji (tzw. zasoby nieprzemysłowe) zarówno spośród zasobów bilansowych, jak i pozabilansowych. Z reguły straty te prognozuje się na początku wydobywania i następnie doprecyzowuje wraz z postępem eksploatacji.

2.3.6.1.4 Dane elektroniczne i baza danych

Wszystkie dane z otworów badawczych przechowywane są w bazie danych, co umożliwia dostęp do tych informacji poprzez serwer. Dostęp do głównych danych posiadają jedynie upoważnieni pracownicy. Stosowany jest system zapewniający bezpieczeństwo danych, w ramach którego poszczególnym użytkownikom przydzielona jest uprawnień pozwalające na dostęp jedynie do wybranych danych. Wszystkie informacje geologiczne, a także wszystkie mapy i przekroje, przechowywane są w formatach programów AutoCAD i Excel. Eksperti IMC są zdania, że możliwe jest dalsze rozbudowanie stosowanej obecnie bazy danych i wykorzystanie jej w połączeniu z odpowiednim górniczym

oprogramowaniem modelującym, co pozwoliłoby zwiększyć wydajność i ułatwiło prowadzenie prac w obliczu geologicznej i strukturalnej złożoności kopalni.

W opinii IMC baza danych jest zarządzana, kontrolowana i wykorzystywana zgodnie z najwyższymi standardami. Na ile można było stwierdzić na podstawie danych, które dało się przeanalizować w trakcie relatywnie krótkiej wizyty pracowników IMC, integralność i poprawność danych zawartych w bazie jest zapewniona.

2.3.6.1.5 Dane geodezyjne

Dane geodezyjne uzyskano w trakcie rozpoznawania złóż. Nowe dane są na bieżąco uzyskiwane wraz z postępem robót górniczych. Z informacji uzyskanych przez IMC wynika, że pomiary geodezyjne w wyrobiskach są wykonywane regularnie.

2.3.6.2 Weryfikacja poprawności danych

Ocena zasobów w ZG Janina jest wykonywana za pomocą specjalnego pakietu oprogramowania (Geomedia) oraz rysunków w programie AutoCAD. W trakcie swej wizyty eksperci IMC zweryfikowali kalkulacje dotyczące zasobów i nie stwierdzili podstaw do zakwestionowania poprawności tych wyliczeń. Wszystkie obszary są mierzone za pomocą programu komputerowego; wylicza się również miąższość pokładów węgla dla poszczególnych bloków, w oparciu o wprowadzone dane. Standardowo na potrzeby wyliczenia ilości węgla przyjmuje się gęstość objętościową wynoszącą $1,30 \text{ g/cm}^3$. W opinii IMC jest to słuszne założenie, a metody wyliczania są prawidłowe.

Eksperti IMC porównali wyliczone przez pracowników kopalni dane dotyczące ilości i kategorii zasobów w losowo wybranych blokach geologicznych z własnymi wyliczeniami. Wyliczenia te okazały się w wystarczającym stopniu porównywalne. Ponadto plany i harmonogramy na najbliższe 10 lat zostały sprawdzone za pomocą programu AutoCAD i arkuszy kalkulacyjnych Excel. Stwierdzono, że wartości miąższości pokładów i gęstości węgla wykorzystywane przy wyliczeniach ilości ton są właściwe i znajdują one odzwierciedlenie w nieprzetworzonych danych. Przedstawiane w operatach ilości ton możliwych do wydobycia uwzględniają straty górnicze i geologiczne związane z planowaną eksploatacją poszczególnych bloków.

2.3.6.3 Informacje dodatkowe

Polskie prawodawstwo wymaga corocznej aktualizacji danych na temat zasobów z uwzględnieniem zrealizowanego wydobycia oraz dodatkowego rozpoznania, w celu aktualizacji informacji na temat krajowych zasobów węgla. Dodatkowe rozpoznanie geologiczne może oznaczać zmianę ilości ton węgla w poszczególnych kategoriach na obecnie eksploatowanych lub nowych obszarach. Nowo uzyskane dane uwzględnia się w modelu geologicznym. Sprawozdanie roczne (tzw. „operat”) przesyła się do odpowiednich władz.

Zgodnie z polskim prawodawstwem, okres raportowania obejmuje rok kalendarzowy, tzn. zawiera się w okresie od 1 stycznia do 31 grudnia. Kopalnie obowiązane są przesyłać swoje sprawozdania roczne do Ministerstwa Środowiska do 31 marca następnego roku. Z tego względu w trakcie wizyty IMC w omawianych kopalniach (8–19 lutego 2010) trwało jeszcze obliczanie ilości rezerw i zasobów za rok 2009. Dlatego też należy zaznaczyć, że ilości ton węgla za rok 2009 podane w niniejszym raporcie należy traktować jako wartości wstępne. Biorąc pod uwagę doświadczenia z lat ubiegłych, można być całkowicie przekonany, że podane przez pracowników ZG Janina oszacowanie ilości zasobów (które może jeszcze ulec niewielkim modyfikacjom wprowadzonym przez pracowników kopalni przed 31 marca) zostanie zatwierdzone przez Ministerstwo.

2.3.6.4 Zasoby

2.3.6.4.1 Metodologia

Zasoby w ZG Janina wyliczono zgodnie z odpowiednim Rozporządzeniem Ministra Środowiska i decyzjami datowanymi 19 grudnia 2001 i 23 kwietnia 2003, tzn. przyjmując następujące kryteria:

- Maksymalna dopuszczalna głębokość zalegania w obszarze objętym koncesją: 1000 m (spąg pokładu 216)
- Minimalna miąższość pokładu węgla: 1 m, wliczając przerosty do 30 cm
- Minimalna średnia ważona wartość opałowa węgla: 15 MJ/kg
- Maksymalna średnia ważona zawartość siarki w urobku (wliczając przerosty): 2,5%

Na potrzeby tych kalkulacji stosuje się metodologię wyliczania blokami, z zastosowaniem odpowiednich wzorów i uwzględnieniem poziomu wydobycia, rozkładu miąższości, filarów ochronnych, stref tektonicznych, lokalizacji wychodni i kryteriów bilansowości. Do wyliczeń ilości rezerw stosuje się oprogramowanie komputerowe (Geomedia i AutoCAD) dla poziomu 300 m (± 0 m), poziomu 350 m (-50 m), poziomu 500 (-200 m), poziomu 800 (-500 m) i poziomu 1000 (-700 m).

Eksperti IMC przeanalizowali dane na temat zasobów zaktualizowane do dnia 31 grudnia 2009. Są to wstępne dane przygotowywane dla Ministerstwa. W poniższych tabelach przedstawiono je jako wartości dla całego ZG Janina oraz w rozbięciu na poszczególne pokłady.

Tabela 2–28 Zasoby bilansowe zgodnie z polskim systemem klasyfikacji w ZG Janina, stan na 31 grudnia 2009

ZG Janina	Kategoria rozpoznania [x1000 ton]				Ogółem
	A	B	C1	C2	
Przemysłowe	6 915	50 049	216 437	95 794	369 195
Nieprzemysłowe	9 826	53 822	218 707	803 540	1 085 895
Pozabilansowe					515 395
Bilansowe (Przemysłowe + nieprzemysłowe)	16 741	103 871	435 144	899 334	1 455 090

Tabela 2–29 Zasoby bilansowe w podziale na poszczególne pokłady węgla zgodnie z polskim systemem klasyfikacji, ZG Janina, stan na 31 grudnia 2009

Pokład	Zasoby bilansowe [x1000 ton]																	
	Zasoby przemysłowe									Zasoby nieprzemysłowe								
	Poza filarami			W filarach			Ogółem	Poza filarami			W filarach			Ogółem				
	A	B	C1	C2	A	B		C1	C2	A	B	C1	C2					
111								10 036									3 860	13 896
113								8 703									4 482	13 185
115								1 308									432	1 740
116/1									2 028								362	4 186
116/2	762	8 022	24 446		891	6 012		4 161	7 443					10 192	5 972			27 768
117		5 376	15 250		2 226	5 198		5 461	9 251	738				842	2 728	4 321	481	23 822
118	4 069	9 705	41 207		933	9 943		12 404	6 323	1 900				3 886	2 027	19 878	1 575	48 194
119/1								7 175								4 741	195	13 163
119/2	1 263	15 042	31 137			8 632		9 649	2 576	192				1 522	4 838	12 277	1 036	32 132
201/1			26 178			1 973		9 729	3 048	746					2 430	7 361	1 341	27 388
202/1			14 383			3 937		2 167								4 025		6 192
202/2			4 043	3 463		886	1 359	2 227								2 348	183	7 475
203/1			9 718	1 519				16 723								3 631	1 862	26 103
203/3		7 854	13 494	2 872			1 147	4 366							576	3 241	14 111	41 629
203/4								9 321								1 656	4 143	24 105
203/5								3 062								359	678	5 534
205/4								5 037								3 619	17 780	82 520
205/5								2 748									7 266	27 938
206/1				16 991													32 259	88 319
207				68 443				8 067								12 364	64 721	199 543
209																	37 650	103 799
211/1																	132	3 335
211/2																	19 700	68 124
212																	21 718	64 730
213																	1 245	4 505
214																	8 594	18 568
215																	742	2 975
216																	20 867	105 027
Ogółem	6 094	45 999	179 856	93 288	821	4 050	36 581	2 506	369 195	3 576	30 669	123 326	545 261	6 250	23 153	95 381	258 279	1 085 895

2.3.7 Zestawienie rezerw i zasobów zgodnie z kategoryzacją systemu JORC

Aby ocenić zasoby ZG Janina zgodnie z zasadami międzynarodowego systemu takiego jak JORC, muszą zostać spełnione pewne kryteria, pokazujące, że zasoby te nadają się do opłacalnego wydobycia i uwzględniają czynniki modyfikujące. Kryteria te są następujące:

- Dla tego pola istnieje biznesplan z wylczonymi kosztami do roku 2020;
- Ocena rezerw została wykonana jedynie na czas obowiązywania planu ruchu, ponieważ ustalono, że w takim zakresie są to rezerwy opłacalne ekonomicznie;
- Założono, że rezerwy udowodnione będą eksploatowane jako pierwsze aż do ich wyczerpania, a następnie bilans planu zostanie w razie potrzeby uzupełniony rezerwą prawdopodobną;
- Przyjęto, że ponowna ocena zasobów pola eksploatacyjnego zostanie zatwierdzona, jako że są mocne przesłanki ku temu;
- Koncesja ZG Janina wygasa 30 września 2016. Przyjęto, że można rozsądnie oczekiwać odnowienia tej koncesji przez odpowiednie władze;

Biznesplan dla ZG Janina obejmuje okres do roku 2020 i zakłada urobienie z tego pola około 26,3 miliona ton. Oficjalne zasoby przemysłowe przygotowane dla Ministerstwa, przedstawione w Tabeli 2–29 [325 237 000, poza filarami] wystarczą, aby zrealizować plany produkcyjne w założonym okresie. IMC uważa, że są podstawy, aby oczekiwać, że skorygowana ocena zasobów bilansowych zostanie zatwierdzona przez Ministerstwo. Skorygowane dane zostały przedstawione jako zasoby zmierzone w Tabeli 2–30. Jednocześnie eksperci IMC dokonali oceny wyłącznie tonażu uwzględnionego w obecnym biznesplanie w postaci rezerw – zostały one przedstawione w Tabeli 2–31.

Rozróżnienie pomiędzy rezerwami udowodnionymi i prawdopodobnymi opiera się na stosunku węgla kategorii A+B do węgla kategorii C1. W tym jednak przypadku, IMC jest zdania, że wszystkie zasoby zakwalifikowane do kategorii A i B i wpisane do biznesplanu mogą być opisane jako rezerwy udowodnione w związku z charakterem węgla i stopniem rozpoznania zasobów. Należy jednak zauważyć, że około 2,7 miliona ton węgla z pól ścianowych 701, 702, 703, 704 i 728 z pokładu 207 uznano za zasoby domniemane z uwagi na niewystarczającą ilość danych geologicznych na ich temat.

Stąd, w oparciu o obecne plany firmy, przedstawione zostało Zestawienie Rezerw i Zasobów:

Tabela 2–30 Zestawienie zasobów zgodnie z JORC w ZG Janina, stan na 31.12.2009

Zakład górniczy	Zasoby (w tonach)			
	Zmierzone	Wskazane	Domniemane	Łącznie
Janina	120 612	435 144	899 334	1 455 090
Zasoby uwzględniają rezerwy				

Tabela 2–31 Rezerwy zgodnie z JORC w ZG Janina, stan na 31.12.2009

Pokład	Kategoria (ton)		Łącznie (w tonach)
	Prawdopodobne	Udowodnione	
Pokład 118	–	1 168 883	1 168 883
Pokład 119/2	1 508 329	1 293 897	2 802 227
Pokład 203/4	12 613 740	1 352 506	13 966 246
Pokład 207	6 384 614	–	6 384 614
Łącznie	20 506 683	3 815 287	24 321 970

Zespół ekspercki IMC założył, że jeżeli „Zasoby bilansowe przygotowane do zatwierdzenia”, przedstawione w Tabeli 2–31 uzyskają akceptację, do rezerw ujętych w biznesplanie doszłyby również owe dodatkowe rezerwy.

2.3.8 Zakład górniczy i projekty

Kopalnia Janina rozpoczęła wydobycie w 1907 r. po okresie robót przygotowawczych, trwających od 1901 r. Obszar górniczy zajmuje 62,3 km². Zakład prowadzi obecnie eksploatację dwóch pól, wykorzystując sześć szybów i upadową.

2.3.8.1 Eksploatacja węgla

Szyby mają różną głębokość, od 310,5 m do 522 m, i średnicę od 4,4 m do 7,5 m. Powierzchnia terenu ma wysokość 290 m n.p.m. Węgiel jest transportowany na powierzchnię dwoma drogami: Upadową Janeczka i szybem Janina III. Istnieją plany pogłębienia jednego z szybów do głębokości 800 m, aby umożliwić eksploatację pokładu 207, który ma większą miąższość i doskonałe warunki wydobycia.

ZG Janina prowadzi roboty przygotowawcze z wykorzystaniem kombajnów chodnikowych w dziewięciu miejscach, łącznie przygotowując 13,95 km w 2009 r. Ta wielkość pozostaje na względnie stałym poziomie od ostatnich pięciu lat, choć była wyższa w 2005 r., gdy zakład prowadził roboty przygotowawcze na większą skalę. Było to związane z zaległościami w robotach przygotowawczych z lat poprzednich.

Obecny plan produkcji wymaga funkcjonowania trzech ścian i zwykle dwie lub trzy rzeczywiście są eksploatowane. Reszta czasu poświęcana jest na transfer sprzętu pomiędzy ścianami, co zwykle zajmuje około dwóch miesięcy.

2.3.8.2 Zatrudnienie

Łączna liczba zatrudnionych na dzień 31 grudnia 2009 wyniosła 2812 osób. Oprócz pracowników własnych, na terenie ZG Janina pracują także podwykonawcy, zajmujący się przede wszystkim pracami przygotowawczymi i wyspecjalizowanymi.

2.3.8.3 Dane o produkcji i robotach przygotowawczych w latach ubiegłych

Produkcja węgla w ZG wzrosła w latach 2005–2009, co pokazuje poniższa Tabela 2–32.

