



**Wyniki finansowe Grupy TAURON
za III kwartał 2015 r.**

12 listopada 2015 r.

Kluczowe parametry finansowe za I-III kwartały 2015 r.



Wyniki Grupy TAURON za I-III kw. 2015 r.

[mln zł]

Przychody ze sprzedaży	13 634	(-0,6% r/r)
EBITDA	2 841	(-2,9% r/r)
Zysk netto	1 079	(2,5% r/r)
CAPEX	2 779	(38,2% r/r)
Dług netto/EBITDA	1,97x	(wzrost o 0,24 r/r)

Wyniki kluczowych segmentów za I-III kw. 2015 r.

[mln zł]	Dystrybucja	Sprzedaż	Wytwarzanie	Wydobycie
Przychody segmentu	4 793	11 813	3 911	875
EBITDA	1 839	452	564	(23)
EBIT	1 107	444	130	(108)
CAPEX	1 134	3	1 409	178

Kluczowe parametry finansowe za III kwartał 2015 r.



Wyniki Grupy TAURON za III kwartał 2015 r.

[mln zł]

Przychody ze sprzedaży	4 378	(-0,8% r/r)
EBITDA	933	(1,4% r/r)
Zysk netto	359	(12,4% r/r)
CAPEX	1 008	(32,6% r/r)
Dług netto/EBITDA	1,97x	(wzrost o 0,24 r/r)

Wyniki kluczowych segmentów za III kwartał 2015 r.

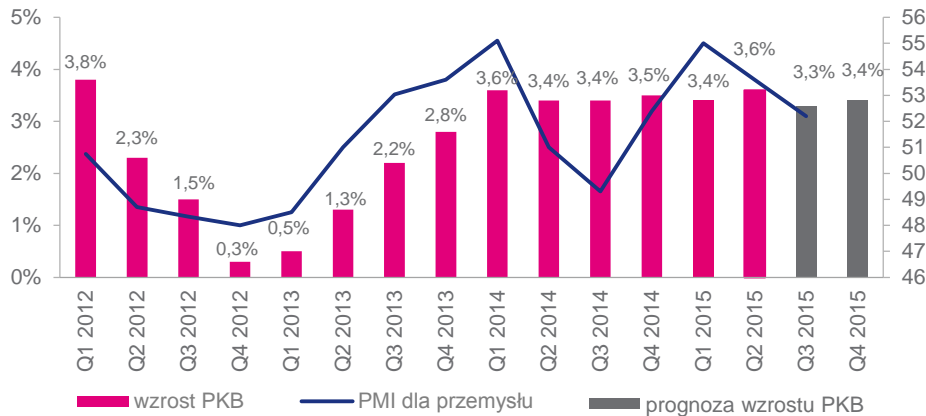
[mln zł]	Dystrybucja	Sprzedaż	Wytwarzanie	Wydobycie
Przychody segmentu	1 565	3 719	1 164	333
EBITDA	597	117	98	135
EBIT	348	114	(51)	107
CAPEX	437	1	523	31

Podsumowanie kluczowych wydarzeń

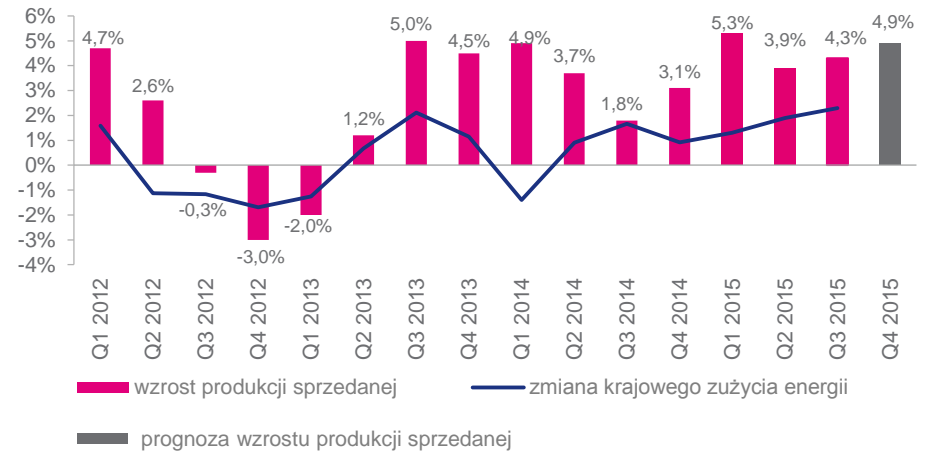
10 lipca	Zawarcie aneksu do umowy z Bankiem Gospodarstwa Krajowego w sprawie podwyższenia wartości programu emisji obligacji o 700 mln zł. Aktualna łączna wartość programu: 1,7 mld zł
13 lipca	Zawarcie umowy z Polskimi Inwestycjami Rozwojowymi w sprawie budowy bloku parowo-gazowego o mocy 413 MW _e w Elektrowni Łagisza
17 lipca	Podtrzymanie przez agencję ratingową Fitch ratingów TAURON na poziomie „BBB” z perspektywą stabilną
12 sierpnia	Wypłata dywidendy w wysokości 262,9 mln zł. Na jedną akcję przypadło 0,15 zł
1 i 10 października	Powołanie do zarządu Jerzego Kurelli, Michała Gramatyki, Henryka Borczyka, Anny Striżyk i Piotra Kołodzieja
13 października	Zwołanie NWZ w sprawie emisji 80 mln nowych akcji o wartości 400 mln zł
19 października	Zawarcie przedwstępnej warunkowej umowy nabycia części aktywów KWK Brzeszcze
27 października	Podtrzymanie przez agencję ratingową Fitch ratingów TAURON na poziomie „BBB” i zmiana perspektywy ze stabilnej na negatywną
9 listopada	NWZ podjęło uchwałę w sprawie zarządzenia przerwy w obradach Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia do 23 listopada 2015 r.

Sytuacja makroekonomiczna i rynkowa

Wzrost PKB Polski* oraz indeks PMI dla przemysłu (średnia kwartalna)



Wzrost produkcji sprzedanej przemysłu i zużycia energii elektrycznej (zmiana r/r)*



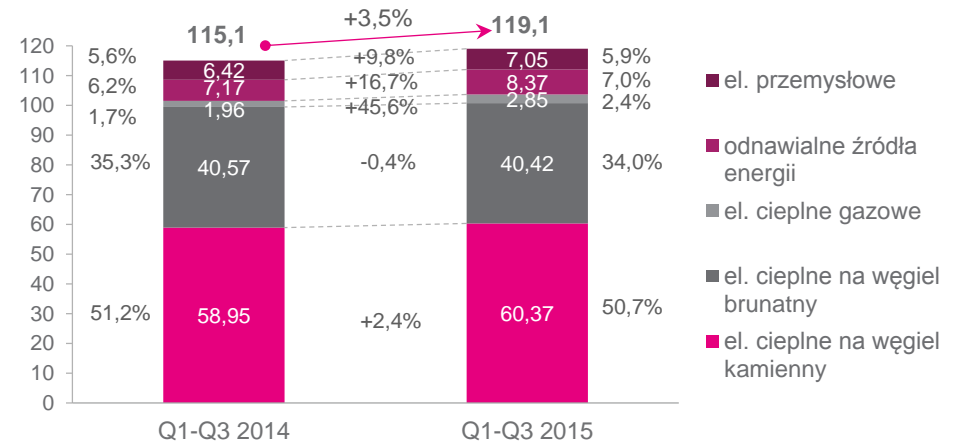
Ceny energii w rocznych kontraktach BASE

	Średnia cena [zł/MWh]	Wolumen [GWh]
Y-13	191,60	108 861
Y-14	160,40	142 841
Y-15	168,11	146 932
Y-16	169,97	116 827
Y-17	164,45	12 991
Y-18	166,66	193

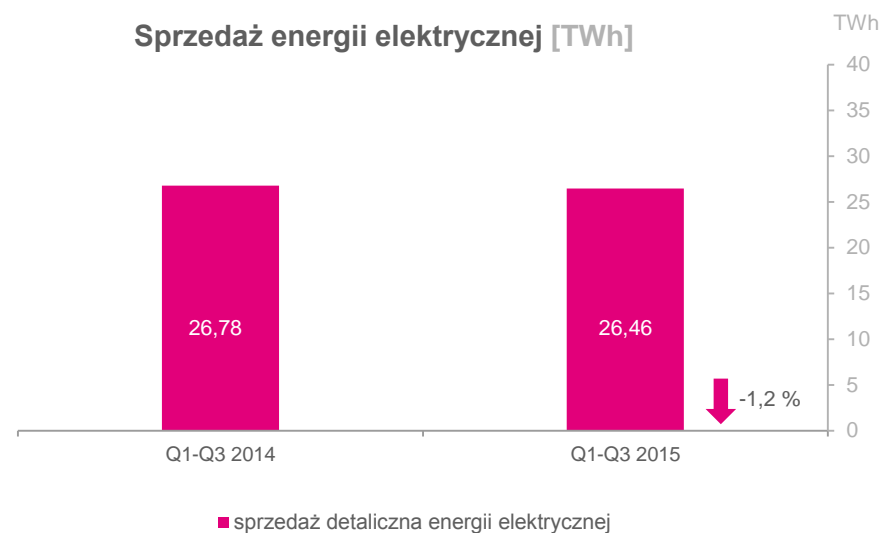
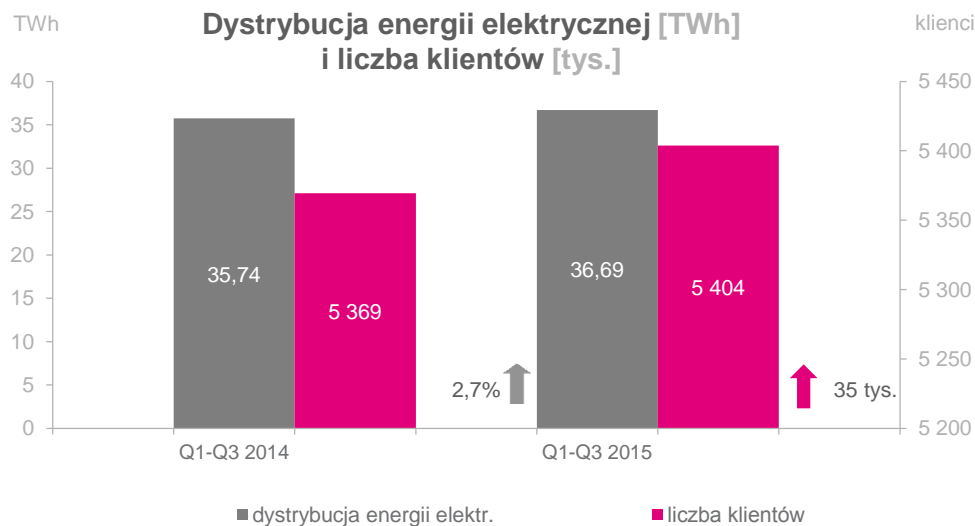
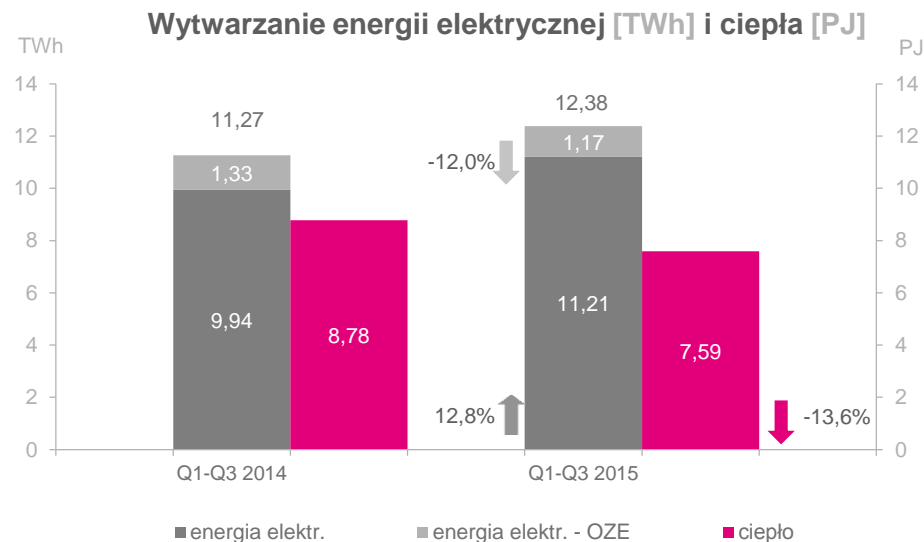
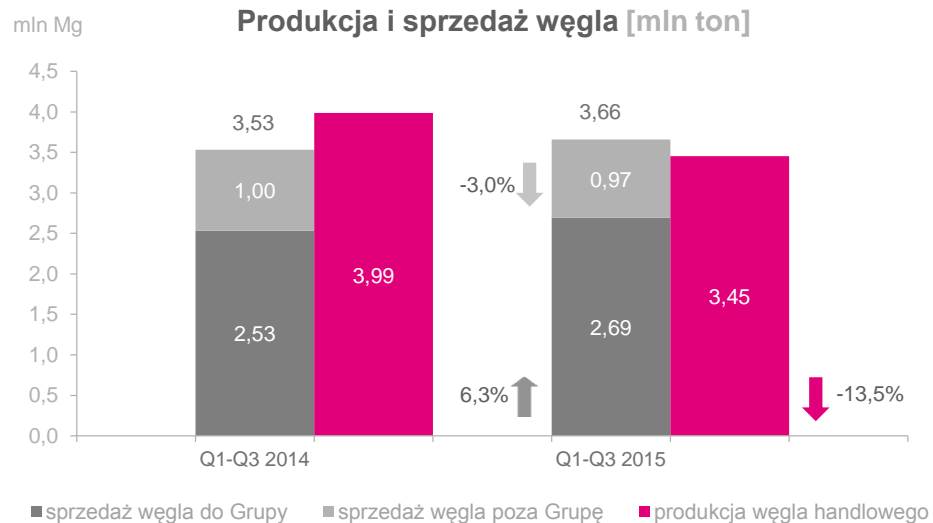
Średnie ceny sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym (wg URE):

- 2011 r.: 198,90 zł/MWh
- 2012 r.: 201,36 zł/MWh
- 2013 r.: 181,55 zł/MWh
- 2014 r.: 163,58 zł/MWh

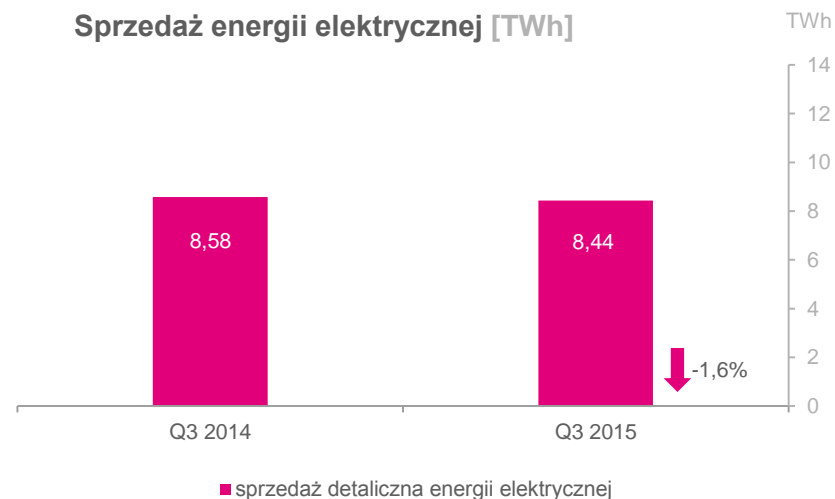
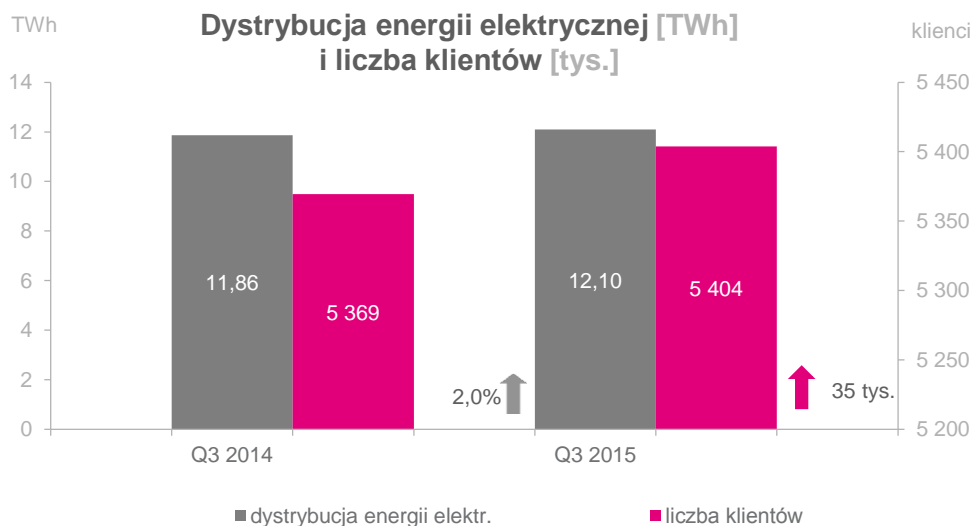
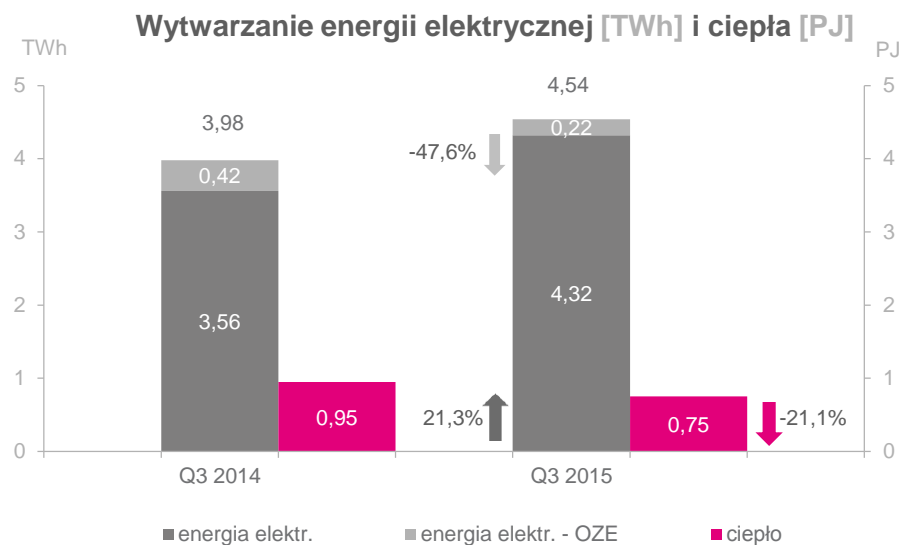
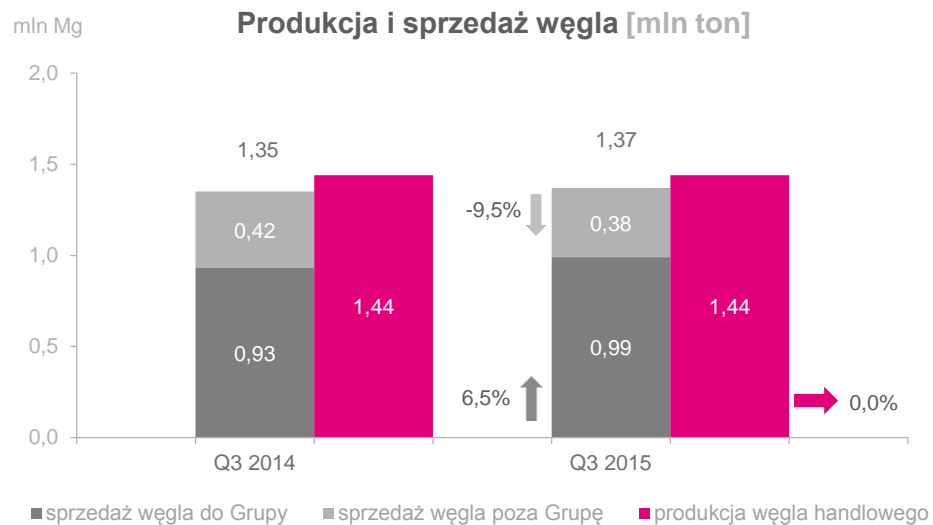
Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce [TWh]



Kluczowe dane operacyjne za I-III kwartały 2015 r.

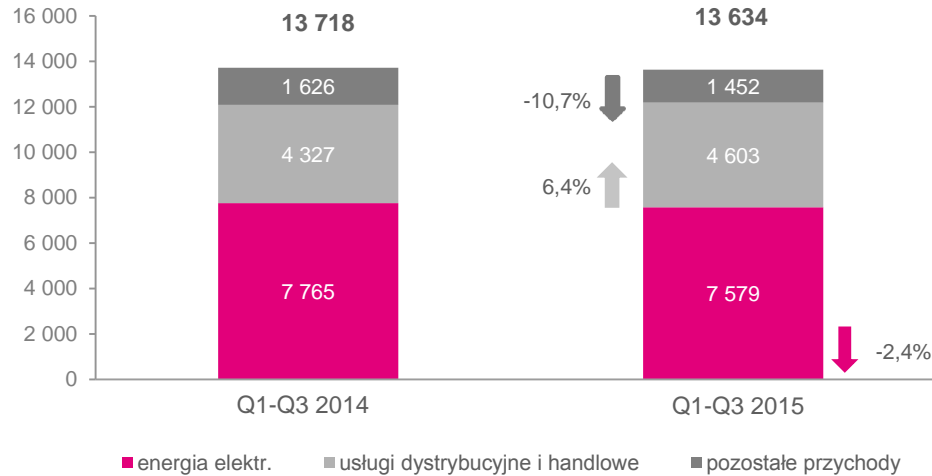


Kluczowe dane operacyjne za III kwartał 2015 r.

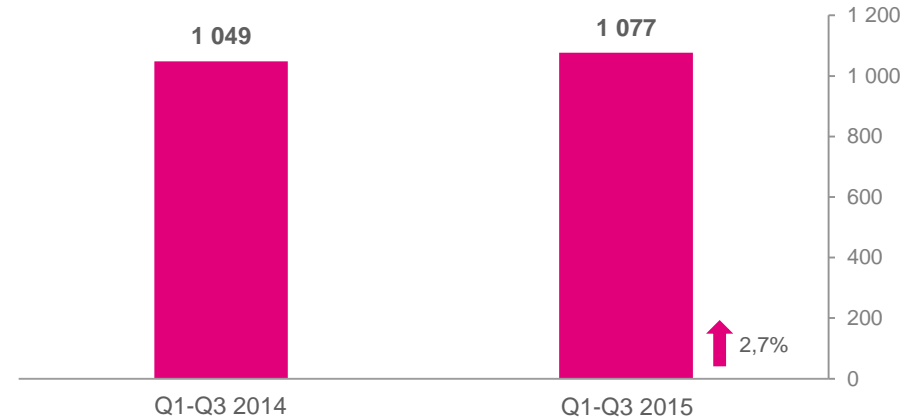


Podstawowe dane finansowe za I-III kwartały 2015 r.

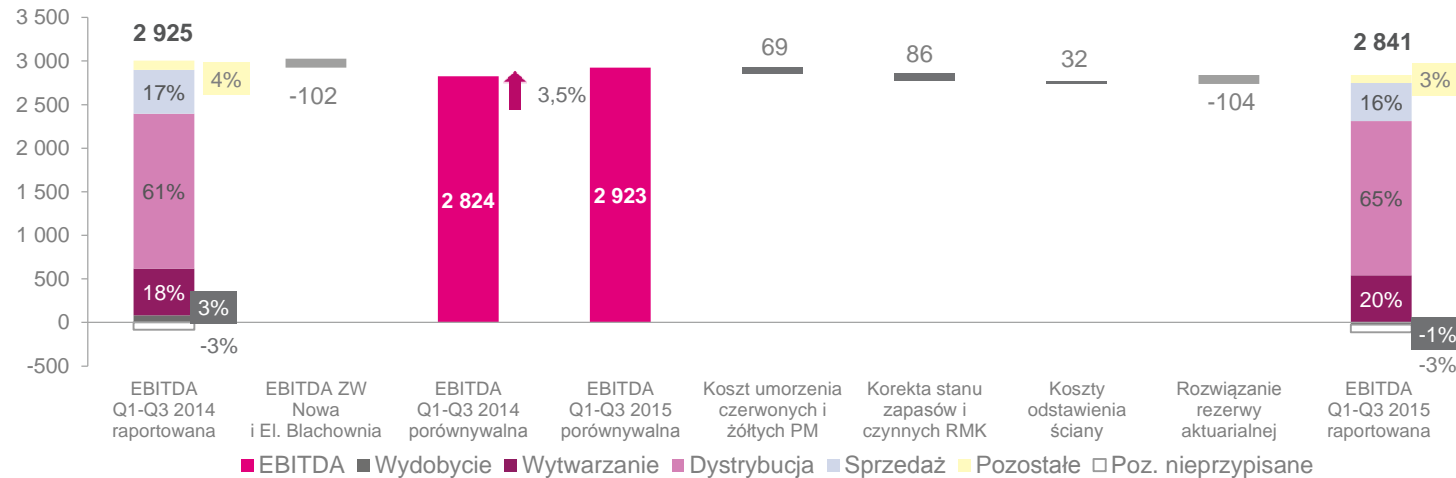
Przychody ze sprzedaży [mln zł]



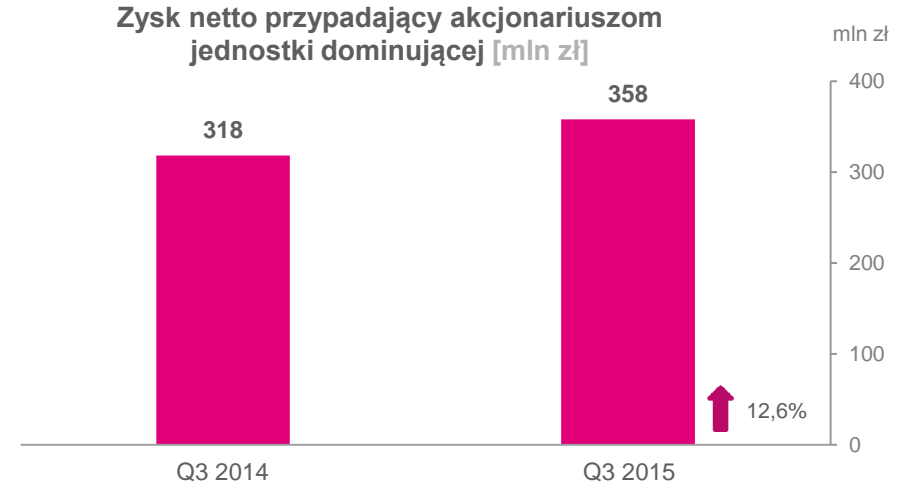
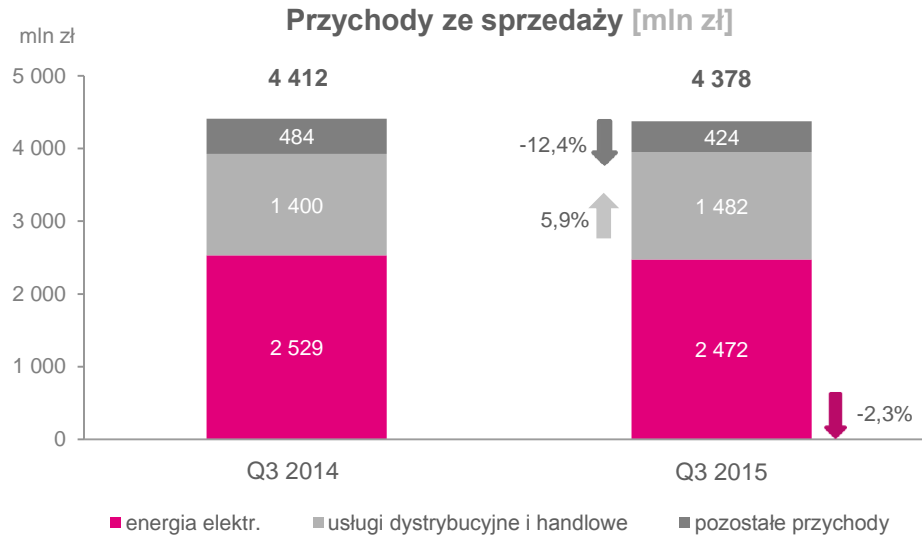
Zysk netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej [mln zł]



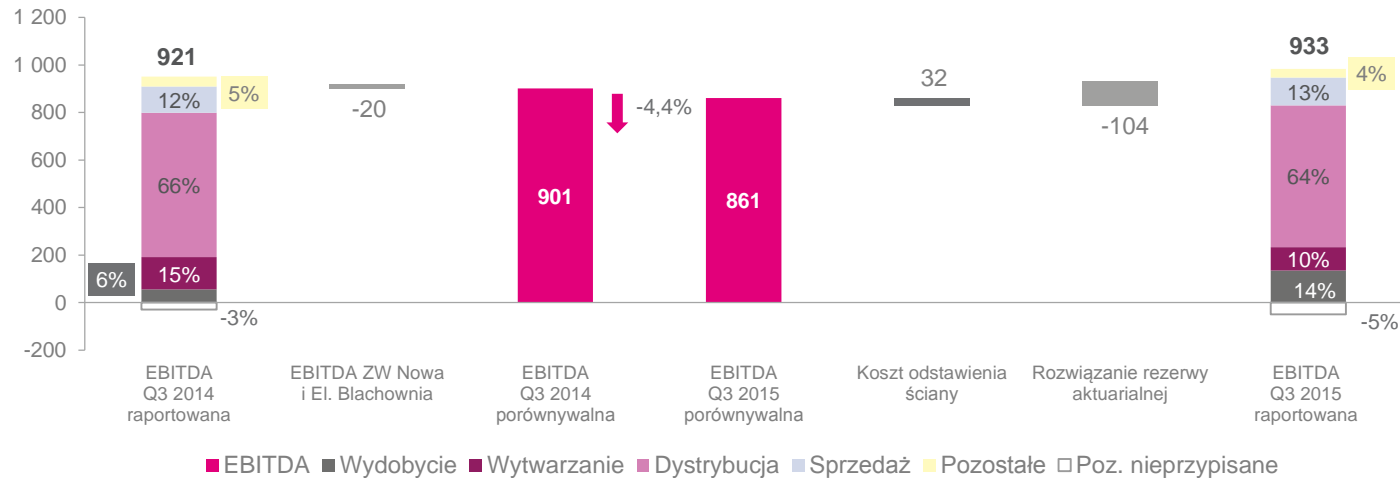
EBITDA Q1-Q3 2015 vs Q1-Q3 2014 [mln zł]