Tabela 2–32 Roczna produkcja ZG Janina od 2005 r.

Rok	2005	2006	2007	2008	2009
Produkcja węgla handlowego (ton)	2 202 313	2 001 000	1 753 815	2 212 670	2 205 585
Postęp ścian (m)	2 911	2 042	2 272	2 873	2 708

W latach 2005–2007 produkcja węgla handlowego nie zawiera produkcji mułów węglowych.

Łączna liczba metrów chodników przygotowawczych i udostępniających odpowiada planowanemu poziomowi produkcji. Pokazuje to Tabela 2–33.

Tabela 2–33 Roboty przygotowawcze w ZG Janina od 2005 r.

Rok	2005	2006	2007	2008	2009
Metry	16 308	14 963	14 425	12 774	14 360
Wskaźnik natężenia robót przygotowawczych m/1000t	7,4	7,5	8,2	5,8	6,5

2.3.8.4 Ograniczenia produkcji

Produkcja zakładu górniczego jest obecnie na poziomie nieznacznie niższym od założonego w planie ruchu.

Proponowane tempo robót przygotowawczych jest spójne z wynikami już osiągniętymi przy użyciu sprzętu tego samego typu, jaki stosowany jest obecnie. Maszyny będą wymagały systematycznych remontów i wymiany w trakcie realizacji obecnego planu ruchu. Eksperci IMC uważają, że plan robót przygotowawczych jest wykonalny, a zakład górniczy posiada odpowiednie zasoby.

Plan ruchu udostępniony IMC zakłada dalszą eksploatację pokładów o grubości zbliżonej lub nieco większej od tych eksploatowanych obecnie, w związku z tym eksperci IMC są zdania, że ściany zapewnią odpowiedni poziom wydobywania. Sprzęt ścianowy widziany podczas wizyty w kopalni był dobrej klasy i będzie wymagał systematycznych remontów i wymiany podczas realizacji planu ruchu.

Zawartość gazu w pokładach jest niezwykle niska, ale nie zerowa. Dlatego warto dalej wykorzystywać urządzenia przeciwwybuchowe, jak to się dzieje obecnie. Potrzeby wentylacji dołowej nie są wyśrubowane w związku z niską temperaturą i małą zawartością gazu w pokładach. W szczególności eksperci IMC uważają, że tam gdzie poziom gazu jest na poziomie takim jak w ZG Janina, warto stosować normalne środki bezpieczeństwa: aby wentylatory w chodnikach przygotowawczych nie były ciągle wyłączane i włączane, a po ich wyłączeniu by przestrzegano zwykłej procedury odgazowania. Przestrzeganie wymogów bezpieczeństwa jest o tyle istotne, że przy węglu niskiej jakości jakakolwiek eksplozja może się błyskawicznie zmienić w wybuch pyłu węglowego. Należy tu jednak zauważyć, że duża ilość wody i poziom zawilgocenia kopalni zmniejszają to ryzyko.

Samozapłon jest szczególnym zagrożeniem w kopalni, której złoża węgla zostały zakwalifikowane do kategorii najwyższego ryzyka. Zdarzenia, z których opisami zapoznali się eksperci, miały typowy przebieg. Eksperci odwiedzili ściany spowalniające wydobywanie z uwagi na zaburzenia geologiczne. W takich przypadkach stosuje się zatlaczanie azotu i polewanie wodą. W kluczowych punktach kopalni prowadzony jest monitoring poziomu tlenu węgla. Podejmuje się także środki bezpieczeństwa ograniczające dopływ powietrza do odpadów górniczych. Ogólnie tego rodzaju zdarzenia występują jednak rzadko i zdaniem IMC zakład odpowiednio podchodzi do tego zagrożenia, jednak eksperci zalecają nieustającą czujność, ponieważ zagrożenie jest stale obecne.

Warunki geotechniczne w zakładzie można opisać jako łagodne. Pomimo istnienia lokalnej stacji sejsmologicznej, nie odnotowano wstrząsów, wyrzutów skał ani tąpnięć. Chodniki są dobrze zabezpieczone standardowymi obudowami łukowymi. Niektóre stropy pokładów są słabe.

Obszar górniczy charakteryzuje się występowaniem zakłóceń geologicznych, dzielących duży obszar objęty koncesją na rejony eksploatacyjne. Kierownictwo ZG podało, że większość uskoków zidentyfikowanych podczas eksploatacji płytszych pokładów schodzi do pokładów głębszych, a nieprzewidziane uskoki zdarzają się sporadycznie. IMC jest zdania, że ryzyko występowania nieprzewidzianych uskoków istnieje, jednak jest niskie. Przy dużych zasobach pól eksploatacyjnych nieoczekiwany uskok nie jest problemem o decydującym znaczeniu, gdyż pomimo pewnych strat w produkcji da się je zastąpić innymi zasobami.

Woda i panowanie nad nią jest kwestią zasadniczą dla udanej realizacji planów. Duża ilość wody wypływająca z urabianych ścian oznacza, że wszystkie ściany muszą być eksploatowane tak, by umożliwić odprowadzenie wody chodnikami wodnymi. Podnosi to koszt robót przygotowawczych. Znaczącym kosztem są również wydatki na odpompowywanie wody, ponieważ wiąże się to z utrzymaniem i konserwacją systemu większych i mniejszych instalacji w całej kopalni. Ponadto główne stacje pomp zużywają dużo energii. W opinii IMC gospodarka wodna w zakładzie górniczym jest prawidłowa.

2.3.8.5 Przegląd proponowanego harmonogramu wydobycia do roku 2020

Harmonogram wydobycia zakłada dalszą eksploatację trzech ścian, co pozwoli uzyskać planowane wydobycie w okresie do 2020 r. Nie wydaje się, aby cokolwiek mogło zakłócić realizację tych zamierzeń. Miąższość pokładów utrzyma się na obecnym poziomie, podobnie jak technologia sprzętu.

2.3.9 Zakład Wzbogacania Węgla w ZG Janina

2.3.9.1 Wstęp

Część istniejących instalacji do przeróbki urobku/węgla surowego wybudowano w roku 1970, kiedy to zakład przeróbczy składał się z separatora stożkowego typu Chance i ręcznego wzbogacania frakcji klasy +200 mm.

W 1994 r. obieg urobku/węgla surowego został zmodernizowany i obok szybu wydobywczego powstał całkowicie nowy zakład przeróbczy.

W skład zakładu wchodzi osiem zasobników skarpowych o łącznej pojemności 1 600 ton, które stanowią bufor pomiędzy wydobyciem a nadawą zakładu.

W 1998 r. zainstalowany został zewnętrzny system składowisk urobku, aby umożliwić składowanie węgla odstawianego na powierzchnię upadową, co pozwoliło wyrównać wahania w wydobyciu i podażę węgla do zakładu przeróbczego.

Zakład wzbogacania składa się z instalacji wykorzystującej separator cieczy ciężkiej typu Disa do węgla grubego, dwunitkowy ciąg osadzarek dla rozmiarów średnich i wzbogacalnik spiralny do wzbogacania nominalnej frakcji 2 mm do 0,1 mm. Muł węglowy jest zagęszczany w konwencjonalnym zagęszczaczu Dorra, wspieranym od niedawna przez świeżo uruchomiony zagęszczacz lamelowy o dużej pojemności, po czym jest odwadniany na prasach filtracyjnych i filtrach wielorolkowych.

W 2005 r. wydajność separatora Disa została podniesiona z 240 do 320 t/h, aby zwiększyć możliwość wzbogacania grubszego węgla.

Budynki, w których znajdują się systemy przeróbcze, wydają się być w przyzwoitym stanie, ponadto realizowany jest program inspekcji i prac naprawczych, którego celem jest utrzymanie ich w odpowiednim stanie technicznym.

Zakład wraz z powiązаныmi instalacjami wykorzystuje łącznie 74 systemy przenośników o łącznej długości blisko 6,5 km.

W trakcie wizyty IMC podłogi głównej części przeróbczej zakładu były mocno zabrudzone wyciekami, pochodzącymi ze zużytych i przeciekających rur, pochylni i podstaw sit. Kierownictwo zakładu stoi przed sporym wyzwaniem, próbując poprawić sytuację, będącą skutkiem wieloletniego niedoinwestowania przed objęciem ZG przez obecnego Właściciela, a jednocześnie starając się utrzymać moce niezbędne do przerabiania bieżącego wydobycia. Obecnie realizowane są pewne prace modernizacyjne, jednak są one ograniczone finansami.

W ostatnich latach włożono znaczny wysiłek w zapewnienie przestrzegania norm środowiskowych w innych częściach zakładu, przede wszystkim w systemach transportu urobku i surowego węgla. Zespół IMC jest przekonany, że wraz z upływem czasu podobne usprawnienia wprowadzone zostaną w całym zakładzie.

Problemy specyficzne dla zakładu to kruchość surowego węgla, ilość wytwarzanego mułu (wynosząca wg danych od 14 do 17% nadawy do zakładu), a także słaba wydajność instalacji odwodnienia miałów. Problemy te przekładają się na trudności z zapewnieniem ustalonego poziomu wilgotności produktu dla największego odbiorcy. Kierownictwo zakładu przeróbczego podjęło szereg działań, mających na celu podniesienie wydajności odwadniania, a wraz z poprawą niezawodności urządzeń w zakładzie, ograniczona zostanie także degradacja surowego węgla, spowodowana składowaniem i przetrucaniem urobku przed przeróbką.

2.3.9.2 Wydajność i wykorzystanie zakładu

Wydajność nominalna zakładu wzbogacania węgla wynosi około 900 ton na godzinę (t/h), choć faktyczna przepustowość jest wypadkową wielu czynników, takich jak zawartość w urobku popiołu, siarki czy miałów oraz niezawodności sprzętu itp.

Mimo tych trudności, Tabela 2–34, wyliczona w oparciu o nominalną wydajność zakładu oraz przyjęte przez IMC czynniki modyfikujące dla zakładów o podobnym charakterze i stopniu złożoności, przedstawia dane możliwe zdaniem IMC do osiągnięcia. Zespół IMC przyjmuje

jednocześnie do wiadomości, że to podejście może zostać uznane za nieco konserwatywne, jest jednak przekonany, że w realistyczny sposób ujmuje ono kwestię potencjalnych rozbieżności pomiędzy planowanym wydobyciem i możliwościami przerobczymi węgla.

Tabela 2–34 Potencjalna wydajność ZWW w ujęciu rocznym

Wydajność nominalna ZWW (t/h)	Dostępność h/dobę	Planowa konserwacja (h/dobę)	Dostępny potencjał (h/dobę)	Faktyczne h/dobę (założono dostępność na poziomie 80%)	h/dobę przy 251 dniach	Potencjalna roczna wydajność ZWW Mt urobku
900	24	2	22	17,6	4417	3,97

Plan ruchu ZG Janina na lata 2010–2020 zakłada niewielki wzrost rocznego wydobycia, przy maksymalnej dziennej wydajności na poziomie do 17 800 ton urobku.

Zakład ma wystarczające moce przerobowe, by poradzić sobie ze wzbogacaniem planowanego wydobycia.

Zakład ma jeszcze rezerwę, zarówno potencjału, jak i możliwość wydłużenia, w razie potrzeby, godzin pracy, aby sprostać potrzebom konserwacji i napraw, niezbędnych podczas usuwania wspomnianych wieloletnich zaniedbań.

Jak do tej pory, zakład pracował pięć dni w tygodniu plus od czasu do czasu w soboty, dostosowując się do harmonogramu wydobycia.

2.3.9.3 Zatrudnienie w ZWW

Według uzyskanych danych, zatrudnienie w zakładzie przerobczym i wzbogacania, konserwacji, transporcie i załadunku produktu, nadzorze i zarządzie wynosi 324 osoby. Podobnie jak w przypadku ZG Sobieski, IMC jest zdania, że zakład ma zbyt wysoki poziom zatrudnienia w porównaniu do podobnych zakładów, działających komercyjnie.

2.3.9.4 Jakość produktu i sterowanie procesem

Janina także produkuje różne sortymenty węgla handlowego, jednak większość rocznej sprzedaży (pomiędzy 75 a 88% w ostatnich latach) trafia na rynek wytwarzania energii.

Zespół IMC zapoznał się z historycznymi danymi na temat jakości produktu (Tabela 2–35 i Tabela 2–36) i stwierdził, że zakład jest w stanie dalej produkować sortymenty węgla odpowiadające wymogom rynku, pod warunkiem utrzymania obecnej jakości urabianego węgla.

Tabela 2–35 Zestawienie charakterystyki sortymentów węgla z ZG Janina

Przedmiot analizy	2007			2008			2009		
	Gruby	Orzech	Groszek	Gruby	Orzech	Groszek	Gruby	Orzech	Groszek
Kaloryczność kJ/kg	22 165	22 126	21 505	21 837	21 822	21 460	22 002	21 890	21 297
Popiół %	5,7	5,8	6,2	5,9	6,2	6,4	6,3	6,3	6,7
Wilgoć %	19	19	20,4	19,8	19,8	20,7	19,3	19,6	20,8
Siarka %	0,76	0,76	0,93	0,97	1,00	1,03	0,97	1,00	1,04
Deklarowana klasa	Siarka %	Popiół %	Kaloryczność kJ/kg						
Gruby	<1,1	3 do 9	≥21 500						
Orzech	<1,1	3 do 9	≥21 500						
Groszek	<1,1	3 do 9	20 500 do 21 999						

Tabela 2–36 Zestawienie jakości wzbogaconych miałów dla dużych odbiorców na rynku energetycznym

Analiza średnio	2007	2008	2009	Obecne zobowiązania umowne
Kaloryczność kJ/kg	19 384	19 214	19 333	19 000 (Min 18 500)
Popiół %	10,2	9,4	9,1	12 (max 14)
Wilgoć %	22,8	24,3	24,3	Max 22
Siarka %	1,04	1,22	1,24	1,2 (max 1,6)

Głównym problemem w ZG Janina jest utrzymanie odpowiednio niskiej zawartości wilgoci w miazłach dostarczonym odbiorcom z rynku energetycznego. Średnie wyniki roczne wskazują na poziom wilgoci o ponad 2,0% wyższy od uzgodnionego limitu, co powoduje nałożenie kar pieniężnych na mocy głównej umowy handlowej.

Wyniki średnie maskują jednak znacznie większe przekroczenia w poszczególnych dostawach.

Zarówno kierownictwo ZG, jak i szefowie zakładu wzbogacania zdają sobie doskonale sprawę z tego problemu. Główną przyczyną jest tutaj bardzo wysoki poziom wilgoci higroskopijnej (naturalnej) urobku, który powinien się poprawić w trakcie realizacji planu ruchu.

Kierownictwo ZWW wie również o słabej wydajności i skuteczności instalacji odwodnienia w zakładzie i opracowało plany usprawnienia tego elementu procesu.

Z informacji udostępnionych IMC wynika, że firma wprowadziła ostatnio do sprzedaży nowy produkt, paliwo węglowe Jaret z Zakładu Wzbogacania Węgla ZG Janina. Produkt ten jest przesiewany ze wzbogaconych miazł i pomimo że obecnie pozyskiwane ilości nie są duże, trzeba będzie na bieżąco monitorować wpływ tego produktu na dostawy dla dużych zakładów energetycznych i ewentualne kary, na wypadek gdyby ten rynek miał się znacząco rozwinąć.