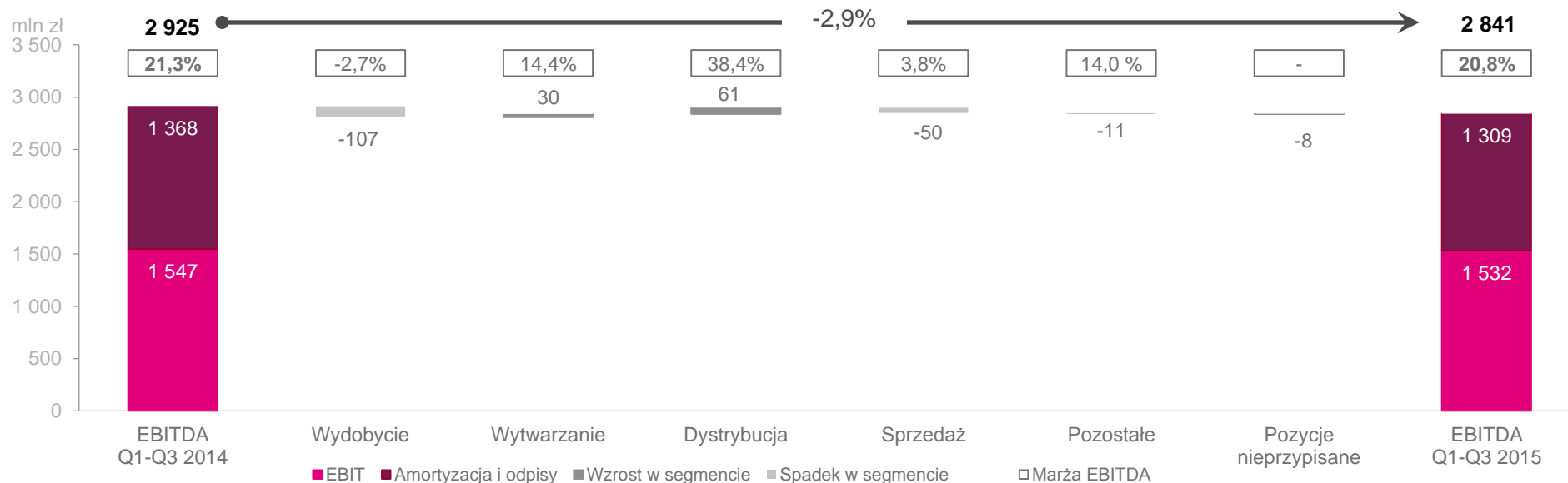
Podstawowe dane finansowe za III kwartał 2015 r.



EBITDA Q3 2015 vs Q3 2014 [mln zł]



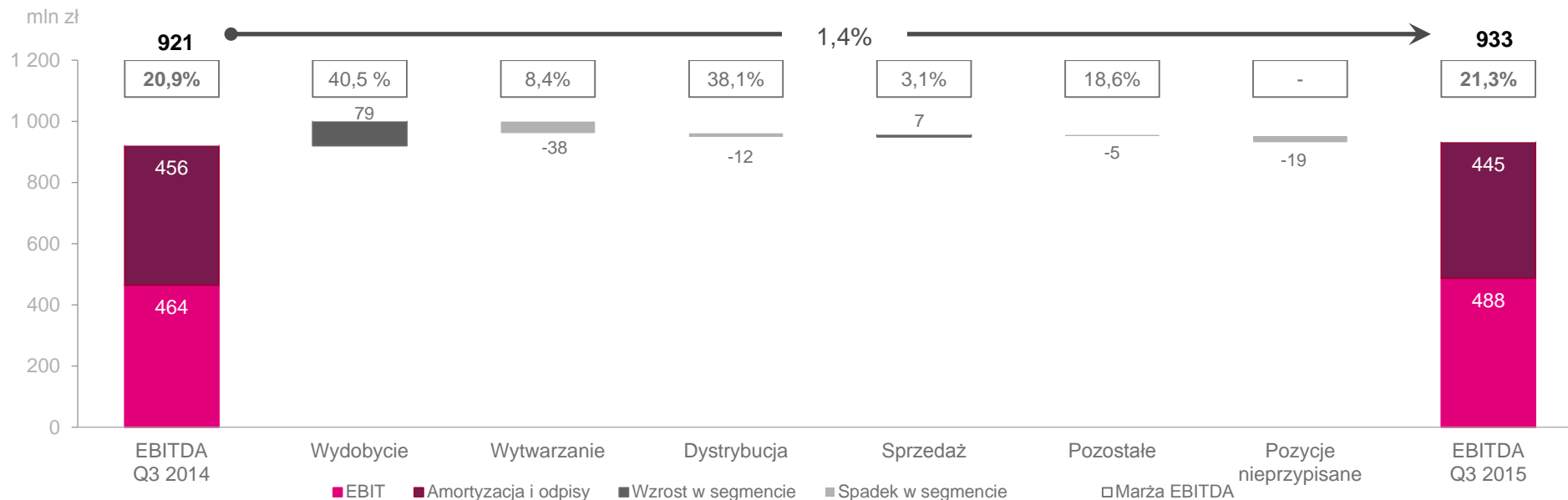
EBITDA za I-III kwartały 2015 r.



Najważniejsze czynniki wpływające na wynik EBITDA w okresie I-III kwartałów 2015 r.:

- Wydobycie – mniejsza produkcja węgla handlowego przy realizacji większego wolumenu sprzedaży, niższe ceny sprzedaży węgla handlowego, korekty z tytułu inwentaryzacji zapasów, rozliczeń międzyokresowych kosztów, odstawienia ściany, rozwiązanie rezerwy aktuarialnej
- Wytwarzanie – wyższa produkcja i sprzedaż energii elektrycznej, wyższe ceny sprzedaży energii, wyższa marża na obrocie energią, niższe koszty stałe, niższe przychody z Operacyjnej Rezerwy Mocy, wyższe koszty CO₂
- Dystrybucja – wyższy wolumen i średnia cena sprzedaży usługi dystrybucyjnej, wyższa stawka opłaty przejściowej i jakościowej OSP, wzrost kosztów amortyzacji i podatku od majątku sieciowego, rezerwa na PDO
- Sprzedaż – wyższe koszty obowiązku umarzania praw majątkowych przy niższej cenie zakupu praw majątkowych, zmiana struktury odbiorców skutkująca obniżeniem średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej

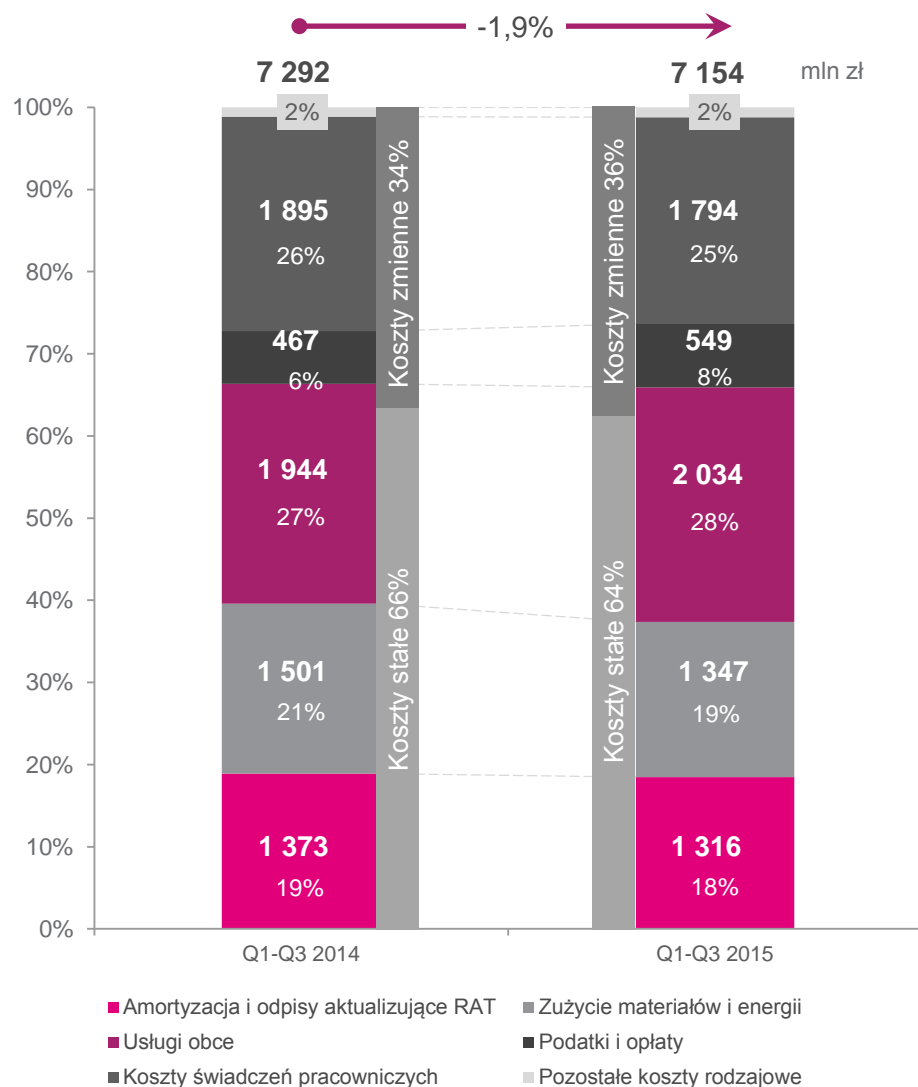
EBITDA za III kwartał 2015 r.



Najważniejsze czynniki wpływające na wynik EBITDA w III kwartale 2015 r.:

- Wydobycie – rozwiązanie rezerwy aktuarialnej, niższe koszty stałe, rozliczenie kosztu odstawienia ściany, niższe ceny sprzedaży węgla handlowego
- Wytwarzanie – wyższa produkcja i sprzedaż energii elektrycznej, niższe koszty stałe, wyższa marża na obrocie energią, wyższe koszty CO₂, niższe przychody z Operacyjnej Rezerwy Mocy,
- Dystrybucja – wyższy wolumen i cena sprzedaży usługi dystrybucyjnej, wyższa stawka opłaty przejściowej i jakościowej OSP, wzrost kosztów amortyzacji i podatku od majątku sieciowego, rezerwa na PDO
- Sprzedaż – wyższe koszty obowiązku umarzania praw majątkowych przy niższej cenie zakupu praw majątkowych, zmiana struktury odbiorców skutkująca obniżeniem średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej

Struktura kosztów rodzajowych w I-III kwartałach 2015 r.



Spadek kosztów w okresie I-III kwartałów 2015 r. dotyczy głównie:

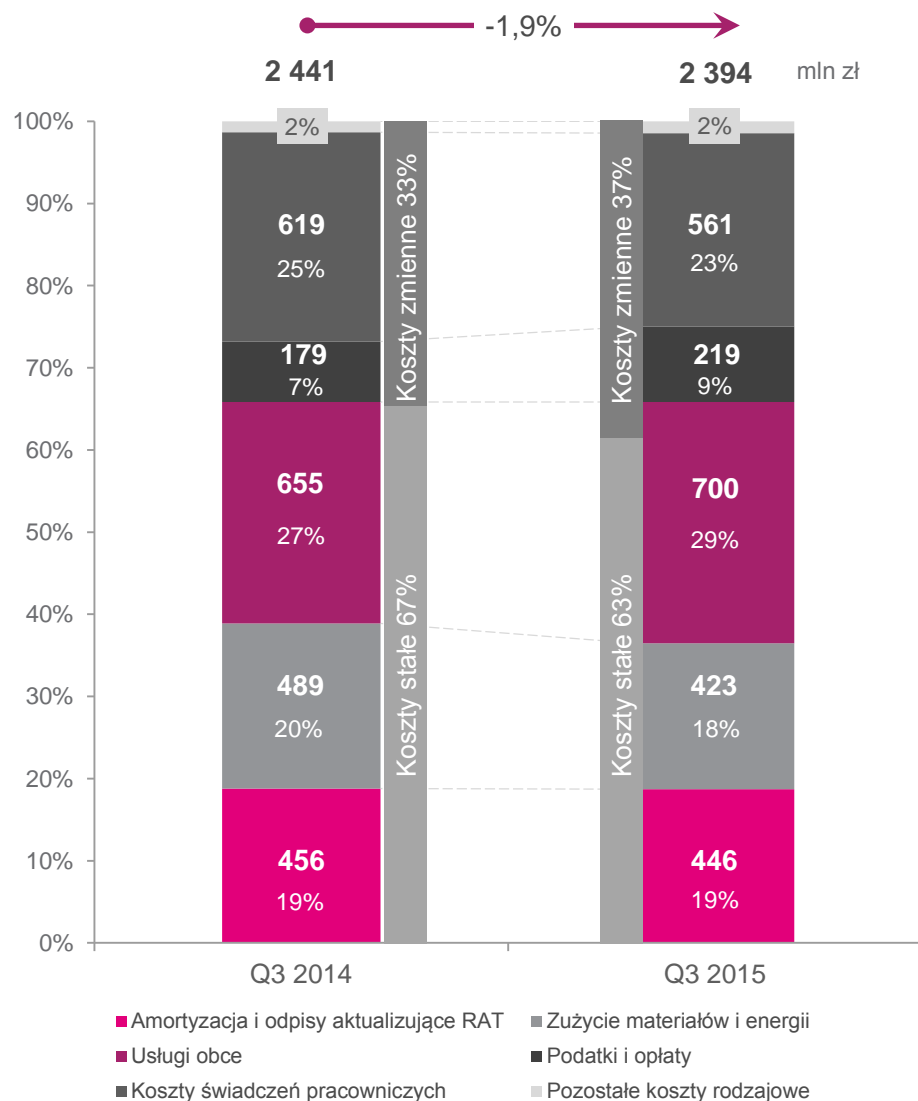
- zużycia materiałów
- kosztów świadczeń pracowniczych – głównie efekt niższego stanu zatrudnienia
- amortyzacji i odpisów aktualizacyjnych (zaprzestanie amortyzacji farm wiatrowych przeznaczonych do sprzedaży)

Struktura kosztów:

- w I-III kw. 2015 r.: koszty zmienne (bez wartości sprzedanych towarów i materiałów) ok. 36%, koszty stałe ok. 64%
- w I-III kw. 2014 r.: koszty zmienne ok. 34%, koszty stałe ok. 66%

Przyczyną niewielkiej zmiany struktury kosztów są głównie wyższe koszty zakupu usług przesyłowych oraz niższe koszty stałe

Struktura kosztów rodzajowych w III kwartale 2015 r.



Spadek kosztów w III kwartale 2015 r. dotyczy głównie:

- zużycia materiałów (głównie niższe koszty paliw)
- kosztów świadczeń pracowniczych – głównie efekt niższego stanu zatrudnienia

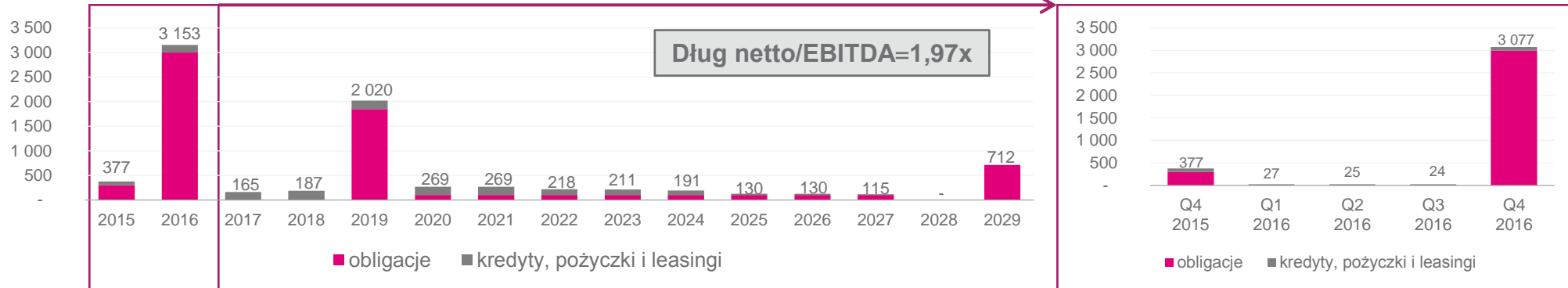
Struktura kosztów:

- w III kwartale 2015 r.: koszty zmienne (bez wartości sprzedanych towarów i materiałów) ok. 37%, koszty stałe ok. 63%
- w III kwartale 2014 r.: koszty zmienne ok. 33%, koszty stałe ok. 67%

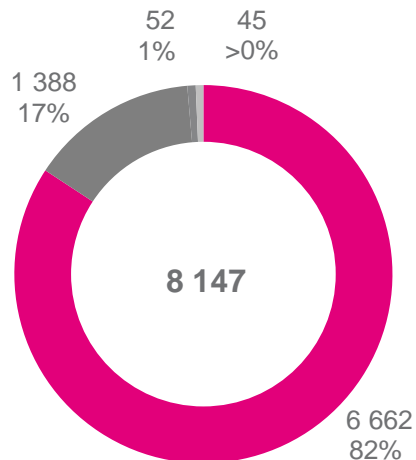
Przyczyną zmiany struktury kosztów są głównie wyższe koszty zakupu usług przesyłowych oraz niższe koszty stałe

Zadłużenie i finansowanie

Zapadalność długu Grupy TAURON

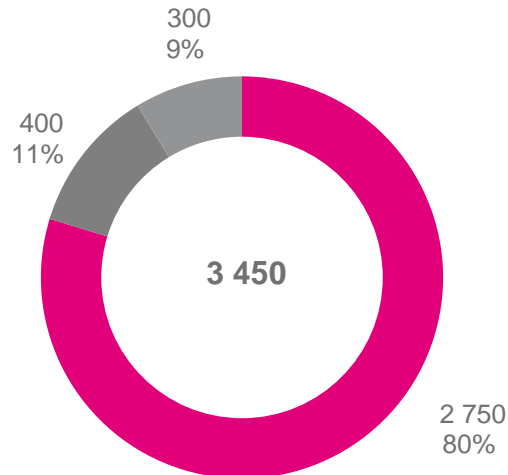


Struktura zadłużenia finansowego Grupy TAURON [mln zł]



- obligacje
- kredyty z EBI
- pożyczki z NFOŚiGW/WFOŚiGW
- leasingi

Kwoty dostępnego finansowania Grupy TAURON [mln zł]



- obligacje program bankowy
- obligacje program BGK
- cashpooling

- zadłużenie finansowe (wartość nominalna zadłużenia z tytułu kredytów inwestycyjnych, pożyczek, leasingu oraz obligacji) na 30 września 2015 roku wynosi 8 147 mln zł
- średnioważona zapadalność długu wg stanu na 30 września 2015 roku wynosi 52 miesięcy
- dług denominowany w EUR (emisja obligacji NSV) stanowi 8,74% długu ogółem

Struktura długu ze względu na stopę oprocentowania:

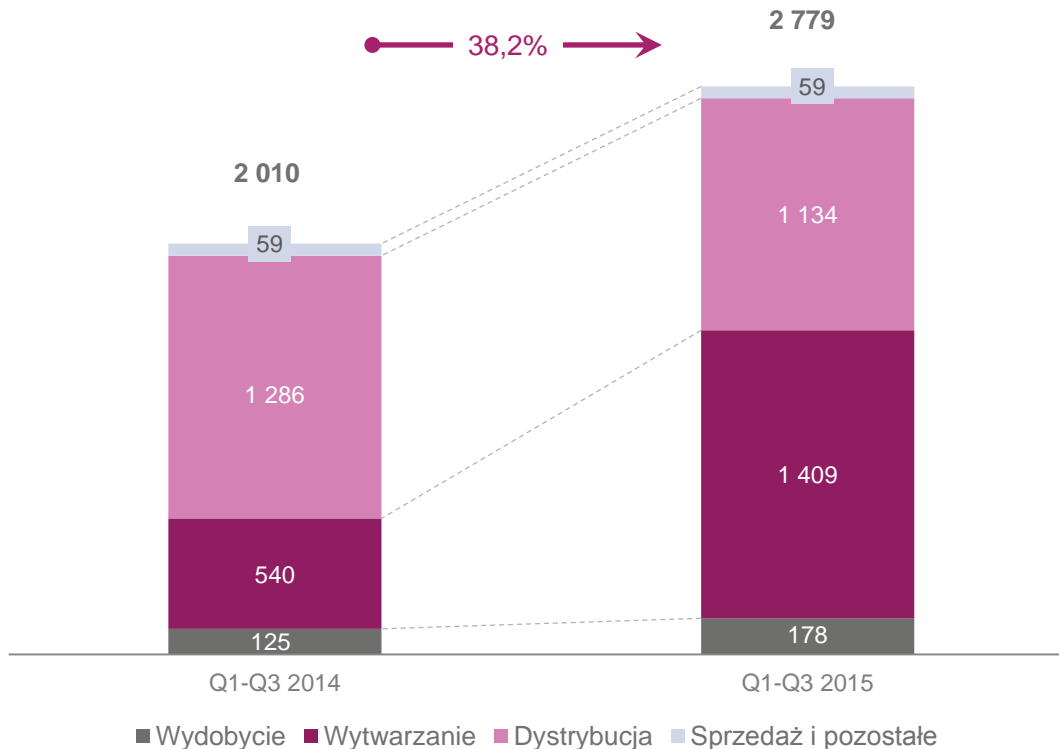
Instrument	Kwota długu [mln zł]	Oprocentowanie	Zabezpieczenie
obligacje, w tym:	6 662		
program bankowy	3 000	zmienne	IRS
program bankowy	300	zmienne	brak
program rynkowy	1 750	zmienne	brak
program BGK	900	zmienne	brak
NSV	712	stałe	CIRS
kredyty EBI	1 388	stałe	brak
pożyczki	52	zmienne	brak
leasingi	45	zmienne	brak

CAPEX – status prac przy projektach

Inwestycja	Moc (MW _e)	Moc (MW _t)	Zaawansowanie prac (proc.)	Planowany termin zakończenia
Budowa bloku węglowego w Elektrowni Jaworzno III	910	-	11	2019
Budowa bloku parowo-gazowego w Elektrociepłowni Stalowa Wola	450	240	85	2016
Budowa węglowego bloku kogeneracyjnego w ZW Tychy	50	86	88	2016
Elektrownia Jaworzno III – budowa instalacji odazotowania spalin i modernizacja bloków 200 MW	-	-	87	2016
Elektrownia Łaziska – budowa instalacji odazotowania spalin i modernizacja bloków 200 MW	-	-	98	2015
Budowa bloku parowo-gazowego w Elektrowni Łaziska	413	266	2	2019
Budowa poziomu 800 m w Zakładzie Górniczym Janina	-	-	34	2020
Budowa szybu Grzegorz w Zakładzie Górniczym Sobieski	-	-	18	2023

CAPEX – podział na segmenty




Nakłady inwestycyjne wg segmentów [mln zł]



Główne inwestycje zrealizowane w I-III kw. 2015 r.:

- **Wydobycie:**
 - budowa poziomu 800 m w ZG Janina (52 mln zł)
 - zakup dodatkowego kompletu obudowy i wyposażenia dla ZG Janina (71 mln zł)
- **Wytwarzanie:**
 - budowa bloku 910 MW w Elektrowni Jaworzno III (440 mln zł), budowa instalacji do obniżenia emisji NOx (184 mln zł),
 - budowa farmy wiatrowej Marszewo II etap (57 mln zł), modernizacja elektrowni wodnych (35 mln zł)
 - odbudowa mocy w ZW Tychy (310 mln zł), budowa i modernizacja sieci ciepłowniczych (43 mln zł), wykonanie zasilania Magistrali Wschodniej oraz Południowej ze źródła Łagisza (52 mln zł), wykonanie zasilania Magistrali Zachodniej oraz Południowej ze źródła ELCHO (20 mln zł)
- **Dystrybucja:**
 - budowa nowych przyłączy (372 mln zł)
 - modernizacja i odtworzenie majątku sieciowego (611 mln zł)

Program poprawy efektywności

Segment	Oszczędności zrealizowane w latach 2013-I-IIIQ 2015	Oszczędności zaplanowane na lata 2013-2015	% realizacji	Główne inicjatywy
Dystrybucja	433 mln zł	416 mln zł	 104%	<ul style="list-style-type: none"> Wdrożenie docelowego modelu biznesowego, eliminacja dublujących się funkcji Zmiana zasad kwalifikowania wydatków do nakładów lub kosztów Optymalizacja różnicy bilansowej Optymalizacja procesów IT Integracja funkcji biznesowych w obszarze serwisu Optymalizacja usług obcych
Wytwarzanie (w tym OZE i Ciepło)	567 mln zł	420 mln zł	 135%	<ul style="list-style-type: none"> Restrukturyzacja zatrudnienia i optymalizacja procesów Ograniczenie remontów dla najmniej efektywnych jednostek Optymalizacja kosztów ogólnozakładowych Outsourcing części funkcji, głównie w obszarze remontów Poprawa sprawności urządzeń, optymalizacja wolumenu produkcji oraz kosztów operacyjnych w elektrowniach wodnych Obniżenie kosztów serwisu i utrzymania ruchu farm wiatrowych Ograniczenie strat sprężonego powietrza Restrukturyzacja majątku Optymalizacja polityki zakupowej
Wydobycie	33 mln zł	28 mln zł	 118%	<ul style="list-style-type: none"> Budowa instalacji wytwarzania azotu Rozbudowa stacji odwadniania mulów Uzdatnianie wody pitnej Aukcje elektroniczne w zamówieniach publicznych Stosowanie wykładki mechanicznej przy drażeniu wyrobisk
Pozostałe Segmenty	57 mln zł			<ul style="list-style-type: none"> Restrukturyzacja zatrudnienia, ograniczenie kosztów usług obcych
Razem	1 090 mln zł	864 mln zł	126%	

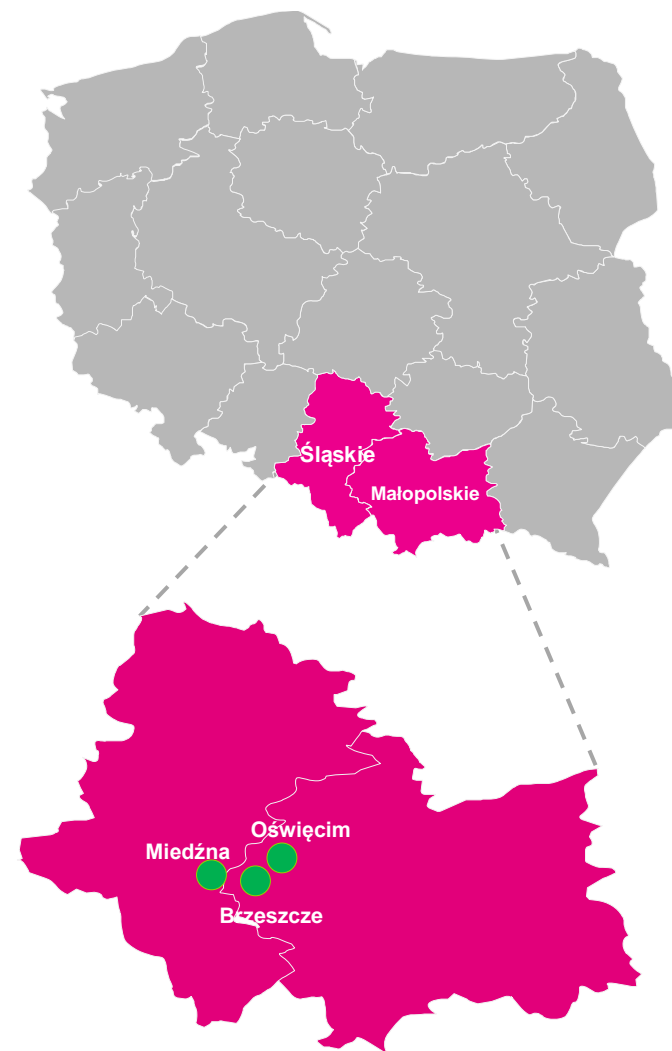
- W okresie od początku 2013 r. do końca III kwartału 2015 r. do programu dobrowolnych odejść (PDO) przystąpiło 1 206 osób. W tym okresie rozwiązano umowę o pracę z 1 719 osobami (razem 4 213 osób od początku uruchomienia PDO w 2010 r.). Oszczędności wynikające z ograniczenia zatrudnienia, pomniejszone o koszty poniesione na ich uzyskanie, ujęto w kwotach zaprezentowanych w poszczególnych segmentach
- Struktura oszczędności za lata 2013-2014 i I-III kw. 2015 r.: 59% przypada na restrukturyzację zatrudnienia, 41% przypada na pozostałe inicjatywy

Podstawowe dane KWK Brzeszcze



Profil działalności:

- KWK Brzeszcze jest kopalnią węgla kamiennego zlokalizowaną na obszarze województw śląskiego i małopolskiego w gminach: **Brzeszcze, Oświęcim i Miedźna**
- KWK Brzeszcze funkcjonowała jako oddział Kompanii Węglowej S.A. do 5 maja 2015 r., kiedy została nieodpłatnie przekazana Spółce Restrukturyzacji Kopalń. Aktualnie kopalnia funkcjonuje jako oddział SRK z siedzibą w Brzeszczach
- Kopalnia wydobywa głównie miazły energetyczne i metan
- Na dzień 31 maja 2015 r. kopalnia zatrudniała 2 069 pracowników
- Na dzień 31 października 2015 r. poziom zatrudnienia w KWK Brzeszcze wyniósł **1 574 osób**, w tym: **1 151 osób zatrudnionych pod ziemią (73,1% ogółu)**