Firma prowadzi także sprzedaż ok. 10% mułu węglowego w postaci placków filtracyjnych na potrzeby lokalnego rynku energetycznego, a reszta tego materiału jest utylizowana jako odpad, co przysparza firmie kosztów. Położenie ZG względem potencjalnych klientów jest niekorzystne, podnosząc koszty transportu produktu o niskiej wartości opałowej. Ponadto filtry wielorolkowe wykorzystywane do odwodnienia większej części tego materiału są znacznie mniej wydajne niż konwencjonalne prasy filtracyjne, natomiast koszty ich użytkowania są wyższe.

Firma opracowała plany inwestycyjne zastąpienia tych filtrów, co poprawi jakość placka i znacząco zmniejszy koszty funkcjonowania. W połączeniu z planami wprowadzenia systemu granulacji mułów zwiększy to możliwość podniesienia wartości produktu ubocznego, dotychczas traktowanego jako odpad.

2.3.9.5 Planowane nakłady inwestycyjne

Zespół IMC dokonał przeglądu propozycji inwestycyjnych w zakładzie przeróbczym i powiązanych instalacjach w latach 2010–2020 i uznał, że są one wystarczające do spełnienia założeń biznesplanu. Plany są zakrojone szeroko i obejmują znaczącą modernizację i ulepszenia systemów wzbogacania węgla, odwodnienia węgla oraz transportu i składowania, załadunku i wysyłki produktów.

2.3.10 Infrastruktura ZG Janina

Infrastruktura kompleksu ZG obejmuje obecnie sześć szybów oraz jedną upadową, z wyrobiskami sklasyfikowanymi jako wolne od metanu. Zabezpieczony przed wybuchem sprzęt elektryczny klasy A wykorzystywany jest do przesyłu, dystrybucji i sterowania maszynami do eksploatacji węgla, ograniczając tym samym ryzyko eksplozji.

Dwa oddzielne przyłącza energetyczne 110 kV zasilają zakład górniczy z lokalnej sieci przesyłowej. Lokalny operator sieci ENION (część Grupy Tauron) pobiera energię dwoma łączami z podstacji sieci Chrzanów i Dwory.

Zainstalowana moc pozorna (50 MVA) jest wystarczająca do zaspokojenia przewidywanego maksymalnego zapotrzebowania Zakładu Górniczego, wynoszącego 19 MVA.

Napięcie dystrybucyjne zakładu, 6 kV 3-fazy 50 Hz, pochodzi z transformatorów obniżających napięcie i jest wykorzystywane do zasilania sprzętu w zakładzie. Zapotrzebowanie zakładu pochodzi przede wszystkim z mocnych napędów systemu pomp, wentylacji, maszyn wyciągowych, sprzężarek i taśmociągów.

To zasilanie jest dalej transformowane i wykorzystywane do zasilania o średnim napięciu:

Sprzęt dołowy

- Dystrybucja na przodki ścianowe 3.3 kV/1000/500 V 3-fazowy 50 Hz, roboty przygotowawcze ścian i chodników
- Zasilanie sprzętu dołowego 1000/500 V 3-fazowy 50 Hz
- Dołowe systemy odstawy węgla taśmociągami 1000/500 V 3-fazowy 50 Hz
- Dołowe pompownie odwodnienia 6 kV/1000/500 v 3-fazowy 50 Hz
- Dołowe przenośne sprzężarki 500 V 3-fazowy 50 Hz
- Dołowa wentylacja 500 V 3-fazowy 50 Hz
- Dołowe systemy skipu i upadowych 500 V 3-fazowy 50 Hz
- Dołowe lokomotywy przewodowe 250 V DC

Sprzęt powierzchniowy

- Maszyny wyciągowe 6kV/500/400 v 3-fazowy 50 Hz
- Sprężarki 500 V 3-fazowy 50 Hz

- Budynek administracji 400/230 V 3-fazowy 50 Hz
- Zakład Wzbogacania Węgla 6 kV/500/400v 3-fazowy 50 Hz
- Łaźnie 400/230 V 3-fazowy 50 Hz
- Warsztaty 500/400/230 V 3-fazowy 50 Hz (obecnie zasilanie trafia wyłącznie do podwykonawców)
- Warsztaty mechaniczne 500/400/230 V 3-fazowy 50 Hz (obecnie zasilanie trafia wyłącznie do podwykonawców)
- Diagnostyczne/Elektroniczne 500/400/230 V 3-fazowy 50 Hz (obecnie zasilanie trafia wyłącznie do podwykonawców)
- Warsztaty hydrauliczne 500/400/230 V 3-fazowy 50 Hz (obecnie zasilanie trafia wyłącznie do podwykonawców)
- Systemy wentylacji 6 kV/1000/500 V 3-fazowy 50 Hz
- Dystrybucja próbna zasilająca sprzęt powierzchniowy 1000 V, 3-fazowy, 50 Hz
- Dystrybucja zasilająca sprzęt powierzchniowy 500 V, 3-fazowy, 50 Hz
- Dystrybucja zasilająca sprzęt powierzchniowy 400/230 V, 3-fazowy, 50 Hz

Powierzchniowe i dołowe systemy transportu ludzi, materiałów i węgla, złożone z kolejek podwieszanych z napędem spalinowym, lokomotyw przewodowych oraz przenośników taśmowych i zgrzeblowych, tworzą duże i dobrze zintegrowane systemy, wspierające infrastrukturę wydobywczą w wypełnianiu celów produkcyjnych już od wielu lat.

Dołowe i powierzchniowe warsztaty mechaniczne i elektryczne stanowią zaplecze konserwacyjne i naprawcze, ponadto zgodnie z prawem funkcjonuje system planowych przeglądów sprzętu. Sprężone powietrze jest dostarczane zgodnie z zapotrzebowaniem do urządzeń hamujących maszyny wyciągowe, pneumatycznego sprzętu wydobywczego, urządzeń systemu sterowania oraz niezbędnych narzędzi. Odpowiednie komputerowe systemy pomiarowe i sterowania czuwają nad załadunkiem skipów, transportem węgla, przesyłem energii elektrycznej oraz sieciami ochrony środowiska i odstawy materiałów.

Zarówno na dole, jak i na powierzchni dostępne są rezerwowe transformatory, a także zasilacze awaryjne (UPS) do mniejszych systemów o kluczowym znaczeniu.

2.3.11 Ochrona środowiska (ZG Janina)

2.3.11.1 Położenie

Koncesja ZG Janina obejmuje obszar 62,3 km², którego 95% leży w województwie małopolskim. Instalacje na powierzchni zajmują teren o powierzchni 146 ha i obejmują szyby i zakład wzbogacania węgla w Libiążu oraz składowisko odpadów. Wydobycie węgla w tym rejonie datuje się do początku XX wieku, a w krajobrazie widoczne są zmiany w postaci stawów i zalewisk, powstałych w wyniku dawnych szkód górniczych. Teren jest ogólnie równinny i opada w kierunku rzeki Wisły, która przepływa na południowej granicy obszaru objętego koncesją. Składają się nań głównie tereny rolne i lasy. Główne cechy krajobrazu obszaru górniczego to miasteczka Libiąż i Chelmek oraz szereg mniejszych miejscowości, drugorzędne drogi, linia kolejowa oraz linie przesyłowe.

2.3.11.2 Zarządzanie i zgodność z prawem

Eksperci IMC odwiedzili wszystkie główne rejonu zakładu ze szczególnym uwzględnieniem gospodarki wodno-ściekowej i odpadami oraz składowania węgla. Choć zalegający głęboki śnieg utrudnił przeprowadzenie dokładnej inspekcji, systemy kontroli środowiska wydają się być dobrze zarządzane. Dało się jednak dostrzec niski poziom utrzymania dróg na terenie zakładu i wokół zakładu wzbogacania węgla. Zespół IMC ma nadzieję, że wycieki mułu, a także drogi zostaną oczyszczone jak tylko poprawi się pogoda, zanim susza stworzy potencjalny problem z podnoszeniem pyłu.

Pozwolenie wodnoprawne wyznacza ilość wód dołowych wypompowywanych na powierzchnię i odprowadzanych po oczyszczeniu do rzeki Wisły, co pokazuje Tabela 2–37. Duży osadnik jest wykorzystywany do wytrącenia zawiesiny z trafiającej do niego wody. Od 2024 r. rozpocznie się eksploatacja głębszego poziomu (800 m), na którym zasolenie wody wzrośnie z obecnych 6 g/litr do 10 g/litr.

Tabela 2–37 Pozwolenie wodnoprawne dla ZG Janina 2008–2016

Okres	Wody dołowe m ³ /dobę	Wody odprowadzane m ³ /dobę	
2008–2012	34 500	32 000	
2013–2016	37 500	21 000	14 000 ⁽¹⁾

⁽¹⁾ Ilość zasolonej wody z poziomu 800 m.

Pozwolenie nakłada ostrzejsze wymogi związane z kontrolowaniem i monitorowaniem wody odprowadzanej po roku 2013, ponieważ zasolenie wód Wisły nie może być wyższe niż 1g/litr w punkcie pomiarowym 23 km poniżej zrzutu wód z ZG Janina. ZG Janina przygotowuje się do spełnienia tego warunku poprzez budowę dodatkowego osadnika, który pozwoli wykorzystać obecny osadnik jako zbiornik retencyjny

na zasoloną wodę w okresach, gdy zasolenie wód rzecznych przekroczy 1g/litr. Zbiornik będzie miał pojemność wystarczającą do przetrzymania wód z około dwóch miesięcy. IMC odnotowuje, że podobne działania podejmują również inne kopalnie, aby spełnić wymóg jakości wód w rzece.

Na ZG Janina nałożona została w 2009 r. kara pieniężna wysokości 1,363 miliona zł za wielokrotne przekroczenia wskaźnika zawiesiny ogólnej w wodzie zrzucanej do rzeki Wisły w roku 2008. Wykonanie tej decyzji zostało następnie wstrzymane pod warunkiem, że ZG Janina zwiększy pojemność urządzeń do odwadniania w zakładzie wzbogacania węgla i wybuduje dodatkowe osadniki. Etap pierwszy został zakończony w końcu 2009 r. w momencie instalacji zagęszczacza lamelowego. Etap drugi jest już realizowany i musi zostać zakończony do roku 2014. Eksperti IMC zapoznali się z ostatnimi wynikami monitoringu wód, które wskazują na poprawę sytuacji z ilością zawiesiny ogólnej. Podczas wizyty IMC klarowność zrzucanej wody była dobra.

ZG Janina posiada decyzję pozwalającą na wytwarzanie, wykorzystanie, odzysk i składowanie odpadów pogórnictwa i innych. Część najdrobniejszych frakcji ziaren ze wzbogacania węgla jest sprzedawana jako paliwo do kotłowni, natomiast reszta jest mieszana ze skałą płonną i piaskiem i trafia bądź na składowisko ZG Janina, bądź jest przekazywana na mocy umowy zawartej z KP Maczki Bór, do zeskładowania na składowisku prowadzonym przez tę firmę. W roku 2009 około 736 000 t trafiło na składowisko należące do ZG, a 129 000 do KP Maczki Bór.

Budowa i funkcjonowanie składowiska odpadów pogórnictwa, należącego do ZG Janina, zostały zatwierdzone stosowną decyzją Wojewody, a program stopniowej rekultywacji i docelowego zwrotu tego terenu gminie został już uzgodniony. Obiekt zajmuje teren o powierzchni 33 ha, z czego 17,9 ha zostało już zrehabilitowane, a na kolejnych 7,9 ha rekultywacja rozpocznie się w 2010 r. ZG Janina planuje użytkować składowisko jeszcze przez około cztery lata. Standard składowiska jest dobry, wyznaczono także jego maksymalną wysokość. Rów opaskowy wokół składowiska zbiera odcieki i kieruje je do basenu do odparowania. Woda z odcieków jest badana raz na kwartał wraz z wodami gruntowymi poprzez sieć piezometrów.

Zakład nie posiada punktowych źródeł emisji, nie potrzebuje zatem pozwolenia. Mogą natomiast wystąpić emisje niezorganizowane związane z ruchem pojazdów po zabrudzonych drogach, składowaniem węgla i gospodarką odpadami. Zawartość wilgoci w materiale jest jednak wysoka, stąd podnoszenie pyłów może stanowić potencjalny problem jedynie w bardzo suchych okresach roku. Nie prowadzi się monitoringu jakości powietrza atmosferycznego na terenie zakładu.

W odróżnieniu od ZG Sobieski, ZG Janina nie posiada decyzji nakładającej ograniczenia związane z poziomem hałasu i nie monitoruje tego poziomu. Potencjalne problemy związane z hałasem mogą wystąpić w pobliżu składowiska, blisko którego znajdują się budynki mieszkalne, oraz wokół zakładu w Libiążu. Z wyjaśnień uzyskanych przez IMC wynika, że jeżeli zaczynają wpływać skargi od ludzi mieszkających w pobliżu składowiska odpadów, prace są przesuwane w inne, bardziej oddalone, miejsce składowiska.

2.3.11.3 Osiadanie terenu

Eksploatację planuje się tak, aby omijać tereny gęściej zaludnione i kluczowe obiekty. W planie ruchu ujmuje się tereny, obiekty budowlane i infrastrukturę techniczną, które mogą znaleźć się w zasięgu wpływów eksploatacji górniczej. Rejestr na lata 2008–2010 obejmuje szereg budynków, linii przesyłowych i rurociągów, pola uprawne i tereny leśne. W razie potrzeby podejmowane są działania profilaktyczne, zabezpieczające obiekty budowlane i infrastrukturę techniczną, przy czym to drugie następuje w porozumieniu z operatorami infrastruktury.

Program obserwacji budynków i infrastruktury objętych wpływami funkcjonuje właściwie, prowadzone są także pomiary wzdłuż linii obserwacyjnych na terenach rolnych i leśnych. Wszystkie wnioski dotyczące szkód górniczych są badane. Zwykle w ciągu roku napływa od 100 do 200 roszczeń o naprawę budynków lub odszkodowania za straty w polach uprawnych; odrzucanych jest niewiele.

ZG Janina jest odpowiedzialny za utrzymanie dwóch stacji pomp na terenie zalany w wyniku dawnych szkód górniczych. Planuje się budowę nowej stacji pomp, aby zabezpieczyć okoliczne budynki przed zalaniem wodą ze stawu położonego nad terenem przyszłej eksploatacji.

3.0 WNIOSKI

Na podstawie przeprowadzonej niezależnej ekspertyzy technicznej IMC przedstawia następujące wnioski:

- wiedza i doświadczenie geologiczne i geotechniczne kierownictwa umożliwia planowanie krótko-, średnio- i długoterminowe w niezbędnym zakresie, a zarządzanie na poziomie operacyjnym jest właściwe;
- plany kopalni uwzględniają czynniki geologiczne i geofizyczne w stopniu właściwym, aby minimalizować niebezpieczeństwo związane z robotami górniczymi;
- sprzęt górniczy PKW (obecny lub planowany w wydatkach kapitałowych) jest zgodny z planami kopalni i planami produkcji;
- przeróbka i wzbogacanie węgla oraz związana z tymi procesami infrastruktura pozwala na dostarczanie na rynek produktów o odpowiedniej jakości, zgodnie z założonym poziomem produkcji;
- kwestie ochrony środowiska są rozwiązywane w sposób odpowiedni i nie występują problemy mogące istotnie wpłynąć na produkcję, PKW nie jest także stroną oskarżoną w postępowaniu sądowym;
- założenia wykorzystania do oszacowania kosztów kapitałowych i operacyjnych są właściwe i rozsądne;
- koszty kapitałowe i operacyjne wykorzystane w symulacjach finansowych odzwierciedlają plany kopalni, plany rozwoju oraz prognozowane poziomy produkcji;
- zarząd firmy jest świadomy szans i zagrożeń wskazanych przez IMC, a działania niezbędne do minimalizacji ryzyka zostały już podjęte. Ponadto, plany kopalni i prognozy kosztów uwzględniają to ryzyko we właściwy sposób;
- kierownictwo korzysta z systemu księgowości zarządczej i jest w stanie monitorować i prognozować parametry produkcji i kosztów.

Z wyrazami szacunku,

IMC Group Consulting Ltd
Icon Business Centre
Lake View Drive
Sherwood Park
Nottingham, NG15 0DT
Wielka Brytania

John S Warwick B Sc (Hons) FIMMM, C Eng, Eur Ing
Dyrektor

ROZDZIELNIK DO RAPORTU

Krótką wersją „Raportu eksperckiego na temat złóż i aktywów wydobywczych Południowego Koncernu Węglowego S.A.”, Katowice, Polska

EGZEMPLARZ nr

Niniejszy raport został rozprowadzony w następujący sposób:

Egzemplarz nr	Typ	CD	Otrzymał
1	oryginał	tak	Tauron Polska Energia S.A.
2	kopia		Południowy Koncern Węglowy S.A.
3	kopia		UniCredit CA IB Polska S.A.
4	kopia		UBS Limited
5	kopia		Merrill Lynch International
6	kopia		ING BANK N.V., London Branch
7	kopia		IMC Group Consulting Limited

Personel projektu: John Warwick (Project Director), Peter Robinson (Project Manager/Financial), Dr Hakan Arden (Geology), Dr Mike Richards (Mining), Brian Everitt (Mineral Processing), Howard Hind (Infrastructure), Michael George (Environmental)

Słowa kluczowe: IMC; rezerwy; zasoby; węgiel; dołowy; ściana; Polska;

	Podpis	Imię i nazwisko/Stano­wisko
Opracowanie:		Howard Hind Inżynier ds. Infrastruktury
Korekta:		Peter Robinson Kierownik Projektu
Zatwierdził:		John Warwick Dyrektor IMC ds. Górniczych
Data:		12 kwietnia 2010

Załącznik A
KWALIFIKACJE KONSULTANTÓW

Załącznik A – Kwalifikacje konsultantów

J.S. Warwick **Dyrektor Projektu**

Dyplomowany inżynier elektryk – *BSc Electrical Engineering (Hons)*, Newcastle University (1973); dyplomowany inżynier-górnik – *BSc Mining Engineering (Hons)*, Nottingham University (1975); *Mine Manager's 1st Class Certificate*; członek *Institute of Materials, Minerals and Mining*; *Chartered Engineer*; inżynier europejski (*Eur Ing*).

34 lata doświadczenia w przemyśle wydobywczym węgla, metali nieszlachetnych i kopalni przemysłowych oraz 10 lat kierowania tworzeniem *Competent Person's Reports*.

***P.C. Robinson** **Analityk finansowy/Kierownik Projektu**

Partner, *Chartered Institute of Management Accountants*

36 lat doświadczenia w przemyśle wydobywczym i kopalni oraz w konsultingu na całym świecie, ze szczególnym uwzględnieniem doświadczeń związanych z inwestycjami i zakupem kopalni, w tym pierwszym udanym wprowadzeniem na giełdę poza Chinami chińskiej spółki zajmującej się wydobywaniem węgla.

***Dr Hakan Arden** **Geolog**

Dyplomowany geolog – *BSc Geology*, Politechnika Stambulska, *MSc Civil Engineering*, Southampton University, doktorat z geologii – University of Nottingham, *Chartered Geologist* i członek *Geological Society*.

Ponad 23 lata doświadczenia jako geolog specjalizujący się w wydobywaniu węgla na całym świecie.

***Dr Mike Richards** **Inżynier-górnik**

Dyplomowany inżynier-górnik – *BSc Mining Engineering (Hons)*, University of Nottingham (1972); doktorat inżynierii górniczej, University of Nottingham (1975); *Mine Manager's 1st Class Certificate*; członek *Institute of Materials, Minerals and Mining*; *Chartered Engineer*; inżynier europejski (*Eur Ing*), członek *Royal Society of Arts*.

42 lata doświadczenia w przemyśle wydobywczym węgla, metali nieszlachetnych i kopalni przemysłowych oraz 15 lat pracy jako konsultant w przemyśle wydobywczym, w tym współautor *Competent Person's Reports*.

***Howard Hind** **Inżynier elektryk, mechanik i budownictwa**

Dyplom ukończenia studiów technicznych (HND) w zakresie inżynierii elektrycznej i elektronicznej; Certyfikat MQB inżynierii elektrycznej; Certyfikat MQB I klasy; członek *Institution of Mining Mechanical and Mining Electrical Engineers*.

40 lat doświadczenia jako inżynier elektryk, mechanik i inżynier budownictwa w dużych projektach na całym świecie, odpowiedzialny za głębienie szybów i wydobywanie.

***Brian Everitt** **Inżynier przeróbki węgla**

AMEME Honours Mechanical, C&G Coal Preparation Technology, C&G Colliery Technicians Cert, C&G Colliery Mechanics Cert.

członek *Minerals Engineering Society*, członek *Coke Oven Managers Association*

46 lat doświadczenia w kierowaniu zakładami przeróbki węgla i koksowniami.

***Michael George** **Inżynier środowiska**

Dyplomowany chemik – *BSc (Hons) Applied Chemistry*.

Ekspert w dziedzinie zagrożeń – dla środowiska naturalnego, zdrowia i BHP – związanych z działalnością wydobywczą kopalni i obróbką metali. 31 lat doświadczenia w zarządzaniu eksploatacją surowców i konsultingu. Dogłębna znajomość przepisów i norm w dziedzinie ochrony środowiska, a także technik zarządczych, systemów kontroli i najlepszych praktyk w zakresie minimalizacji ryzyka dla środowiska.

* Uczestniczył w wizycie ekspertów.

Załącznik B

ZAKRES PRAC/OGRANICZENIA I WYŁĄCZENIA/ISTOTNOŚĆ

Zakres prac

Opis zasobów i rezerw

- Charakter i zakres posiadanych przez Spółkę praw do rozpoznania i eksploatacji, oraz opis przedmiotów których dotyczą te prawa. Szczegóły dot. okresu obowiązywania i warunków koncesji, w tym odnośne wymogi prawne, środowiskowe i w zakresie rekultywacji, koszty likwidacji zakładu i wszelkie niezbędne koncesje, licencje, zgody i decyzje, w tym również zezwolenia planistyczne.
- Charakterystyka geologiczna rezerw, typ złoża, jego rozmiary i rozkład klas węgla.
- Metody stosowane w rozpoznaniu geologicznym i wydobywaniu, oraz ew. stosowane procesy przeróbki.

Mapy i plany

- Mapy, przekroje i plany przedstawiające – dla każdego istotnego obiektu lub złoża – jego lokalizację, rodzaj i zakres prowadzonych prac, oraz najważniejsze cechy geologiczne.
- Plan powierzchni przedstawiający lokalizację odwiertów, kanałów i wykopów geologicznych oraz inne obiekty związane z oceną rezerw.

Rezerwy

- Oszacowanie objętości, ilości ton oraz klas węgla w złożu, w podziale na rezerwy udowodnione i prawdopodobne.
- Metoda oszacowania rezerw.
- Przewidywane wydobycie, wolumetrycznie lub w tonach.
- Gdzie jest to istotne: ilości urobku wzbogacanego (wolumetrycznie lub w tonach) wraz z głównymi założeniami dot. przewidywanych przychodów i kosztów operacyjnych.
- W przypadku występowania zasobów, które nie zostały wystarczająco rozpoznane by zaliczyć je do rezerw udowodnionych lub prawdopodobnych – oddzielne zestawienie tych zasobów, które może lecz nie musi zawierać innych ilościowych informacji poza odnoszącymi się do zasobów ocenionych jako zmierzone lub wykazane, w którym to przypadku mogą zostać przedstawione informacje dotyczące ilości ton (lub objętościowe) i klasy; jednakże informacje odnoszące się do ww. zasobów zmierzonych lub wykazanych nie zostaną wliczone do wyceny rezerw.

Perspektywy długoterminowe

- Informacje na temat wszelkich zasobów mineralnych istotnych z punktu widzenia długoterminowego funkcjonowania Spółki.

Dane

- Charakter danych geofizycznych i geologicznych wykorzystywanych do oszacowania rezerw
- Sumaryczne zestawienie tych danych, a także informacje dot. procedur kontroli jakości.
- Wyniki odwiertów i prób otworowych, ilość wykonanych odwiertów, kanałów i wykopów geologicznych, ich lokalizacja oraz opis ich aktualnego stanu.
- Nazwy podmiotów, które wykonały badania i analizy.

Harmonogramy wydobywania

- Zasady planowania eksploatacji, w tym tempo wydobywania w poszczególnych lokalizacjach i zakładach górniczych gdzie prowadzi się już eksploatację.
- Przewidywane tempo wydobywania dla nowych zakładów górniczych, nowych lokalizacji lub lokalizacji planowanych do ponownej eksploatacji.
- Szacunkowe pozostałe okresy eksploatacji i stopień wykorzystania wszystkich głównych składników majątkowych.
- Ocena wiedzy i doświadczenia pracowników technicznych obecnie zatrudnionych lub których rekrutacja jest planowana.
- Opis założeń leżących u podstaw ww. oszacowań.

Początek robót

- Data/daty rozpoczęcia lub planowanego rozpoczęcia wydobywania na potrzeby handlowe, dla wszystkich istotnych lokalizacji.

Postęp robót

- Ogólny opis aktualnego postępu robót, w tym analiza (opisowa i liczbowa) dotychczasowo przeprowadzonych prac rozpoznawczych, robót przygotowawczych i wydobywania w odnośnych lokalizacjach.

Prognozowane tempo wydobycia

- Uwagi dot. zasadności prognozowanego przez kierownictwo tempa wydobycia we wszystkich istotnych lokalizacjach.

Sprzęt i wyposażenie

- Uwagi na temat typu, ilości i stanu najistotniejszych dla działania Spółki urządzeń i maszyn, które są aktualnie wykorzystywane na jej złożach i polach.
- Informacje na temat dalszego sprzętu i wyposażenia, który będzie niezbędny by osiągnąć prognozowane tempo wydobycia (w tym oszacowanie odnośnych kosztów nabycia, utrzymania i remontów ww. sprzętu i urządzeń).

Czynniki wyjątkowe

- Oświadczenie na temat wszelkich dodatkowych informacji niezbędnych w celu odpowiedniej oceny wszelkich czynników wyjątkowych wpływających na rozpoznanie lub wydobycie przez Spółkę, w tym m.in. dotyczących trudności z uzyskaniem dostępu lub wydobyciem rezerw mineralnych na obszarach, do których Spółka posiada prawa do wydobycia, oraz okoliczności wyjątkowych, takich jak trudności z transportem lub sprzedażą urobku, które mogłyby wpłynąć na handlową opłacalność projektu; lub oświadczenie o niewystępowaniu takich czynników i okoliczności.

Inne wymagania Dyrektywy w sprawie prospektu emisyjnego

- Wszelkie inne informacje wymagane przez Dyrektywę w sprawie prospektu emisyjnego 809/2004, zalecenia CESR oraz odnośne wytyczne i wymagania polskiej Komisji Nadzoru Finansowego (jeżeli takowe istnieją).

Kwestie środowiskowe

- Jest to temat jedynie pobieżnie poruszany w wytycznych, lecz uwzględniony w niniejszym raporcie w stopniu odzwierciedlającym informacje uzyskane przez IMC.
- Raport powinien uwzględniać przegląd statusu środowiskowego, ze szczególnym uwzględnieniem wszelkich zobowiązań wobec stron trzecich aktualnych przed przejęciem odpowiedzialności przez aktualnych właścicieli. Należy ocenić bieżący status środowiskowy oraz zobowiązania długoterminowe. Głównym celem tych działań jest sprawdzenie, czy podmiot posiada decyzje i zezwolenia środowiskowe niezbędne dla dalszej działalności operacyjnej. Raport może również wymienić ewentualne istotne obszary ryzyka, które należy uwzględnić w części prospektu Spółki pt. „Czynniki ryzyka”.

Biorąc pod uwagę charakter prospektu i zobowiązania wobec aktualnych i przyszłych akcjonariuszy, wszelkie istotne kwestie i problemy odkryte na etapie *due diligence* i przygotowywania raportu są jak najszybciej komunikowane interesariuszom i Spółce.