Zasoby operatywne KWK Brzeszcze wynoszą **63,5 mln ton**

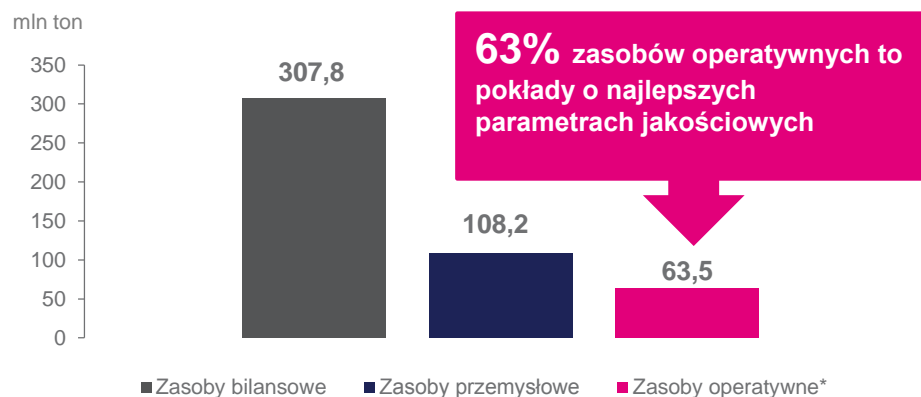
Zasoby węgla

- KWK Brzeszcze prowadzi wydobycie w ramach obszaru górniczego „Brzeszcze II”, który został utworzony koncesją nr 12/2004 nadaną do 2040 r. Powierzchnia obszaru górniczego wynosi 26,9 km²
- Złoże zostało udokumentowane do głębokości zalegania pokładu 510
- Stan zasobów operatywnych złoża wynosi 63,5 mln ton (dane na 31 grudnia 2014 r.)
- Wobec przyjętej średniorocznej produkcji na poziomie około 1,8 mln ton, okres życia kopalni wynosi około 34 lata
- Węgiel w złożu Brzeszcze należy do węgla humusowych. Pod względem jakościowym są to węgle energetyczne o wysokiej jakości

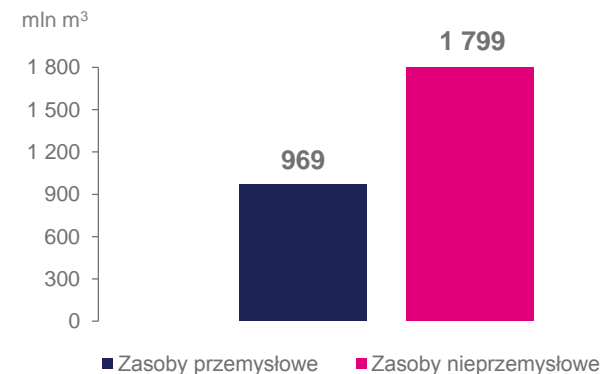
Zasoby metanu

- Zasoby bilansowe metanu w złożu wynoszą 2 768 mln m³
- Efektywność odmetanowania pokładów węgla w KWK Brzeszcze kształtuje się na poziomie od 30 do 43%

Zasoby węgla KWK Brzeszcze [mln ton] na 31.12.2014 r.



Zasoby metanu KWK Brzeszcze [mln m³] na 31.12.2014 r.

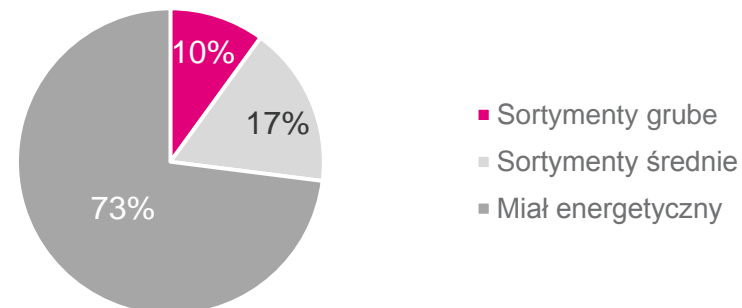


Plan produkcji dla KWK Brzeszcze zakłada docelowy poziom wydobycia wynoszący ok. **1,8 mln ton węgla rocznie** oraz zwiększenie udziału sortymentów grubych i średnich produkowanego węgla

Produkcja węgla

- W oparciu o harmonogram biegu ścian docelowy poziom wydobycia węgla netto dla KWK Brzeszcze wynosi ok. 1,8 mln ton rocznie
- Plan produkcyjny węgla handlowego opiera się na założeniach dotyczących postępu ścian, czasów przezbrajania oraz wskaźnika zanieczyszczenia wynoszącego średnio ok. 26%
- W celu poprawy jakości węgla handlowego uzyskiwanego przez kopalnię, prognoza uwzględnia wdrożenie programu zwiększenia uzysku grubych sortymentów węgla o niskiej zawartości siarki
- Prognozowana struktura produkcji zakłada wysoki udział węgla z pokładu 510, co wpłynie na poprawę kaloryczności produkowanych miałów, które powinny osiągnąć kaloryczność przekraczającą 21 tys. kJ/kg

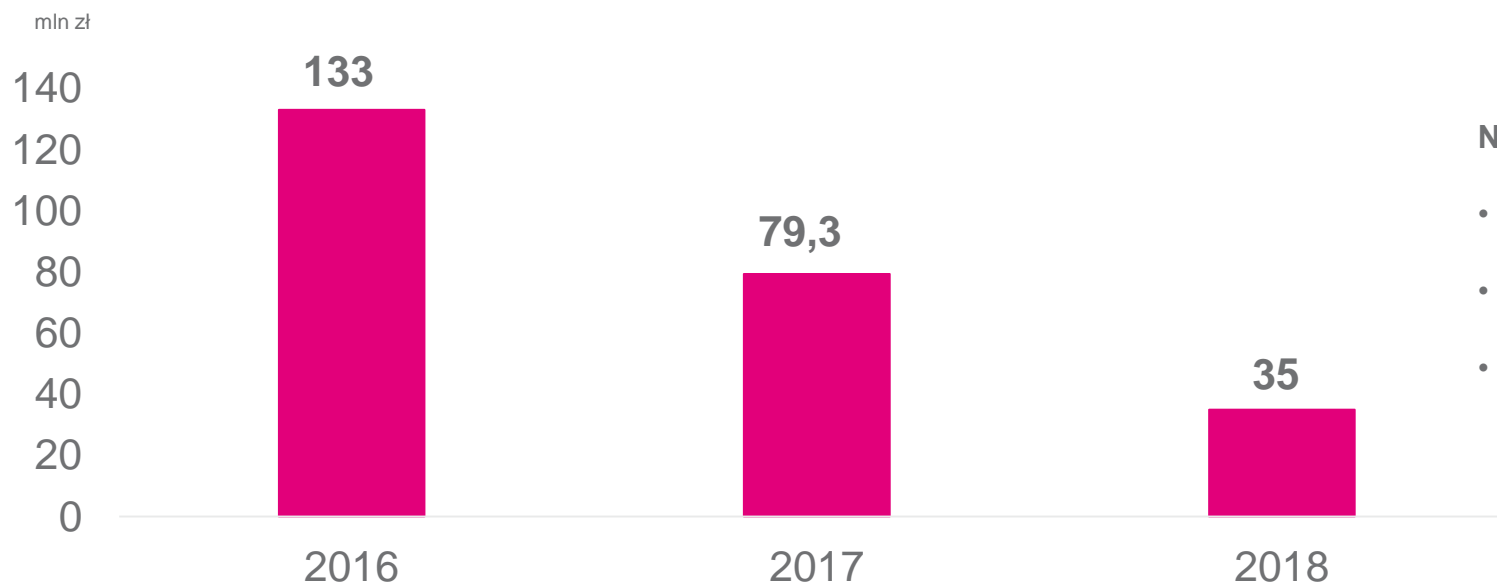
Sortymentowa struktura produkcji węgla w 2016 r. [%]
– prognoza



Nakłady inwestycyjne

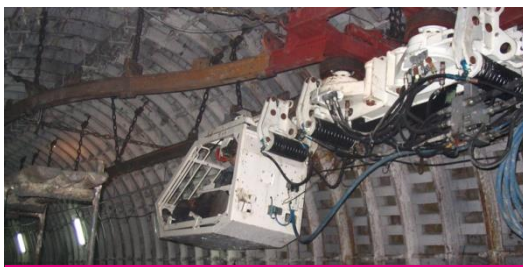
Nakłady inwestycyjne kopalni Nowe Brzeszcze

(z wyłączeniem nakładów na wyrobiska ruchowe) w latach 2016-2018 [mln zł]



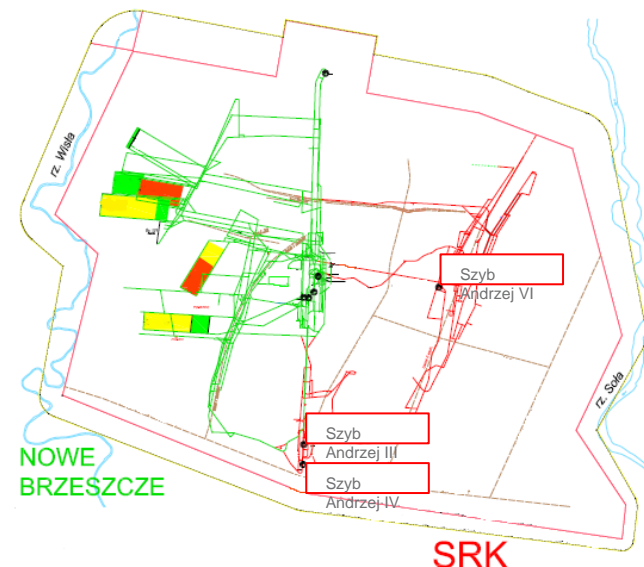
Nakłady obejmują:

- zakup maszyn i urządzeń
- rozbudowę wentylacji
- rozbudowę infrastruktury



Optymalizacja infrastruktury podziemnej

- Nowe Brzeszcze Grupa TAURON nabędzie w ramach zorganizowanej części przedsiębiorstwa część kopalni Brzeszcze. Pozostała część, przeznaczona do likwidacji, pozostanie w strukturach SRK
- Przebudowa wyrobisk dla poprawy warunków wentylacyjnych wynika z konieczności rozpoczęcia realizacji planów restrukturyzacyjnych polegających na wyłączeniu z ruchu i likwidacji zbędnych technicznie i ekonomicznie rejonów, wyrobisk i szybów
- Na podstawie przeprowadzonych analiz dla poprawy bezpieczeństwa wyrobisk kopalni Brzeszcze przeznaczonych do dalszego ruchu, konieczne jest wyłączenie z ruchu likwidowanych wyrobisk celem zminimalizowania zagrożenia metanowego i pożarowego w części zakładu górniczego przeznaczonej do dalszego funkcjonowania oraz likwidacja „wąskich gardeł” na drodze odprowadzenia powietrza
- Realizacja likwidacji „wąskich gardeł” polegać będzie na przebudowie wyrobisk do gabarytów zapewniających odpowiednie parametry wentylacyjne
- Zgodnie z umową przedwstępną SRK i RSG ustaliły, że ze względu na konieczność prawidłowego i bezkolizyjnego prowadzenia działalności określą, nie później niż do dnia zawarcia umowy przyrzeczonej, zasady współpracy, w szczególności zasady świadczenia usług wzajemnych w zakresie wentylacji zakładu górniczego w Brzeszczach. Umowa będzie obowiązywała do 31 grudnia 2018 r.



Uproszczony schemat podziału KWK Brzeszcze wraz ze wskazaniem szybów przeznaczonych do likwidacji



Dziękujemy – Q & A



Biuro Relacji Inwestorskich

Marcin Lauer

marcin.lauer@tauron.pl

tel. + 48 32 774 27 06

Paweł Gaworzyński

pawel.gaworzynski@tauron.pl

tel. + 48 32 774 25 34

Magdalena Wilczek

magdalena.wilczek@tauron.pl

tel. + 48 32 774 25 38

Zastrzeżenie prawne



Niniejsza prezentacja ma charakter wyłącznie informacyjny i nie należy jej traktować jako porady inwestycyjnej.

Niniejsza prezentacja została sporządzona przez TAURON Polska Energia S.A. („Spółka”).

Spółka ani żaden z jej podmiotów zależnych nie ponoszą odpowiedzialności z tytułu jakiegokolwiek szkody wynikającej z wykorzystania niniejszej prezentacji lub jej treści albo powstałej w jakikolwiek inny sposób związany z niniejszą prezentacją.

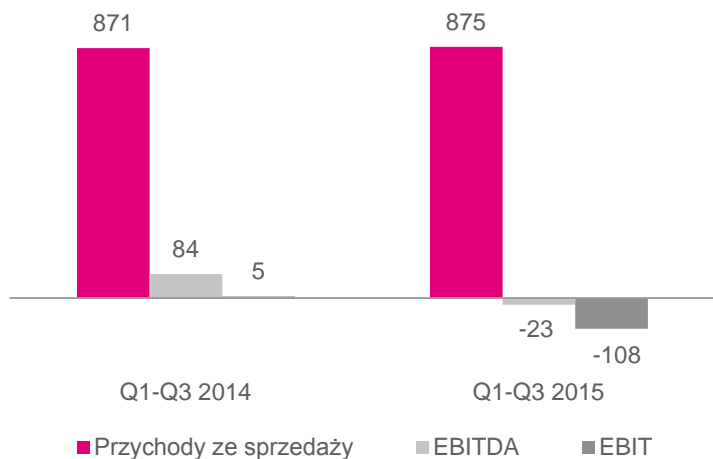
Odbiorcy niniejszej prezentacji ponoszą wyłączną odpowiedzialność za własne analizy i oceny rynku oraz sytuacji rynkowej Spółki i potencjalnych wyników Spółki w przyszłości, dokonane w oparciu o informacje zawarte w niniejszej prezentacji.

W zakresie, w jakim niniejsza prezentacja zawiera stwierdzenia dotyczące przyszłości, a w szczególności słowa „projektowany”, „planowany”, „przewidywany” i podobne wyrażenia (łącznie z ich zaprzeczeniami), stwierdzenia te wiążą się ze znanym i nieznanym ryzykiem, niepewnością oraz innymi czynnikami, których skutkiem może być to, że rzeczywiste wyniki, sytuacja finansowa, działania i osiągnięcia Spółki albo wyniki branży będą istotnie różnić się od jakichkolwiek przyszłych wyników, działań lub osiągnięć wyrażonych w takich stwierdzeniach dotyczących przyszłości.