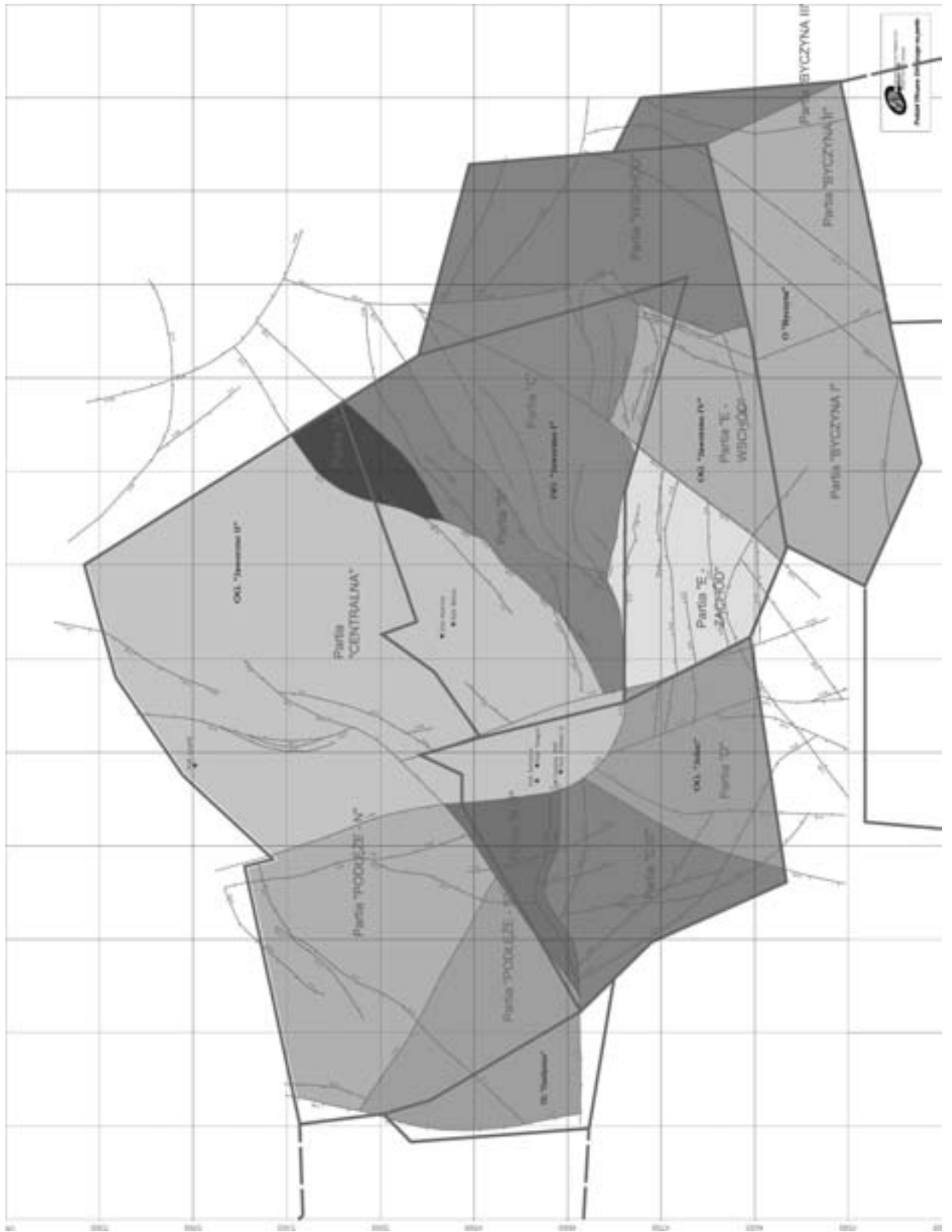
Załącznik C
MAPY, PLANY I KONCESJE

Ilustr. 1 Mapa lokalizacji i orientacyjny przebieg granic koncesji ZG Sobieski i ZG Janina



Struktura tektoniczna, ZG Sobieski

Ilustr. 2



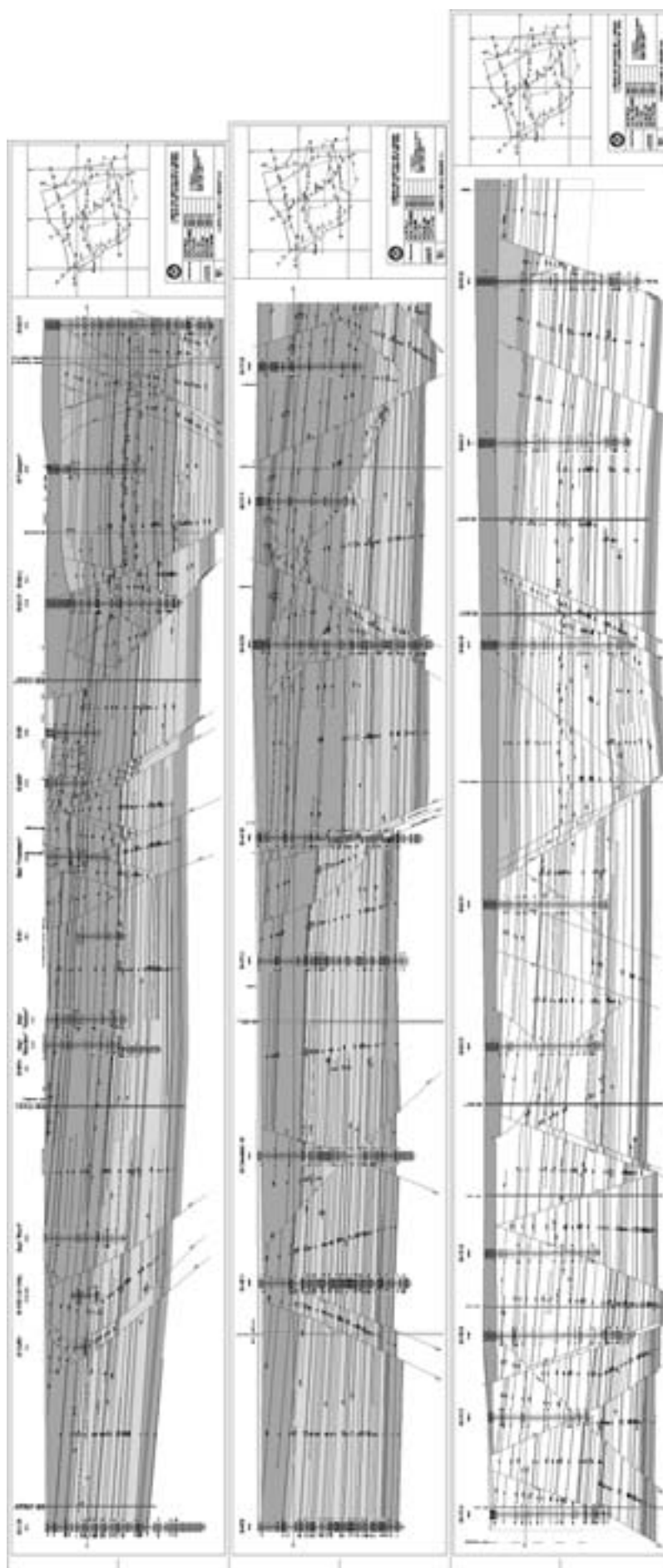
Ilustr. 3 Lokalizacja odwiertów i strop warstw węglonośnych, ZG Sobieski



Ilustr. 4 Stratygrafia pokładów, ZG Sobieski

T. Bocheński, S. Doktorowicz-Flechnicki (1952)			S. Z. Słopa (1967)						K. Bajkowski, Z. Dembowski, A. Jachowicz, A. Kotas, W. Malczyk, T. Migier, J. Porzycki, J. Rutkowski					
Horizon 1915	Wartwy	Porozony graniczne	Horizon 1915	Serot (facje)	Podstawa (okaly)	Grupa wartwy	Wartwy	Porozony graniczne	Horizon 1915	Serie litostratigraficzne	Ogólna litostratigraficzne = wartwy	Porozony graniczne		
			Sarban				luka		Sarban (moflowy)		arkoza kwaczalska			
											luka			
Węzłal	D	libiąskie pokład 110 pokład 118	D	liniarcza	piaskowcowa	lądowa część górna	libiąskie	pokład 117	Węzłal	D	krakowska seria piaskowcowa	część górna krakowskiej serii piaskowcowej = wartwy libiąskie	pokład 119 (Aleksy)	
	C	łaziskie	czelmskie				pokład 118 pokład 207	C				część dolna krakowskiej serii piaskowcowej = wartwy łaziskie	pokład 202 (Pawel)	
			szkłołowskie górne albo łaziskie				pokład 208 pokład 301 (Niedzielska I) w Jaworznie						pokład 218 (Niedzielska II) w Jaworznie	
	B	orzyskie	międzyłowskie dolne albo orzyskie				pokład 303 (Niedzielska III) w Jaworznie	B				seria małowcowa	część górna serii małowcowej = wartwy orzyskie	pokład 303 (Jaworznie)
			głone				pokład 328 (h) w Czerwionce						część dolna serii małowcowej = wartwy załęskie	pokład 327 (Wisola) = pokład 326/1 (Dybieńsk)
	A	rudzkie	załęskie				pokład 401 = Katowicach	A				górnośląska seria piaskowcowa	część dolna górnoszląskiej serii piaskowcowej = wartwy rudzkie	pokład 405 pokład 406
			dolne				pokład 407/4 (VII) w Katowicach						poziom fauny słodkowodnej pokład 407	pokład 420
	B-C	siodłowe	głone				pokład 414	C				górnośląska seria piaskowcowa	część dolna górnoszląskiej serii piaskowcowej = wartwy siodłowe	pokład 501
			rudzkie				pokład 420 (Einstei del góry) w Chlebiu						poziom morski Gaebler	pokład 601
	A	porębskie	załęskie				pokład 501 (Einstei del dolny) w Chlebiu pokład 510 (Chrobry)	B				górnośląska seria piaskowcowa	wartwy porębskie = = wartwy grodzieńskie część górna	poziom morski Barbara
porębskie			poziom morski Gaebler	poziom morski Barbara	pokład 630									
A	porębskie	porębskie	poziom morski Gaebler	A	seria paraliczna									
		porębskie	poziom morski Barbara											

Ilustr. 5 Przykładowe przekroje z ZG Sobieski



Ilustr. 6 Lokalizacja bloków zasobów geologicznych, pokład 207, ZG Sobieski

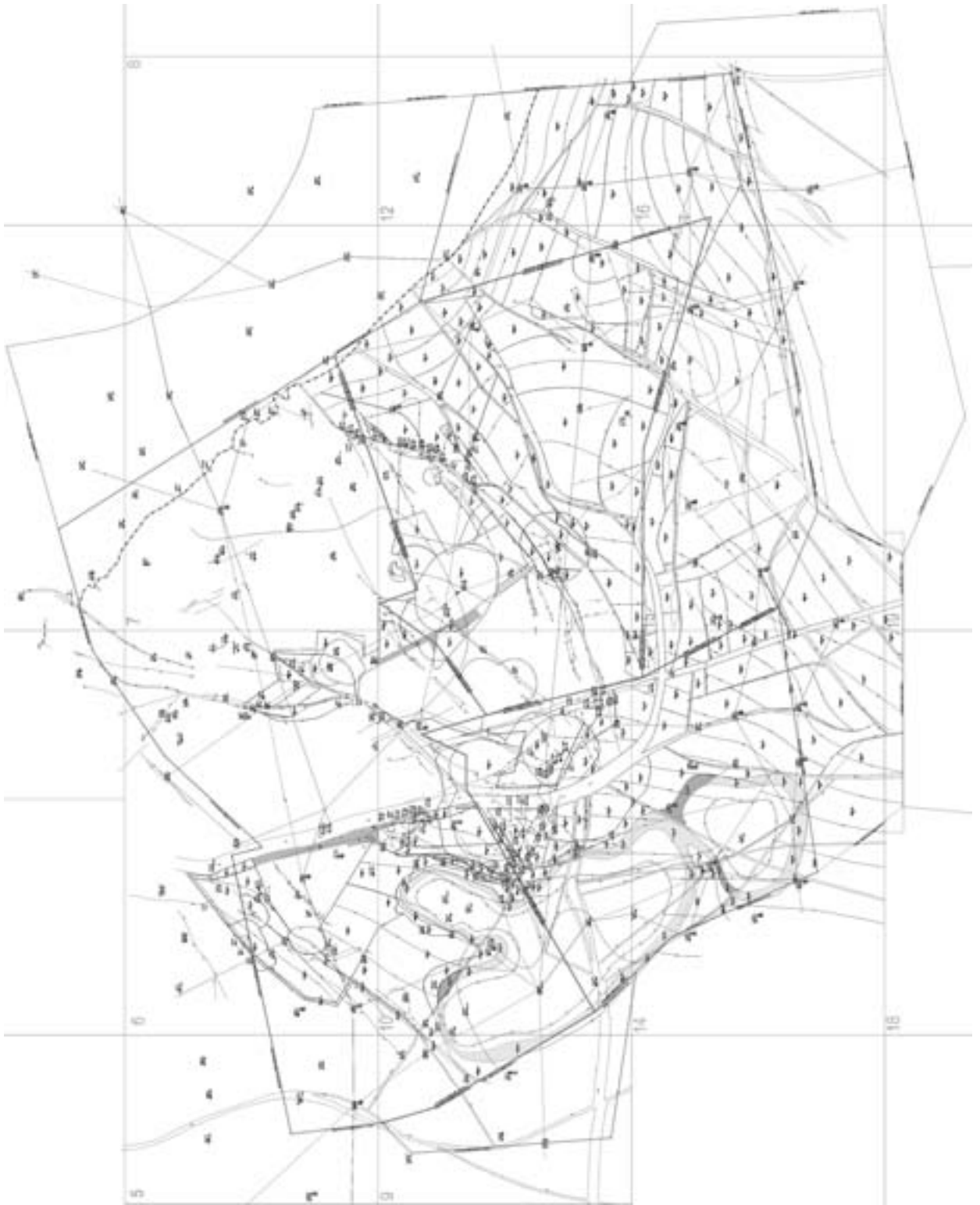


Lokalizacja bloków zasobów geologicznych, pokład 209, ZG Sobieski

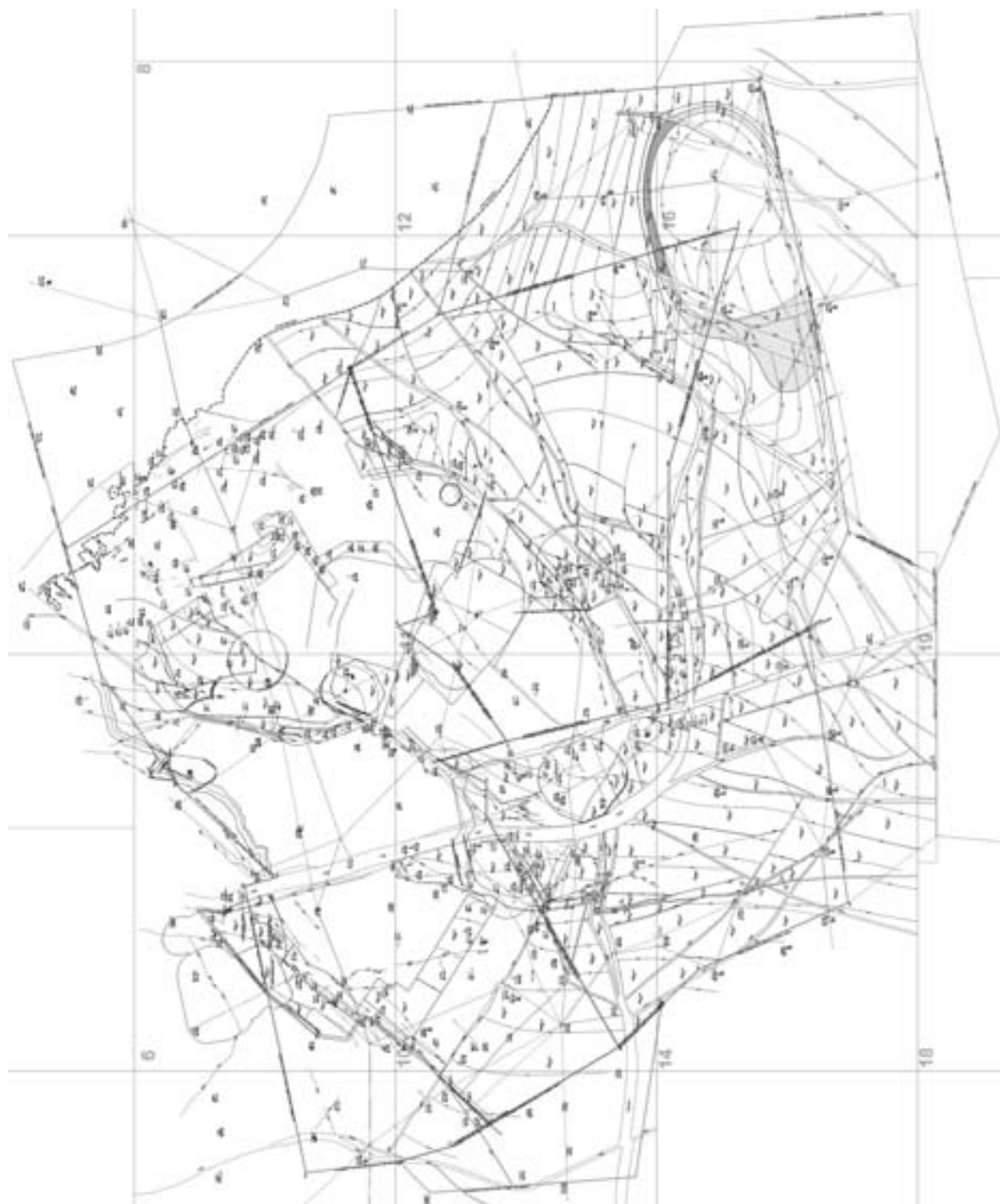


Ilustr. 7

Ilustr. 8 Lokalizacja bloków zasobów geologicznych, pokład 214, ZG Sobieski



Ilustr. 9 Lokalizacja bloków zasobów geologicznych, pokład 301, ZG Sobieski



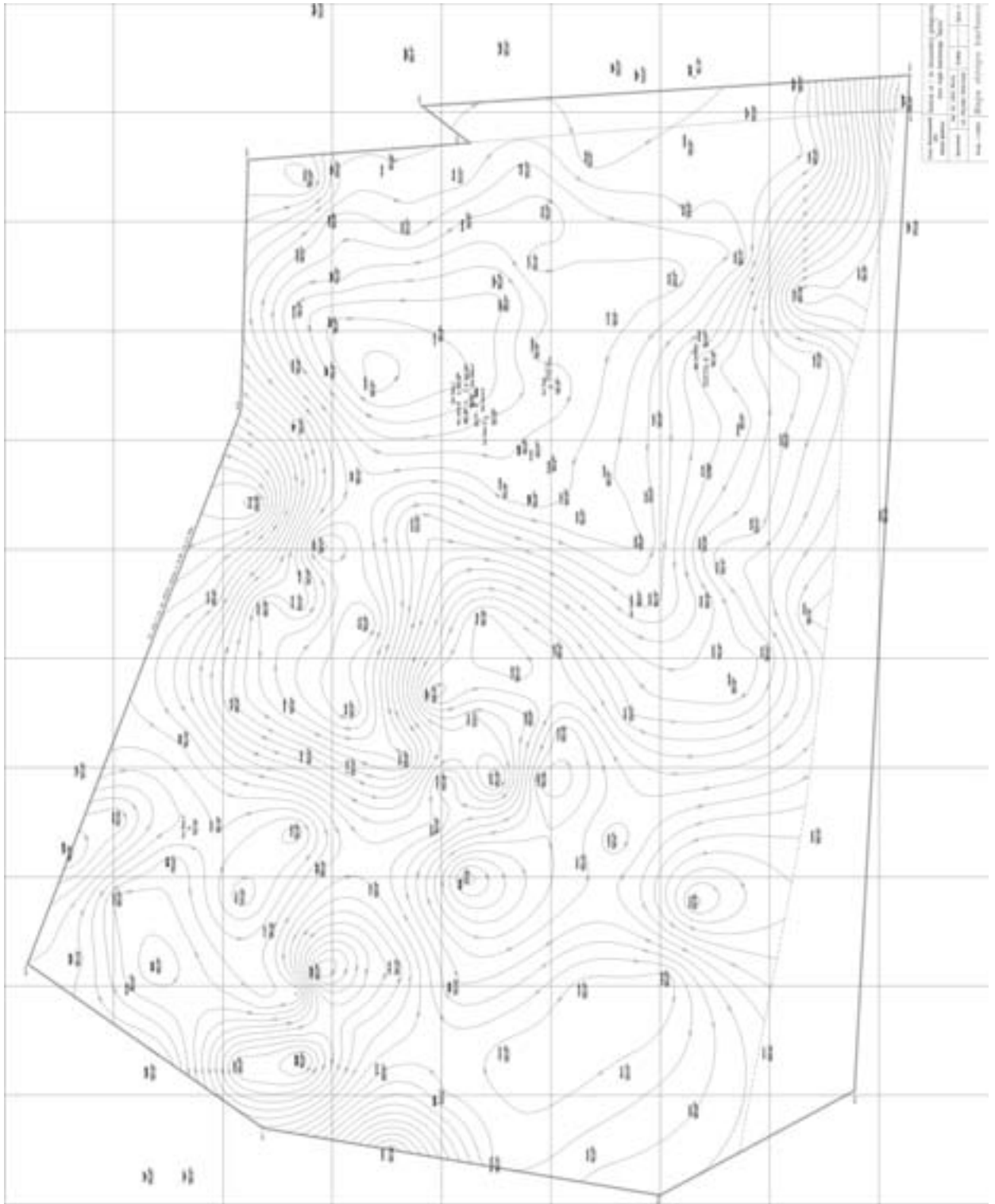
Ilustr. 10 Lokalizacja bloków zasobów geologicznych, pokład 304, ZG Sobieski



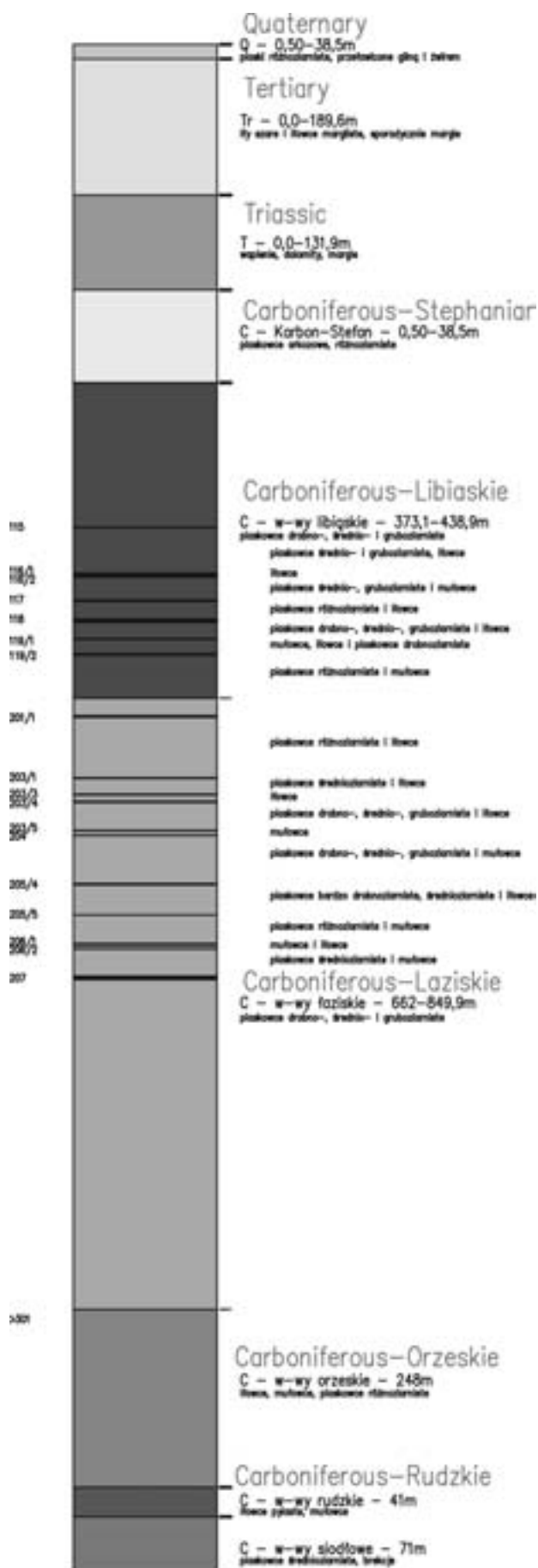
Ilustr. 11 Planowane wydobywce w ZG Sobieski do 2020 r.



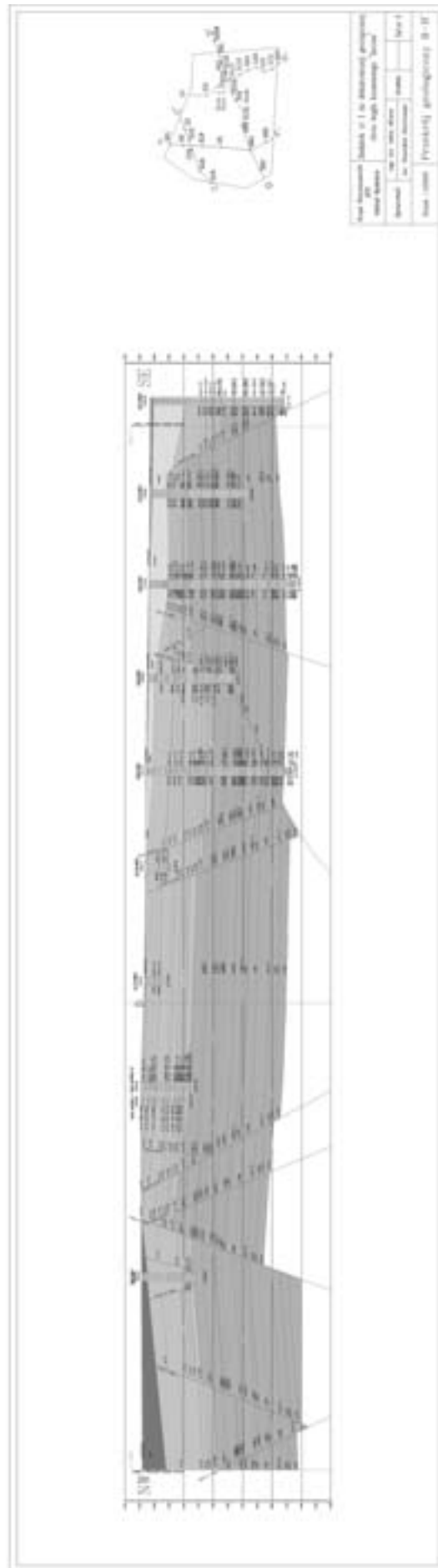
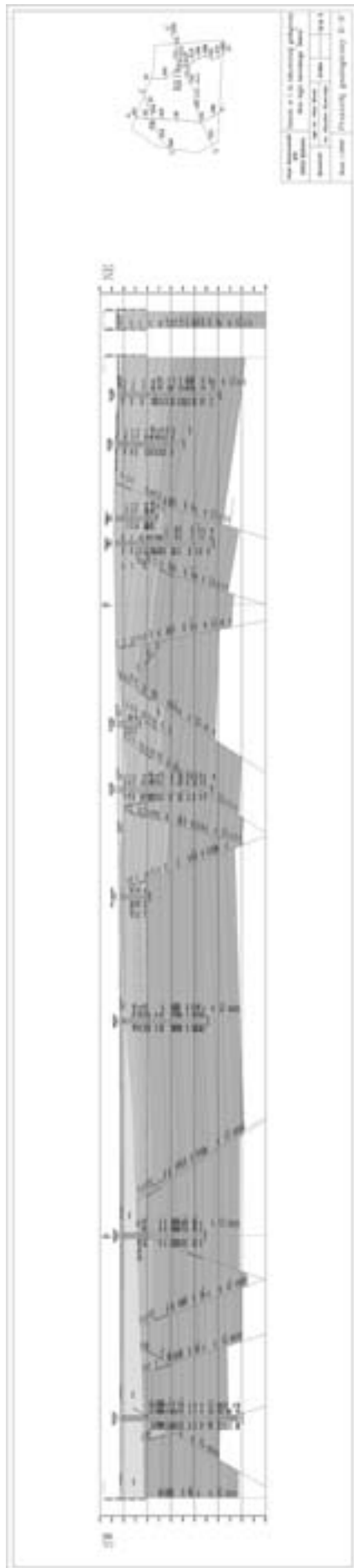
Ilustr. 12 Lokalizacja odwiertów, struktura tektoniczna i strop warstw węglonośnych, ZG Janina