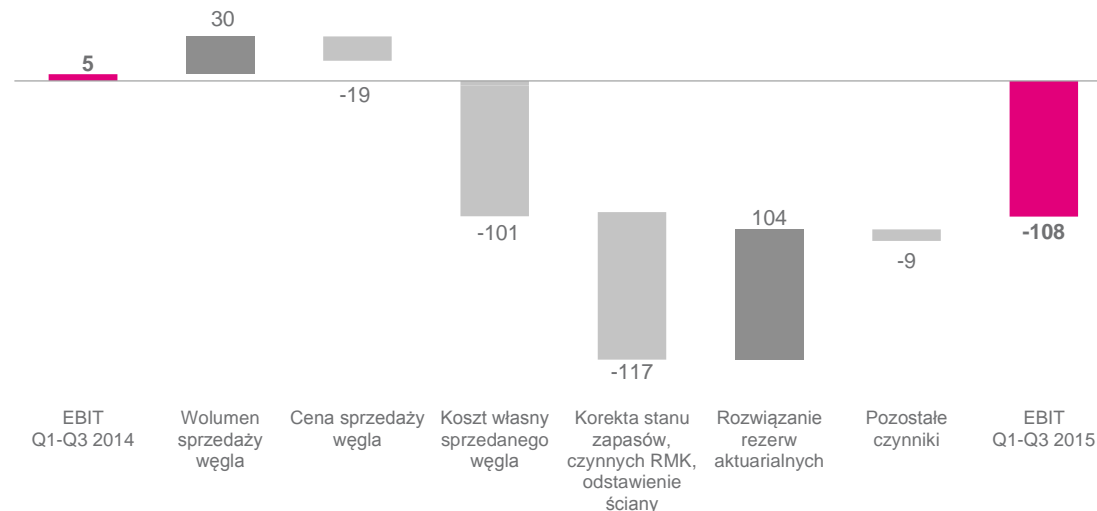
Ani Spółka ani żaden z jej podmiotów zależnych nie są zobowiązane zapewnić odbiorcom niniejszej prezentacji jakichkolwiek dodatkowych informacji ani aktualizować niniejszej prezentacji.

Segment Wydobywanie

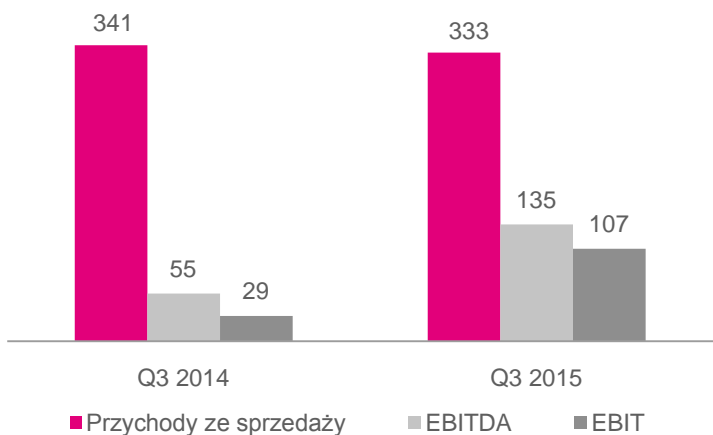
Dane finansowe za I-III kw. 2015 r. [mln zł]



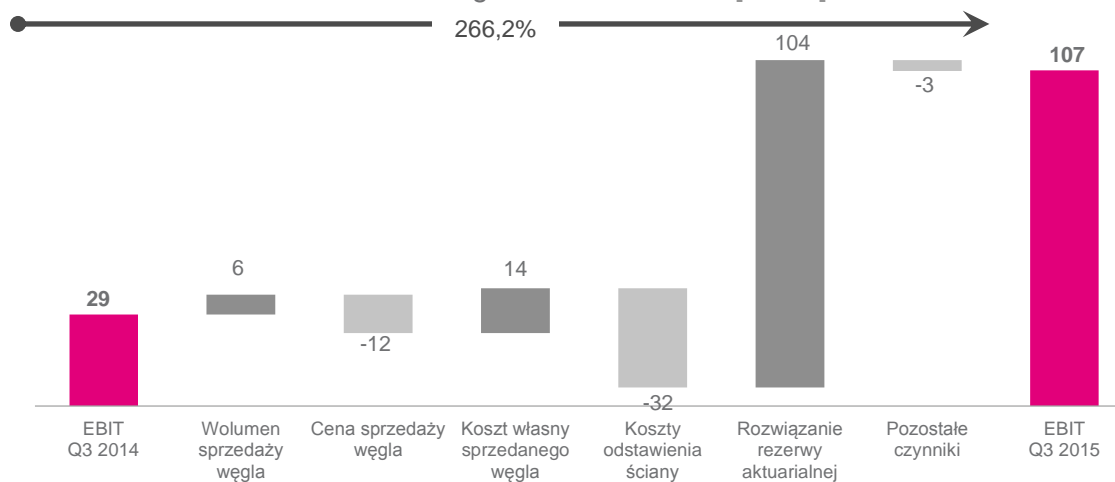
EBIT bridge za I-III kw. 2015 r. [mln zł]



Dane finansowe za III kw. 2015 r. [mln zł]

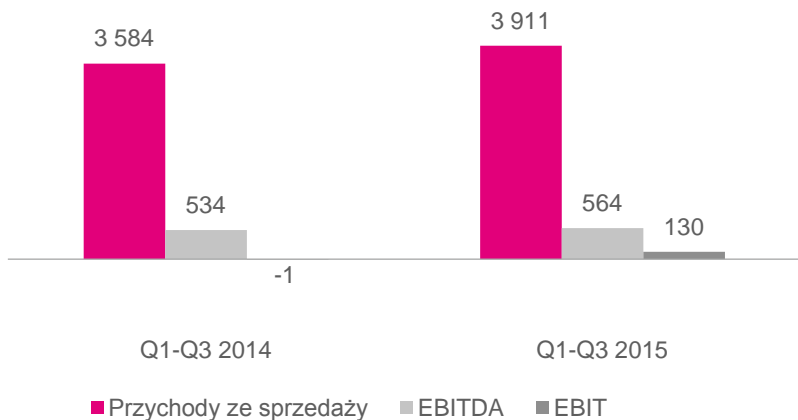


EBIT bridge za III kw. 2015 r. [mln zł]

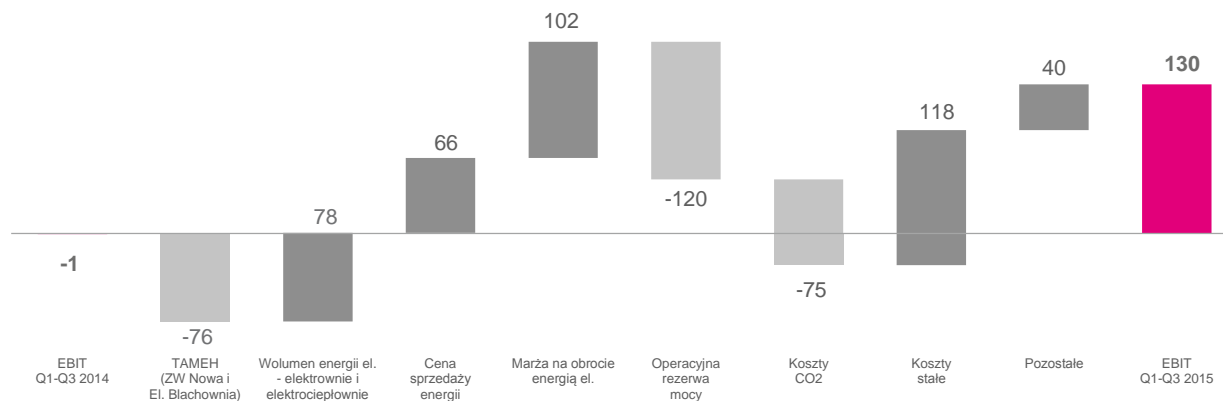


Segment Wytwarzanie

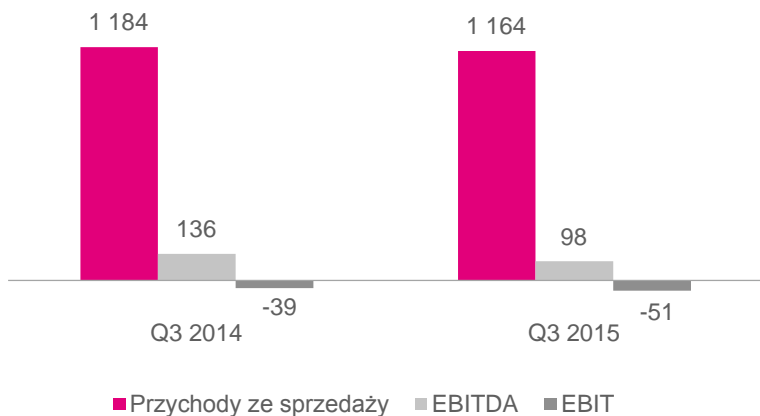
Dane finansowe za I-III kw. 2015 r. [mln zł]



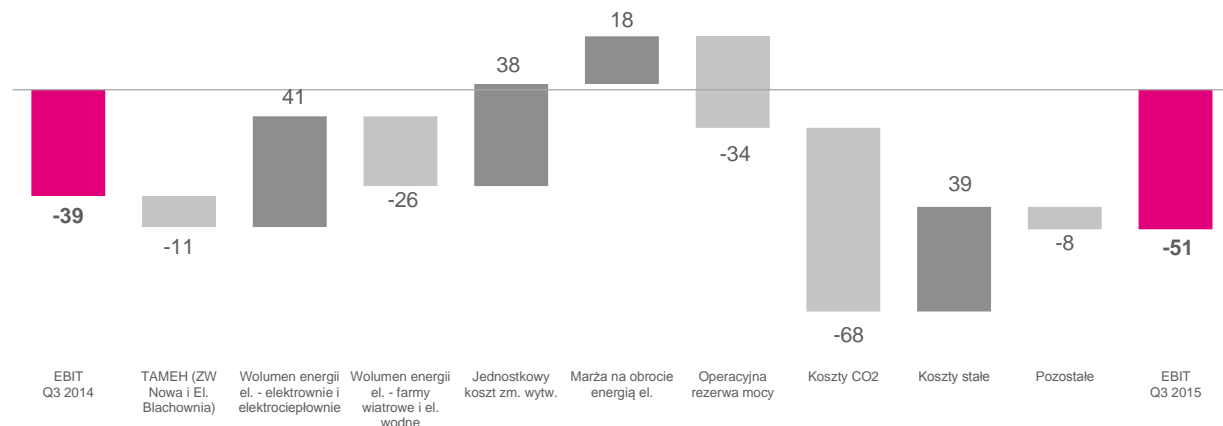
EBIT bridge za I-III kw. 2015 r. [mln zł]



Dane finansowe za III kw. 2015 r. [mln zł]

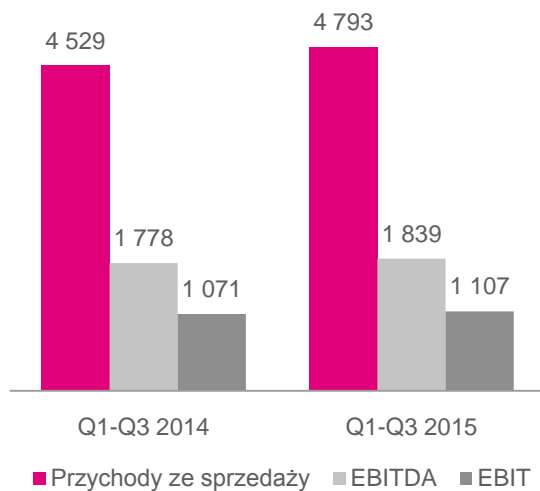


EBIT bridge za III kw. 2015 r. [mln zł]

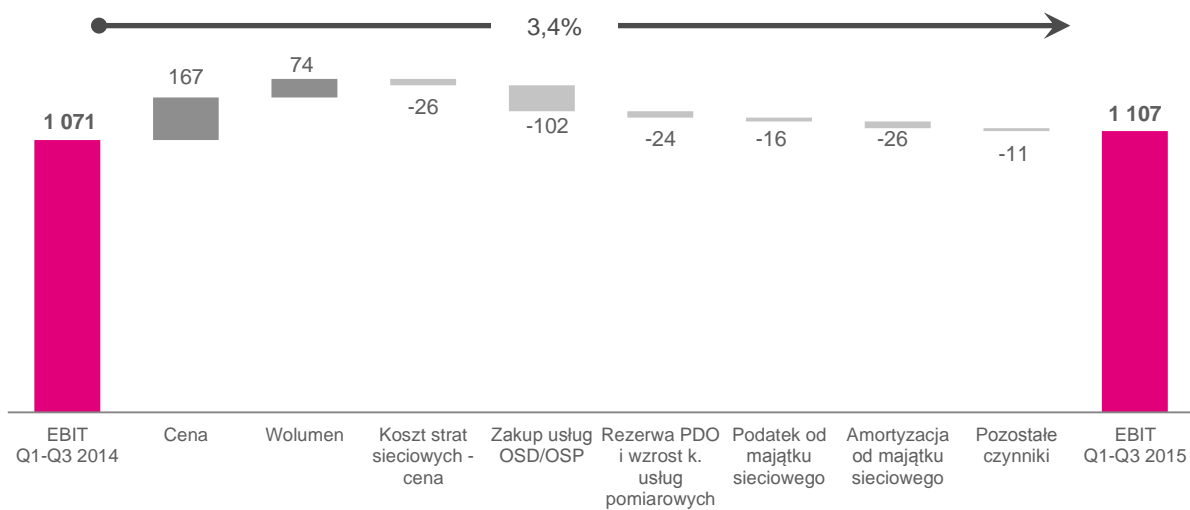


Segment Dystrybucja

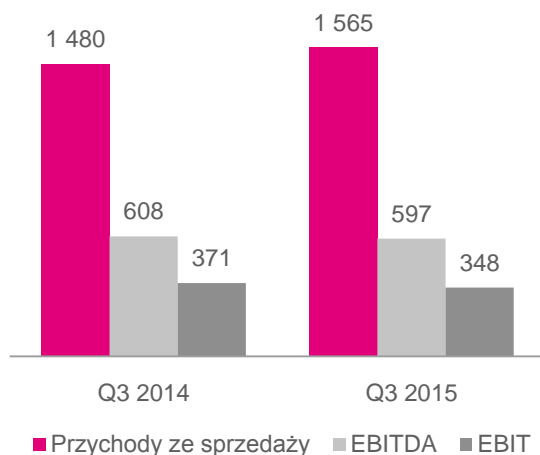
Dane finansowe za I-III kw. 2015 r. [mln zł]



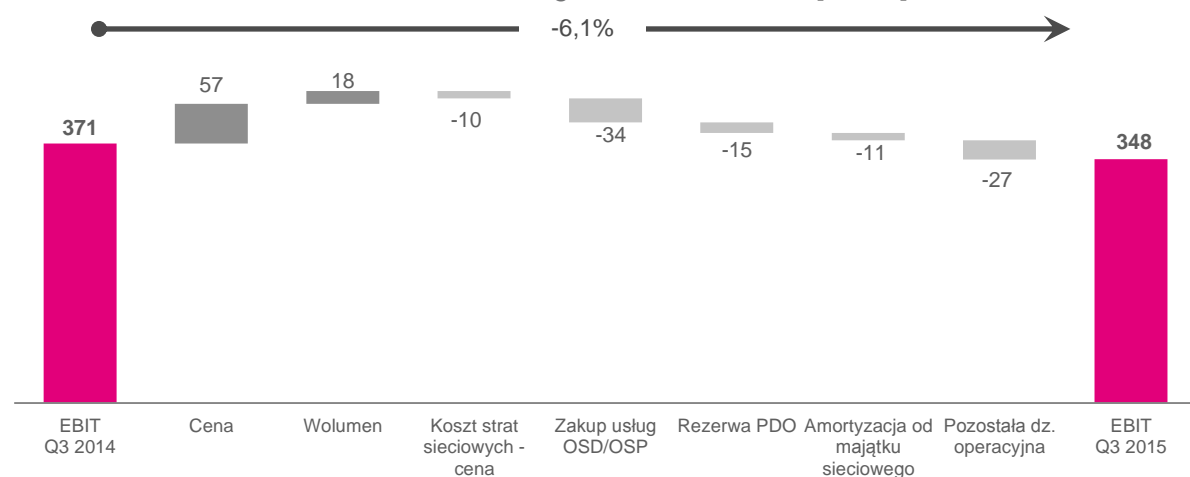
EBIT bridge za I-III kw. 2015 r. [mln zł]



Dane finansowe za III kw. 2015 r. [mln zł]

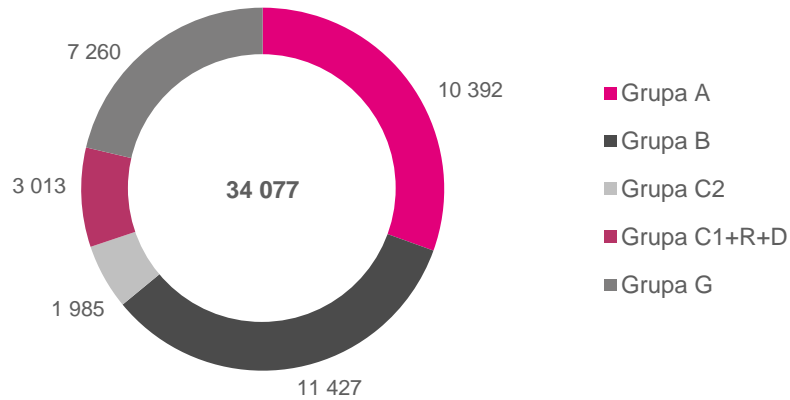


EBIT bridge za III kw. 2015 r. [mln zł]

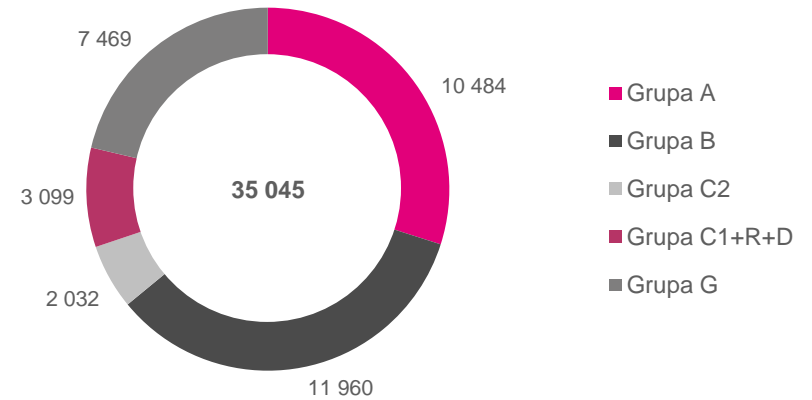


Segment Dystrybucja – wolumeny

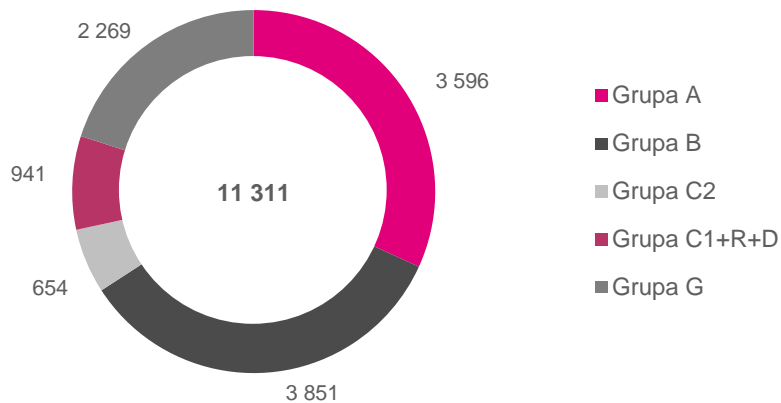
Dystrybucja energii elektrycznej [GWh] w I-III kw. 2014 r.



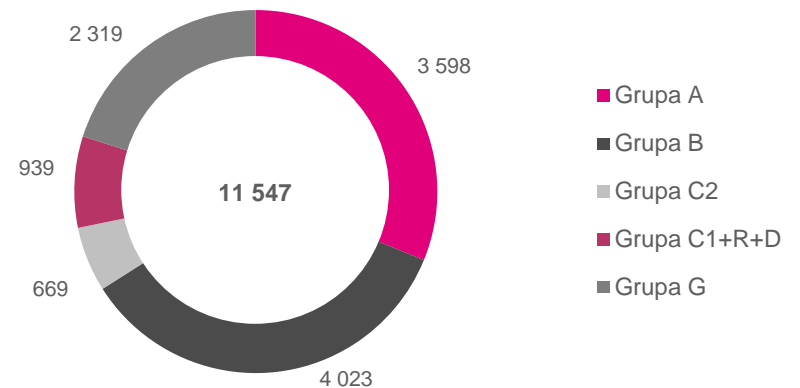
Dystrybucja energii elektrycznej [GWh] w I-III kw. 2015 r.



Dystrybucja energii elektrycznej [GWh] w III kw. 2014 r.

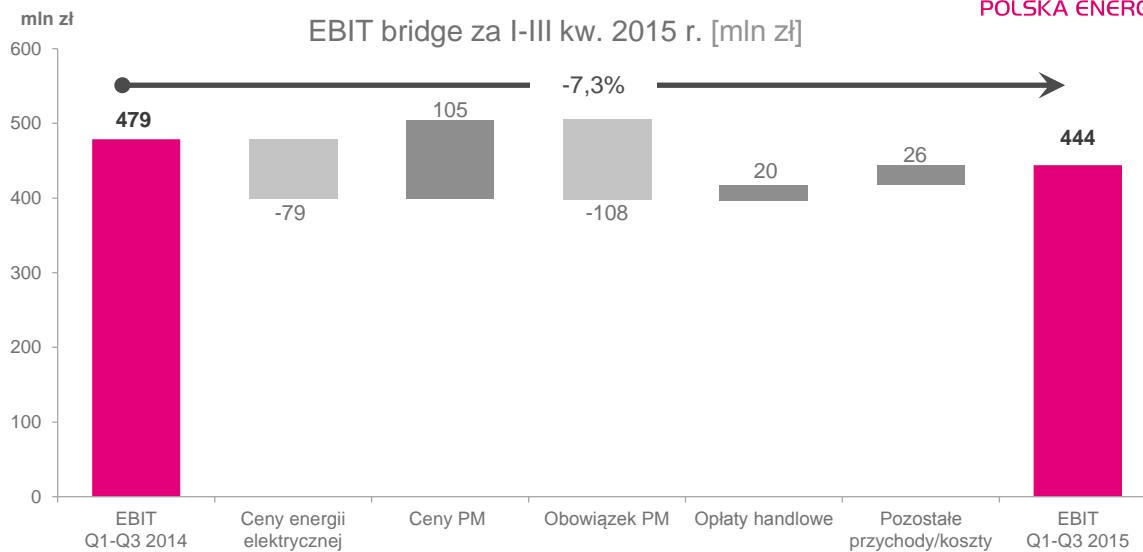
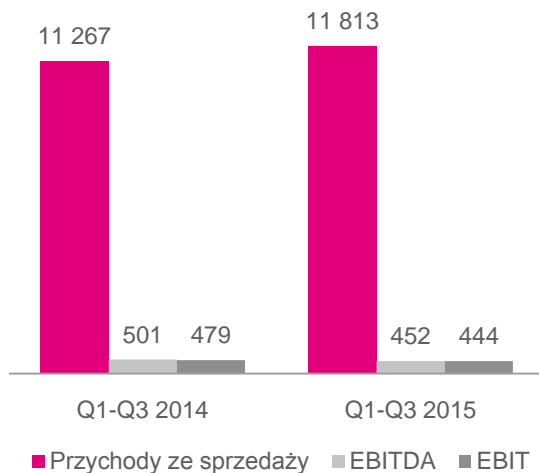


Dystrybucja energii elektrycznej [GWh] w III kw. 2015 r.

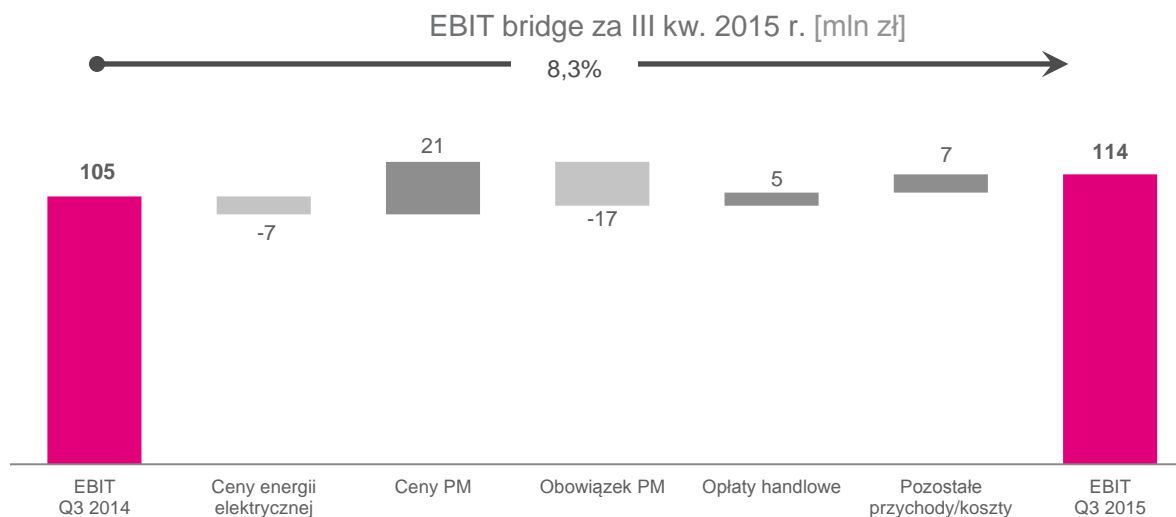
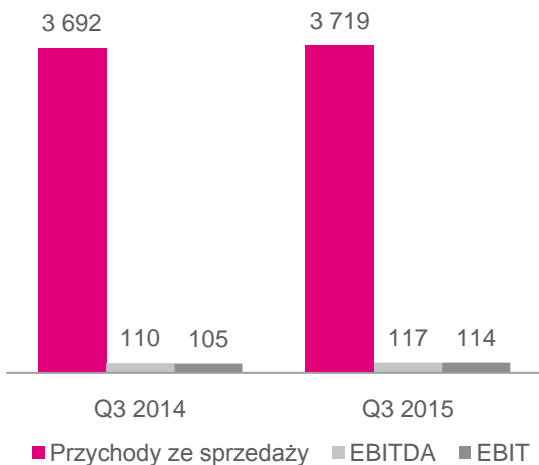


Segment Sprzedaż

Dane finansowe za I-III kw. 2015 r. [mln zł]

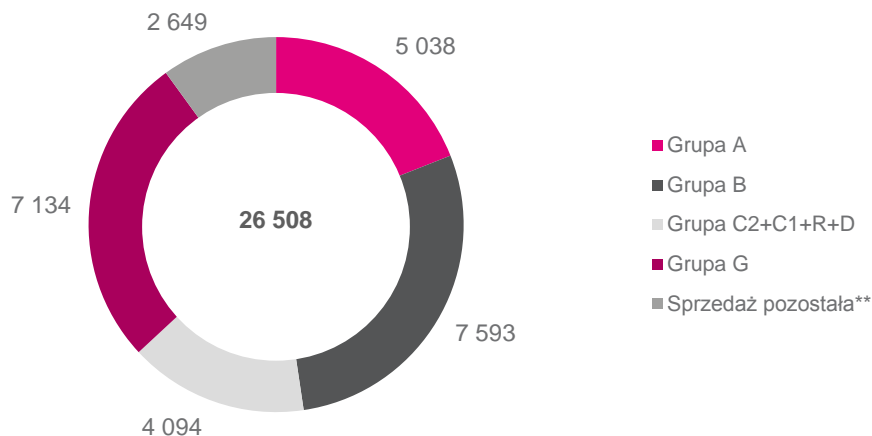


Dane finansowe za III kw. 2015 r. [mln zł]

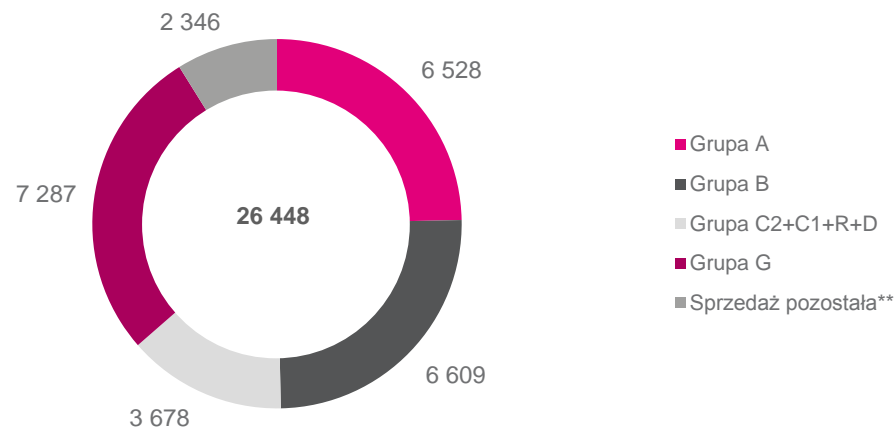


Segment Sprzedaż – wolumeny

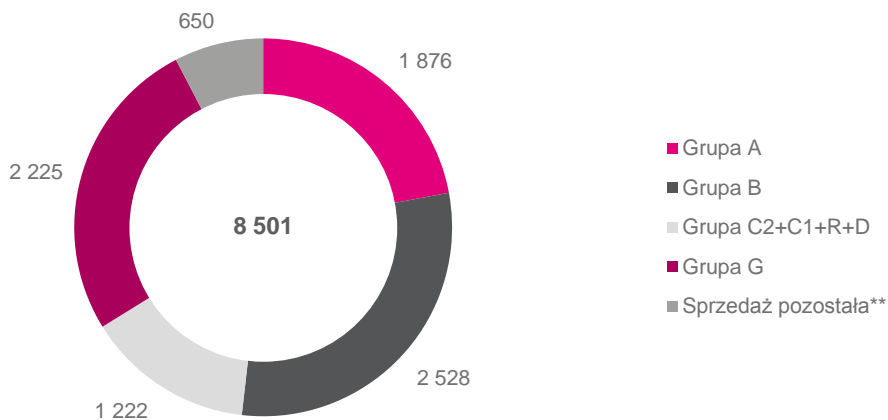
Sprzedaż energii elektrycznej detalicznej [GWh]
w I-III kw. 2014 r.*



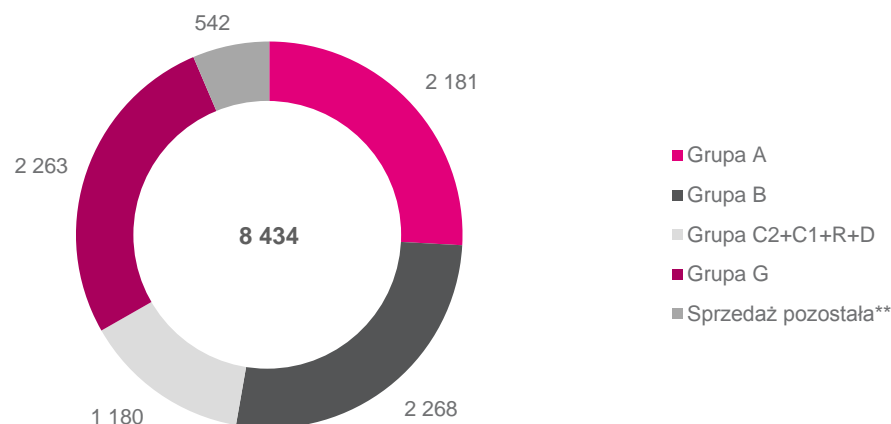
Sprzedaż energii elektrycznej detalicznej [GWh]
w I-III kw. 2015 r.