Ilustr. 13 Stratygrafia pokładów, ZG Janina



Ilustr. 14 Bloki zasobów geologicznych, pokład 118, ZG Janina

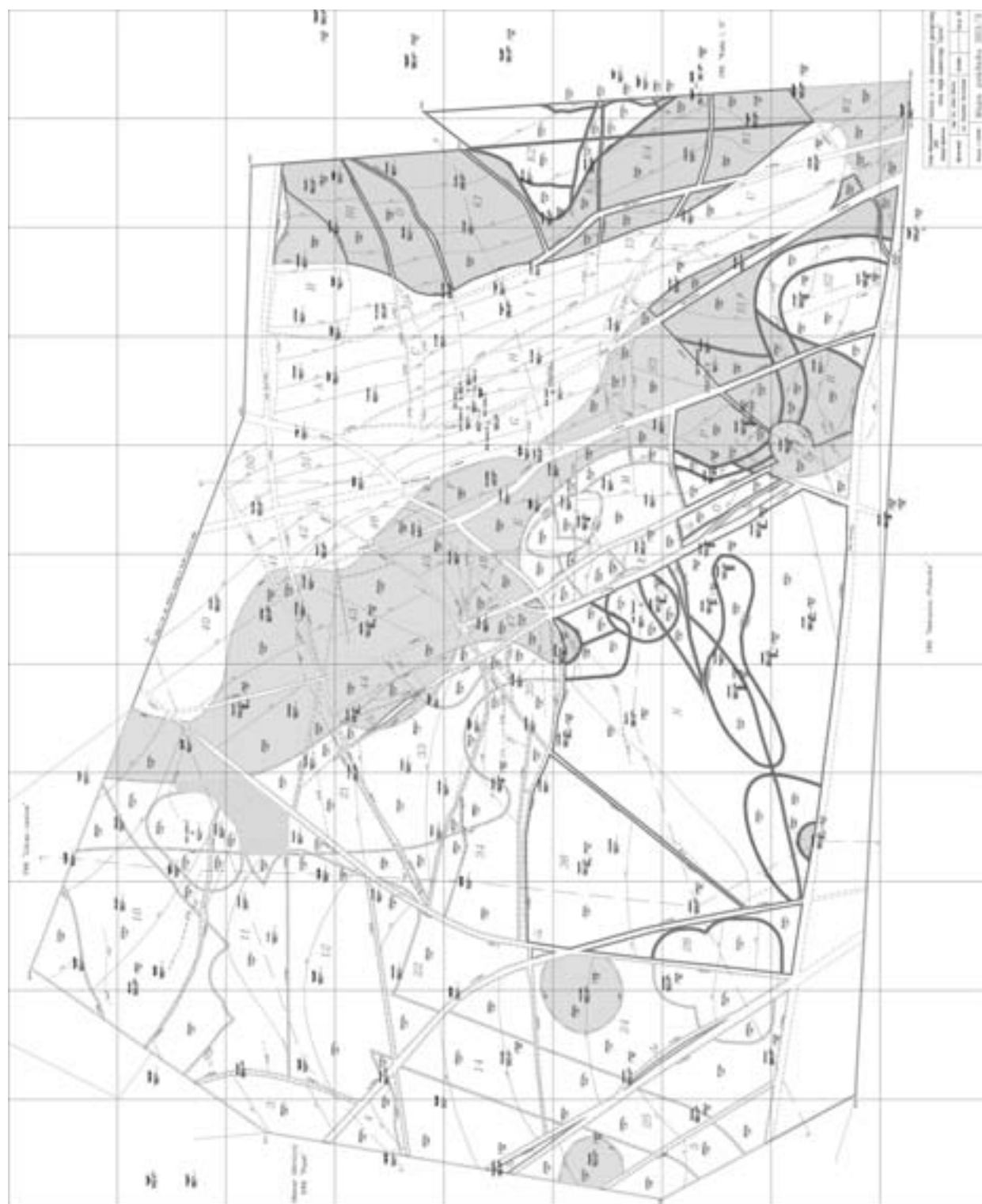




Ilustr. 15 Bloki zasobów geologicznych, pokład 118, ZG Janina

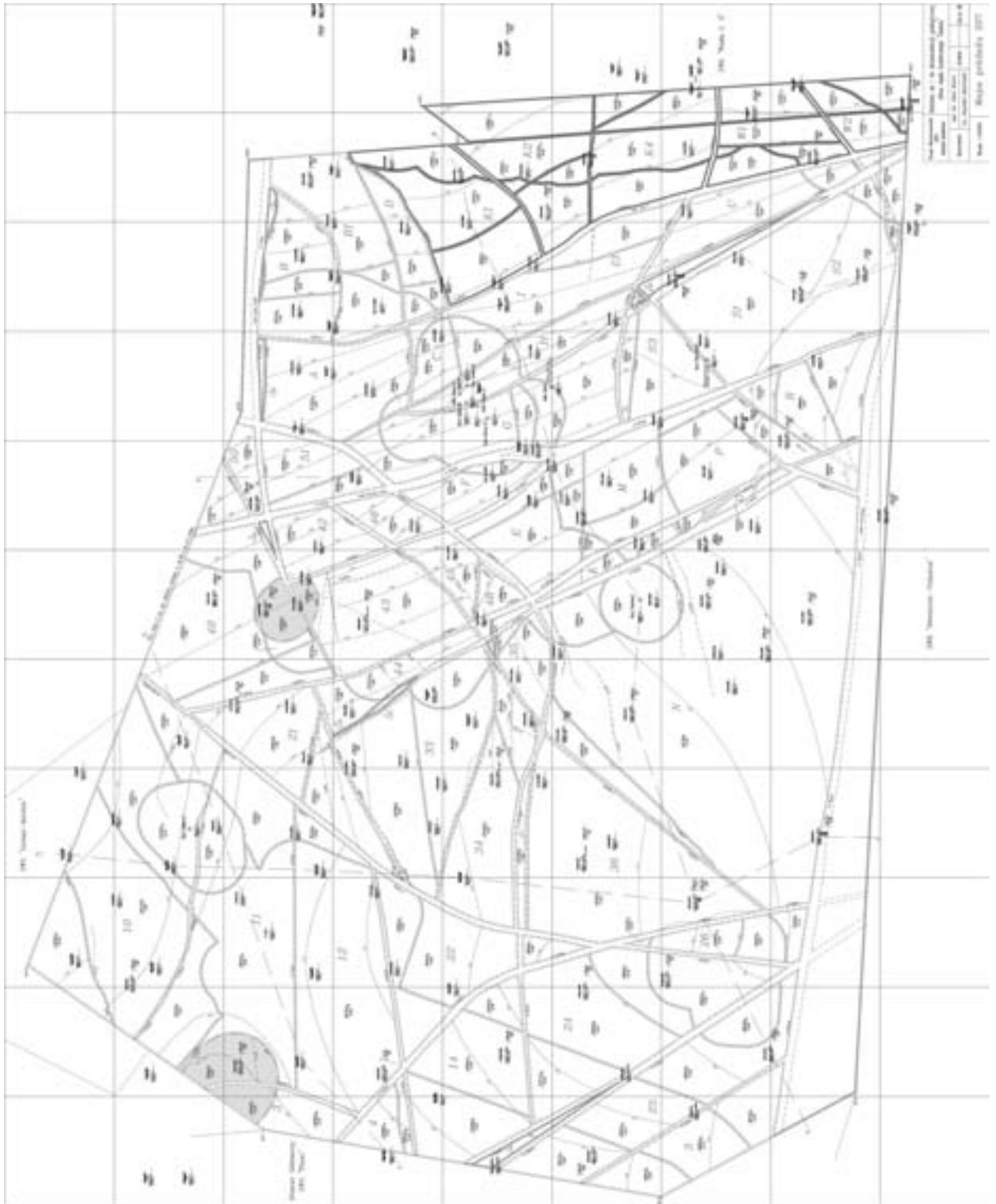
Ilustr. 16 Bloki zasobów geologicznych, pokład 119/2, ZG Janina





Ilustr. 17 Bloki zasobów geologicznych, pokład 203/3, ZG Janina

Ilustr. 18 Bloki zasobów geologicznych, pokład 207, ZG Janina



Planowane wydobywanie do 2020 r., pokład 118, ZG Janina



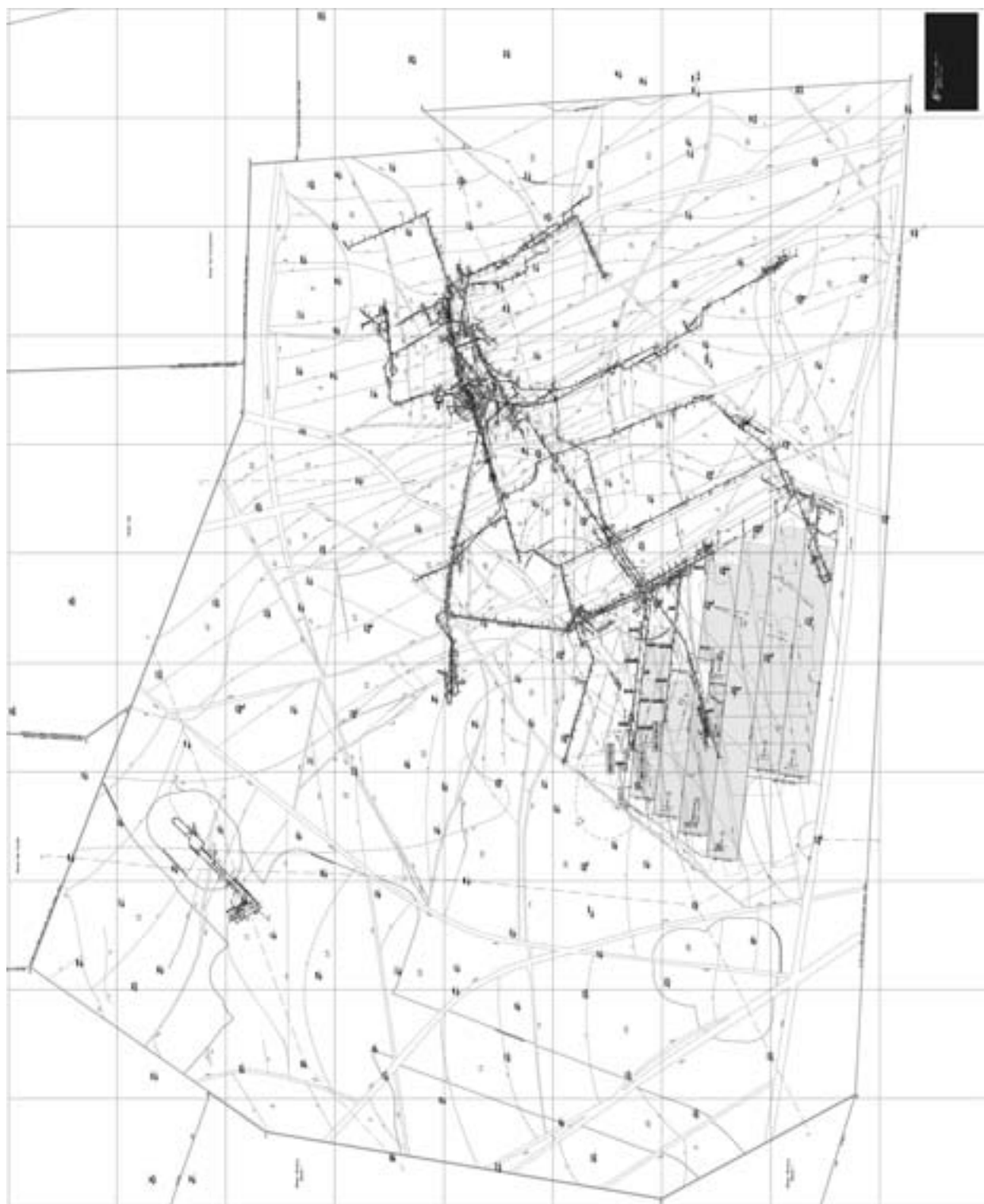
Ilustr. 19

Planowane wydobywanie do 2020 r., pokład 119/2, ZG Janina



Ilustr. 20

Planowane wydobywanie do 2020 r., pokład 203/3, ZG Janina



Ilustr. 21

Planowane wydobywanie do 2020 r., pokład 207, ZG Janina



Ilustr. 22

Załącznik D

LISTA WYKONAWCÓW ROBÓT ZWIĄZANYCH Z ROZPOZNANIEM I BADANAMI GEOLOGICZNYMI

<u>NAZWA ORYGINALNA</u>	<u>TŁUMACZENIE</u>
Państwowy Instytut Geologiczny, Oddział Górnośląski, 41-200 Sosnowiec, ul. Królowej Jadwigi1.	Geological Institute, Upper Silesian Branch, 41-200 Sosnowiec, ul. Królowej, Jadwigi1
Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Uslugowo-Handlowe „Dalia” Sp. z o.o., 43-603 Jaworzno, ul. Grunwaldzka 285.	The production and service Trade "Dalia" Sp. z oo, 43-603 Jaworzno, st. Grunwaldzka 285
Przedsiębiorstwo Usługowo-Produkcyjno-Handlowe „PROGEO” Sp. z o.o., 40-881 Katowice, ul. B. Chrobrego 31/153.	Enterprise Service and Manufacturing Trade "ProGEO" Sp. z oo, 40-881 Katowice, ul. B. Chrobrego 31/153.
Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Górniczych, oddział Mysłowice, 41-400 Mysłowice, ul. Wojska Polskiego 3.	Society of Mining Engineers and Technicians, a Division of Myslowice, 41-400 Myslowice, Wojska Polskiego 3.
Przedsiębiorstwo Robót Geologiczno-Wiertniczych Sp. z o.o., 41-205 Sosnowiec, ul. Nowopogońska 1.	Geology – Drilling Enterprise Works Sp. z oo, 41-205 Sosnowiec, ul. Nowopogońska 1
Śląskie Towarzystwo Wiertnicze „Dalbis” Sp. z o.o., 41-922 Radzionków, ul. Strzelców Bytomskich 100.	Silesian Association of Drilling "Dalbis" Sp. z oo, 41-922 Radzionków, st. Rifle Bytomskich 100
Główny Instytut Górnictwa, 40-166 Katowice, plac Gwarków 1.	Central Mining Institute, 40-166 Katowice, plac Gwarków 1
Zakład Wierceń, Kotwienia i Usług Górniczych „BPW” Sp. z o.o., 41-800 Zabrze, ul. Hagera 41.	"BPW" Anchoring Drilling and Mining Services Sp. z oo, 41-800 Zabrze, ul. Hagera 41
Zakład Odmetanowania Kopalń „ZOK II” Sp. z o.o., 44-200 Rybnik, ul. Kolejowa 26.	"ZOK II" Department of Mines Fire and Drainage Sp. z oo, 44-200 Rybnik, ul. Kolejowa 26

Załącznik E

GLOSARIUSZ

Bazalt	Ciemna, drobnoziarnista, głębinowa skała wulkaniczna o odczynie zasadowym.
CAPEX	Nakłady inwestycyjne.
Chodnik	Tunel wydrążony w celu umożliwienia dostępu do obszaru urabiania, używany następnie do transportu, instalacji przenośnika itp.
Dym	Cząstki utrzymujące się w powietrzu po niekompletnym spaleniu materiałów.
Dzierżawa	Umowa między dwiema stronami upoważniająca jedną do poszukiwania oraz/lub produkcji minerałów pochodzących z obszaru należącego do drugiej strony.
Eksploatacja	Metoda czerpania korzyści z zasobów.
Eksploatować	Wykorzystywać zasoby oraz czerpać z nich korzyść.
Fałda	Każde pofałdowanie warstwy skalnej.
Filar	Obszar kopaliny ominiętej w czasie urabiania w celu wzmocnienia warstw zalegających powyżej.
Górnictwo podziemne	Wydobywanie kopaliny tam, gdzie nadkład nie jest usuwany w celu eksploatacji kopaliny.
Granit	Jasna, gruboziarnista, głębinowa skała wulkaniczna o kwasowym odczynie.
JORC	Zbiór zasad „Australasian Code for Reporting Mineral Resources and Ore Reserves” (wyd. 2004) wydanych przez Joint Ore Reserves Committee („JORC”) Australazjatyckiego Instytutu Górnictwa i Metalurgii, Australian Institute of Geoscientists oraz Minerals Council of Australia (tzw. „Zasady JORC” lub „klasyfikacja JORC”).
Kapitał odtworzeniowy	Okresowo ponoszone nakłady kapitałowe niezbędne do napraw i remontów wyposażenia.
kcal/kg	Kilokalorie na kilogram – zawartość energii w węglu. Jednostka stosowana w krajach, które nie posługują się jednostkami SI. W krajach stosujących jednostki SI miara energii jest podawana w megadżulach na kilogram lub MJ/kg.
KJ/kg	Kilodżule na kilogram – zawartość energii w węglu. Jednostka stosowana w krajach, które posługują się jednostkami systemu SI.
Klasa [Grade]	Klasyfikacja jakościowa lub wartość węgla. Jakość względna.
km	Kilometr.
Koncesja górnicza	Pozwolenie na eksploatację minerałów wydane przez właściciela praw do minerałów na danym obszarze.
Kopalnia	Podmiot związany z wydobywaniem kopaliny z ziemi. Wydobywanie może odbywać się metodą odkrywkową lub pod powierzchnią ziemi.
kV	Kilowolt.
Likwidacja	Końcowe ułożenie lub zniszczenie trujących, radioaktywnych lub innych odpadów; nadwyżki lub zabronionych pestycydów albo innych substancji chemicznych; zanieczyszczonej gleby; oraz pojemników zawierających niebezpieczne materiały pochodzące z akcji usuwania lub przypadkowego uwolnienia.
Ładowarka	Ładowarka jest wykorzystywana do pobierania węgla złożonego na placu węglowym.
Łagodzenie	Środki podjęte w celu zmniejszenia niekorzystnego wpływu na środowisko.
M	Milion.

m ³	Miara pojemności definiowana jako metr długości razy metr szerokości razy metr wysokości.
Mg	Milion gramów, odpowiednik 1 tony metrycznej.
Miliard	Tysiąc milionów.
mln	Milion.
mln Mg	Milion megagramów – odpowiednik miliona ton.
mln Mg/rok	Milion megagramów na rok.
Monitoring	Okresowa lub stała kontrola lub badanie w celu określenia poziomu zgodności z prawnymi wymaganiami lub poziomami zanieczyszczenia w rozmaitych środkach albo odnośnie ludzi, zwierząt i innych żyjących organizmów.
Mt	Milion ton metrycznych.
Mt/rok	Milion ton metrycznych na rok.
MW	Megawat.
Nadkład	Gleba i skały przykrywające węgiel.
Najlepsze wzorce	Procedury operacyjne uznawane przez międzynarodową społeczność górniczą za maksymalizujące wydajność oraz zwrot z inwestycji na skutek odpowiedniego zarządzania aktywami.
Oczyszczanie wstępne	Procesy stosowane do zmniejszenia, eliminacji lub zmiany natury substancji zanieczyszczających w postaci ścieków pochodzących ze źródeł nie będących gospodarstwami domowymi, przed ich odprowadzeniem do publicznych oczyszczalni ścieków.
Odkrywka	Skrót od: kopalnia odkrywkowa.
Odkrywkowa	Metoda wydobywania węgla, przy stosowaniu której nadkład jest całkowicie usuwany przed eksploatacją węgla.
Odpady	1. Niepotrzebne pozostałości z procesu produkcji. 2. Odpady pochodzące z siedlisk ludzkich lub zwierzęcych.
Odwiert	Otwór wykonany wiertłem, świdrem lub innym narzędziem przy badaniu warstw w poszukiwaniu kopaliny.
Osadnik	Obszary trzymania ścieków, w których cięższe cząstki opadają na dno; są one później usuwane i likwidowane.
Osadowy	Materiał osadowy tworzony przez osiadanie stałego cząstkowego materiału pochodzącego z procesu wietrzenia skał oraz przenoszony ze źródła do miejsca tworzenia się osadu.
Osady	Gleba, piasek oraz minerały wypłukane z gruntu do wody, zwykle po deszczu. Osady gromadzą się w zbiornikach, rzekach oraz portach, niszcząc obszary siedliskowe ryb oraz zwierząt wodnych, a także powodując zmętnienie, tak że promienie słońca nie docierają do roślin podwodnych. Nieodpowiednia działalność rolnicza, górnicza lub budowlana powoduje powstawanie materiałów osadowych, umożliwiając ich wypłukiwanie z gruntu po opadach deszczu.
Plac węglowy/zasobnik	Miejsce, w którym przechowuje się rudę lub kopalinę.
PLN	Jednostka polskiej waluty: złoty polski.
Pokład	Warstwa węgla. Współzależne pokłady węgla są zwykle oznaczane nazwą, literą lub liczbą. Pojedynczy pokład może zawierać jedną lub większą liczbę przerostów wynikających z kolejnych podziałów w warstwie.

Popiół	Niepalna pozostałość substancji mineralnej zawarta jako zanieczyszczenie (skały) lub nieodłączny składnik węgla. Podczas spalania jest redukowana do popiołu – ogniotrwałego składnika substancji mineralnej. Niektóre minerały dysocjują w ciepłe, uwalniając dwutlenek węgla lub wilgoć.
Poziom roboczy	Prawie poziomy obszar roboczy w kopalni, którego przynajmniej jedna strona posiada znaczący pionowy spadek.
Prawa – prawa do powierzchni	Własność wierzchniej ziemi, pod którą występują kopaliny.
Produkt uboczny	Materiał inny niż produkt główny, który jest wytwarzany w następstwie procesu przemysłowego.
Próbka	Reprezentacyjna część pokładu węgla zebrana zgodnie z zatwierdzonymi metodami, zabezpieczona przed zanieczyszczeniem, poddana analizie w celu określenia jej cech, składu chemicznego, mineralogicznego lub petrograficznego, procentowej zawartości określonych składników oraz wartości opałowej.
Próbkowanie	Pobieranie małych kawałków skały w pewnych odstępach wzdłuż mineralizacji w celu oceny (określenia składu).
Przełam – w odniesieniu do geologii	Przerwy w formacjach skalnych z powodu intensywnych uskoków lub pofałdowania.
Przenośnik	Taśma powlekana gumą poruszająca się na krążnikach, przenosząca węgiel lub inny materiał z zabierki do miejsca docelowego. Ruch taśmy może zostać odwrócony, wówczas może zostać wykorzystana do transportu osób (przenoszenie personelu do jego miejsca pracy).
Przerost	Warstwa niewęglowego materiału w złożu węglowym, której miąższość jest mniejsza niż miąższość węgla znajdującego się bezpośrednio nad lub pod nią.
Rdzeń	Cylindryczna próbka zebrana przy użyciu wiertła diamentowego.
Rekultywacja	Przywrócenie ziemi do jej poprzedniego stanu.
Rezerwy	Definicja znajduje się w raporcie przeglądu aktywów zawartego w Załączniku A niniejszej broszury, przygotowanej przez IMC.
Roboty przygotowawcze	Drażenie wykopów lub tuneli koniecznych, by uzyskać dostęp do węgla lub innej kopaliny.
Rozpoznanie, Badania	Prace poszukiwawcze, pobieranie próbek, mapowanie, wiercenia diamentowe oraz inne prace związane z poszukiwaniem kopaliny.
Rozpuszczony	Substancja organiczna oraz nieorganiczna znajdująca się w roztworze. Nadmierna ilość w wodzie zwykle sprawia, że nie nadaje się do picia lub użytkowania w procesach przemysłowych.
Rozszczepienie pokładu	Następuje, gdy pokład węgla rozszczepia się na dwie lub więcej warstw lub pokładów.
Rozwarstwienie	Przerost w pokładzie węgla osiągający taką miąższość, że warstwy węgla po jego obu stronach są traktowane z punktu widzenia górnictwa jako odrębne pokłady.
S	Siarka.
Samozapłon	Podatność niektórych typów węgla do szybkiego utleniania się w kontakcie z powietrzem. Reakcje utleniania produkują ciepło, które zwiększa współczynnik utleniania do momentu, w którym węgiel się zapala. Niskiej klasy węgiel jest najbardziej podatny na samozapłon.
Sedymentacja	Grawitacyjne osadzanie się stałych cząstek występujących w ściekach podczas procesu oczyszczania.
Skała płonna	Skała nie posiadająca wartości handlowej.
Spąg (pokładu)	Powierzchnia warstwy skalnej, na której leży pokład.

Straty geologiczne	Strata rudy spowodowana nieprzewidywanymi zjawiskami geologicznymi.
Straty, przybierki – górnictwo	Strata rudy spowodowana niedoskonałością działań górniczych.
Strop pokładu	Górna część pokładu.
Studium wykonalności	Całościowa ocena techniczna wszystkich kosztów, dochodów, wymagań sprzętowych oraz poziomów produkcji, który prawdopodobnie się osiągnie, jeżeli kopalnia zostanie otwarta. Analiza jest wykorzystywana do określenia technicznej i ekonomicznej zdolności utrzymania się na rynku projektu oraz wsparcie poszukiwań źródeł finansowania projektu.
Substancja zanieczyszczająca	Ogólnie, obecność materiału lub energii, których natura, lokalizacja lub ilość zanieczyszczają powietrze, glebę lub wodę.
Ścieki	Odprowadzana do kanalizacji woda zanieczyszczona na skutek działalności mieszkańców oraz podmiotów gospodarczych.
Środowisko	Suma wszystkich zewnętrznych warunków wpływających na życie, rozwój oraz przetrwanie organizmu.
t	Tona metryczna.
Upad	Kąt, który strukturalna powierzchnia, tj. warstwa lub płaszczyzna uskoku, tworzy z płaszczyzną mierzoną w poziomie prostopadłą do biegu struktury.
Urabialny	Możliwy do wydobycia przy zastosowaniu aktualnej techniki górniczej i w ramach ograniczeń środowiskowych i prawnych oraz obowiązujących przepisów i regulacji.
Uskok	Strukturalna nieciągłość w skorupie ziemskiej utworzona przez ruch między sąsiadującymi blokami spowodowany działaniem sił tektonicznych.
Uśrednianie	Mieszanie dwóch lub większej liczby kopalin, aby otrzymać mieszanekę o wymaganej jakości.
V	Wolty.
Warstwa międzywęglowa	Gleba lub skały płonne zalegające między pokładami węgla.
Wartość opałowa	Wartość cieplna węgla na jednostkę wagi. Jest zwykle podawana w kilokaloriach na kilogram, (kcal/kg).
Warunki geotechniczne	Zachowanie skał w wyniku prac wyrobiskowych.
Węgiel	Łatwo palna skała zawierająca ponad 50% wagowo oraz 70% objęściowo materiału węglowego (C), wliczając wilgoć właściwą. Utworzony z pozostałości roślinnych, które zostały sprasowane, utwardzone, chemicznie zmienione oraz przekształcone pod wpływem ciepła i ciśnienia w czasie trwania okresu geologicznego.
Węgiel brunatny	Najniższa klasa węgla stosowanego jako paliwo w blokach energetycznych elektrowni.
Wkop udostępniający	Pierwszy wkop wykonywany przy otwieraniu odkrywki.
Woda gruntowa	Zasoby świeżej wody znalezione pod powierzchnią ziemi (zwykle w warstwach wodonośnych), które są często wykorzystywane do zasilania studni lub źródeł. Ponieważ woda gruntowa jest głównym źródłem wody pitnej, wzrasta zainteresowanie obszarami, gdzie rolnicze i przemysłowe czynniki lub substancje zanieczyszczające, wydostając się z podziemnych zbiorników, w których są składowane, zanieczyszczają wodę.
Woda odpadowa/ścieki	Zużyta lub wykorzystana woda pochodząca z indywidualnych domów, społeczności, gospodarstw rolnych lub zakładów przemysłowych, które zawiera rozpuszczone lub zawieszane elementy.

Woda powierzchniowa	Wszystkie wody naturalnie otwarte (rzeki, jeziora, zbiorniki, strumienie, zbiorniki retencyjne, morza, ujścia rzek itp.); termin także odnosi się do źródła, studni lub kolektorów, które są pod bezpośrednim wpływem wody powierzchniowej.
Wpływ tektoniki	Wpływ aktywności geologicznej na dany obszar.
Wychodnia pokładu	Przejaw pokładu węgla na powierzchni Ziemi.
Wypadkowość (LTIFR)	Wskaźnik wypadkowości (<i>Lost Time Injury Frequency Rate</i>) mierzony zwykle w przeliczeniu na 100 000 roboczodniówek lub milion roboczogodzin.
Wyrobnisko	Wykop pozwalający na dostęp do eksploatowanych kopalni. Kopalnia odkrywkowa może zawierać jedno lub większą liczbę wyrobisk.
Wysokość zrzutu uskoku	Wielkość pionowego przesunięcia (w górę lub w dół) utworzonego przez uskoki.
Zanieczyszczenia	Zanieczyszczenie podczas procesu górnictwa wydobywanego węgla przez niewęglowy materiał pochodzący ze stropu, spągu lub przerostów żył.
Zasobnik	Wykop przeznaczony do składowania węgla lub rudy, zwykle stosowany jako tymczasowy miejsce składowania.
Zasoby	Definicja znajduje się w raporcie przeglądu aktywów zawartego w Załączniku A niniejszej broszury, przygotowanej przez IMC.
Zawartość części lotnych	Ta część węgla (zarówno gazy, jak i ciecze), która jest uwalniana po podgrzaniu go od 105° do 800°. Zawartość części lotnych w węglu jest funkcją rodzaju węgla (dojrzałości termicznej).
Zawartość popiołu	Chemicznie obojętny procent laboratoryjnej próbki węgla otrzymanej po spopieleniu do stałej wagi w standardowych warunkach.
Zdyskontowane przepływy pieniężne (DCF)	Obecna wartość przyszłych przepływów gotówki po zastosowaniu łącznego dyskonta.
Zezwolenie	Upoważnienie, koncesja, licencja lub równoważny dokument kontrolny wydany przez zatwierdzoną agencję w celu wdrożenia wymagań przepisów dotyczących środowiska; np. pozwolenie na uruchomienie oczyszczalni wody gruntowej albo na działanie zakładu, który może wytwarzać szkodliwe emisje.
Złoże kopalni	Miejsce występowania kopaliny o wystarczającej wielkości i klasie jakości, mające potencjalną lub istniejącą wartość handlową.
Złoże, złoża	Obszar zasobów lub rezerw węgla zidentyfikowany przez mapowanie powierzchniowe, odwierty lub roboty odkrywkowe.
Zwałowarka	Duża maszyna górnictwa mająca zastosowanie w górnictwie do składowania urobku takiego jak węgiel kamienny lub brunatny na placu węglowym.

AKCJONARIUSZ SPRZEDAJĄCY

Skarb Państwa Rzeczypospolitej Polskiej

ul. Krucza 36 / ul. Wspólna 6
00-522 Warszawa
Polska

SPÓŁKA

TAURON Polska Energia S.A.

ul. Lwowska 23
40-389 Katowice
Polska

MENEDŻEROWIE OFERTY

*Globalny Koordynator Oferty,
Globalny Współprowadzący Księgę Popytu oraz Oferujący*

UniCredit CAIB Poland S.A.

ul. Emilii Plater 53
00-013 Warszawa
Polska

Globalny Współprowadzący Księgę Popytu

Merrill Lynch International

2 King Edward St.
London EC1A 1HQ
Wielka Brytania

Krajowy Współprowadzący Księgę Popytu

PKO Bank Polski S.A., Oddział Dom Maklerski

PKO Banku Polskiego S.A.
ul. Puławska 15
02-515 Warszawa
Polska

Krajowy Menedżer Oferty

Centralny Dom Maklerski Pekao S.A.

ul. Wołoska 18
02-675 Warszawa
Polska

Krajowy Menedżer Oferty

Bank Pekao S.A. – Dom Maklerski Pekao

ul. Wołoska 18
02-675 Warszawa
Polska

Krajowy Menedżer Oferty

ING Securities S.A.

Plac Trzech Krzyży 10/14
00-499 Warszawa
Polska

*Globalny Koordynator Oferty
oraz Globalny Współprowadzący Księgę Popytu*

UBS Limited

1 Finsbury Avenue
London EC2M 2PP
Wielka Brytania

Globalny Współprowadzący Księgę Popytu

ING Bank N.V. Oddział w Londynie

60 London Wall
Londyn EC2M 5TO
Wielka Brytania

Krajowy Współprowadzący Księgę Popytu

Dom Inwestycyjny BRE Banku S.A.

ul. Wspólna 47/49
00-684 Warszawa
Polska

Krajowy Menedżer Oferty

Dom Maklerski BOŚ S.A.

ul. Marszałkowska 78/80
00-517 Warszawa
Polska

DORADCY PRAWNI SPÓŁKI

Doradca prawny w zakresie prawa polskiego

Norton Rose Piotr Strawa i Wspólnicy, sp.k.

Plac Piłsudskiego 2
00-073 Warszawa
Polska

Doradca prawny w zakresie prawa angielskiego i amerykańskiego

Norton Rose LLP

3 More London Riverside
London SE1 2AQ
Wielka Brytania

DORADCY PRAWNI MENEDŻERÓW OFERTY

Doradca prawny w zakresie prawa polskiego

Weil, Gotshal & Manges – Paweł Rymarz sp.k.

ul. Emilii Plater 53
00-013 Warszawa
Polska

Doradca prawny w zakresie prawa angielskiego

Weil, Gotshal & Manges LLP

One South Place
London EC2M 2 WG
Wielka Brytania

Doradca prawny w zakresie prawa amerykańskiego

Weil, Gotshal & Manges LLP

767 Fifth Avenue
New York, NY 10153
Stany Zjednoczone Ameryki

BIEGLI REWIDENCI

Ernst & Young Audit Sp. z o.o.

Rondo ONZ 1
00-124 Warszawa
Polska