Sprzedaż energii elektrycznej detalicznej [GWh]
w III kw. 2014 r.*



Sprzedaż energii elektrycznej detalicznej [GWh]
w III kw. 2015 r.



* Wielkości sprzedaży energii elektrycznej do klientów strategicznych TAURON Polska Energia S.A. ujęto w grupach A i B

** Potrzeby własne i różnice bilansowe spółek Grupy, różnice bilansowe do innych OSD, inne

Trendy cenowe na rynku energii elektrycznej

Energia elektryczna						
Platformy: TGE, TFS, GFI, GPW-POEE	2014 r.		2015 r. (do 26 października 2015 r.)		2015/2014 (do 26 października 2015 r.)	
	Cena (zł/MWh)	Wolumen (GWh)	Cena (zł/MWh)	Wolumen (GWh)	Cena %	Wolumen %
Forward BASE (Y+Q+M)	161,10	189 112	167,60	200 714	+4,0%	+6,1%
Forward PEAK (Y+Q+M)	184,60	19 126	216,25	17 680	+17,1%	-7,6%
Forward (średnia ważona)	163,26	208 238	171,53	218 394	+5,1%	+4,9%
SPOT (TGE)	179,86	21 078	159,35 (prognoza)	21 500	-11,4%	+2,0%
Średnia ważona razem	164,78	229 316	170,44	239 894	+3,4%	+4,6%

Uprawnienia do emisji CO ₂ (EUA/t)		Prawa majątkowe (zł/MWh)			
Ankieta analityków rynku CO ₂ *	Cena (EUR/t)	Rodzaj certyfikatu	Ceny rynkowe (średnia w 2015 r.)	Opłata zastępcza i obowiązek za:	
				2014 r.	2015 r.
Średnia w 2014 r.	5,96 EUR/t	OZE (PMOZE_A) (do 26-10-2015 r.)	125,33	303,03 (13,0%)	303,03 (14,0%)
Średnia w 2015 r.	7,60 EUR/t	Kogeneracja węglowa (PMEC-2015)	10,65	11,00 (23,2%)	11,00 (23,2%)
Średnia w 2016 r.	10,80 EUR/t	Kogeneracja gazowa (PMGM-2015)	116,06	110,00 (3,9%)	121,63 (4,9%)
Prognozowana przez TAURON średnia cena EUA w 2015 r.	7,70 – 7,90 EUR/t	Metan (PMMET-2015)	61,49	63,26 (1,1%)	63,26 (1,3%)

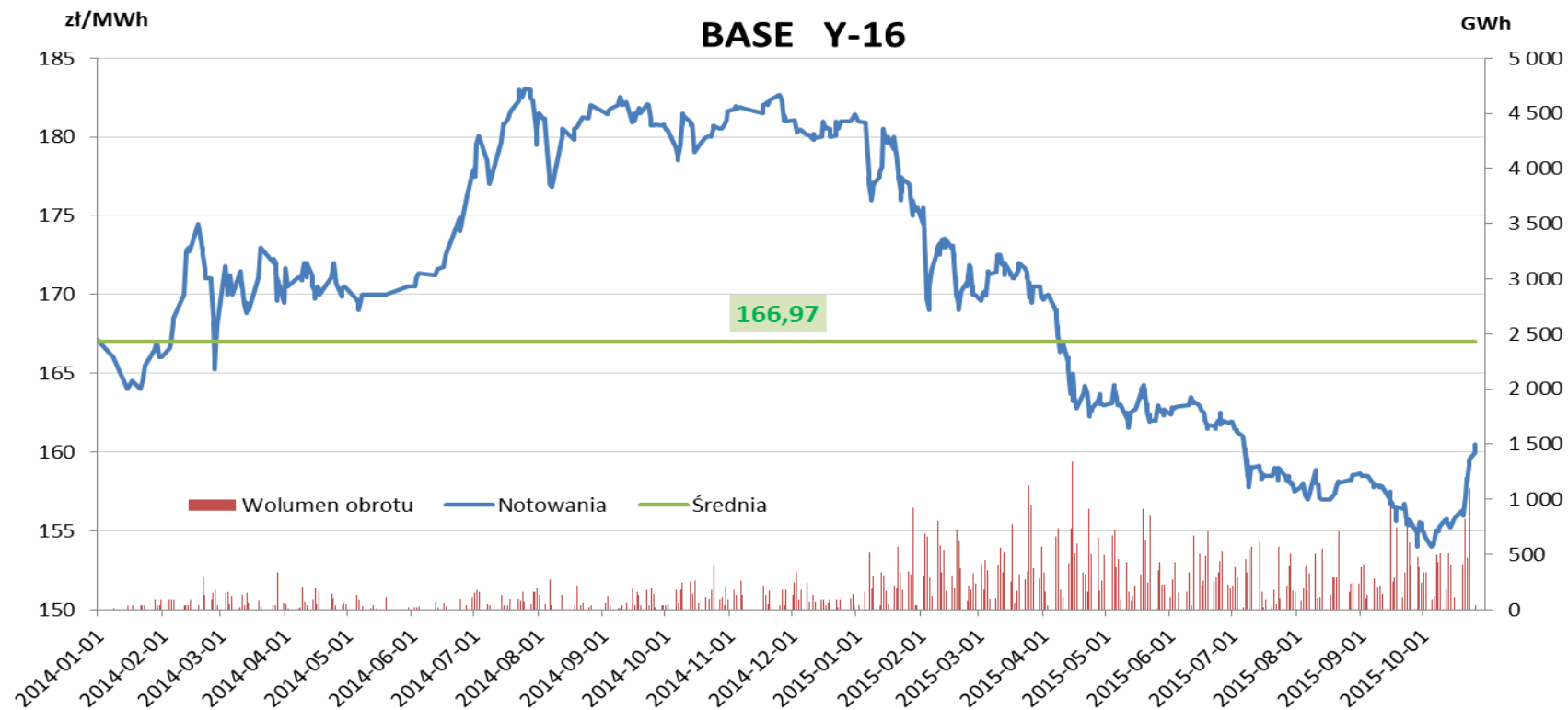
Notowania kontraktów BASE na 2015 r.



		Średnia cena [zł/MWh]	Wolumen [GWh]
Razem		168,11	146 932
w tym	na TGE	168,16	109 877
	poza TGE	167,96	37 055

Średnia cena energii elektr. uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2015 r.: 172,64 zł/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2015 r.: 161 011 GWh

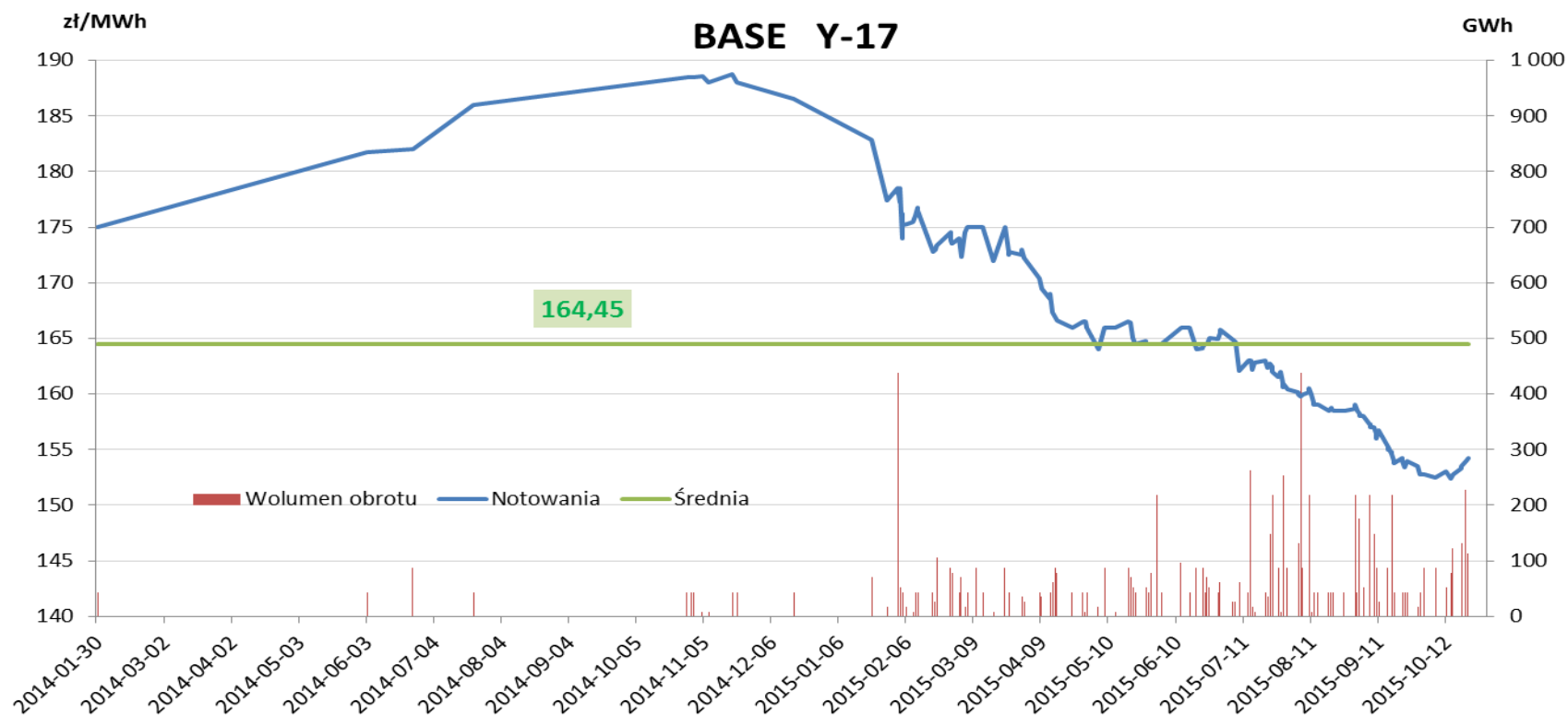
Notowania kontraktów BASE na 2016 r.



		Średnia cena [zł/MWh]	Wolumen [GWh]
Razem		169,97	116 827
w tym	na TGE	166,62	87 963
	poza TGE	178,05	28 864

Średnia cena energii elektr. uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2016 r.: 170,97 zł/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2016 r.: 128 609 GWh

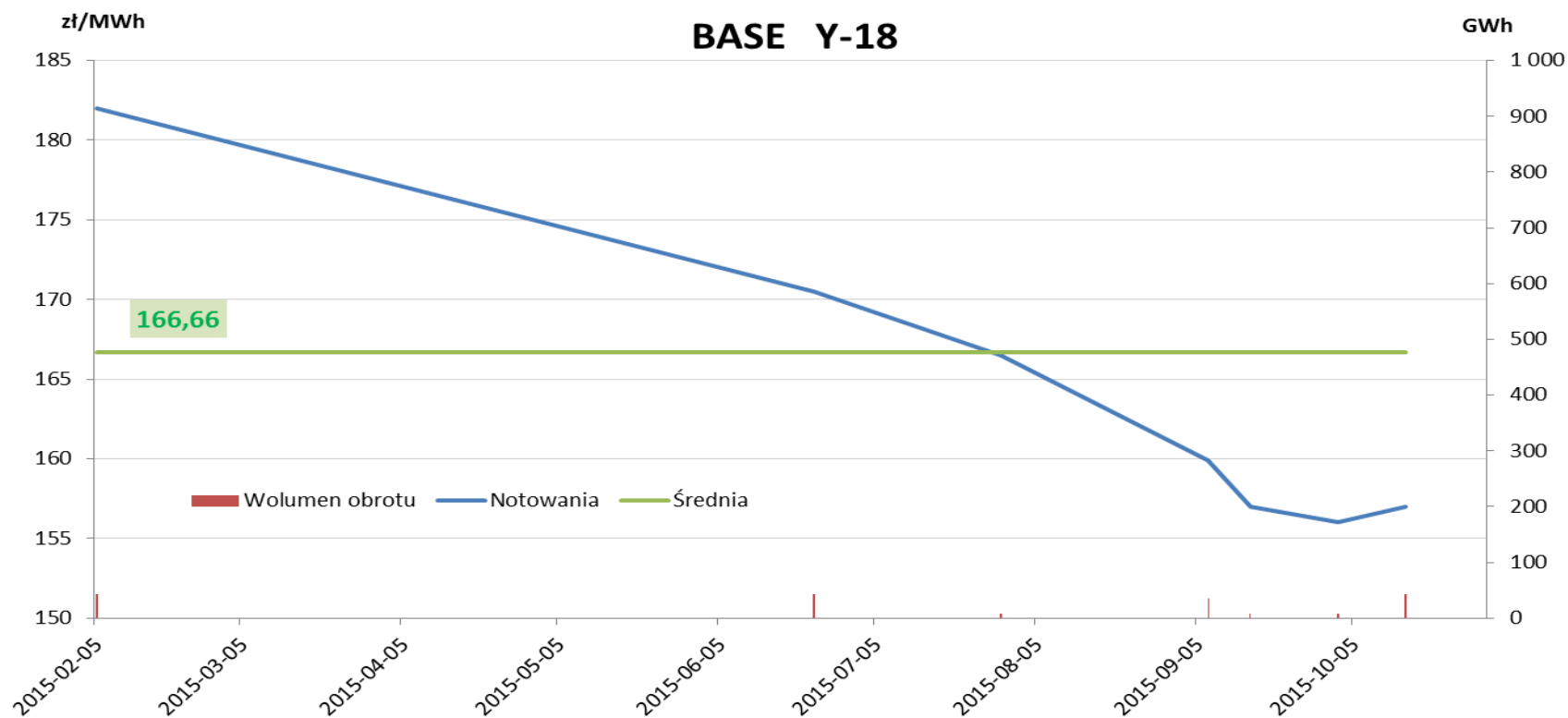
Notowania kontraktów BASE na 2017 r.



		Średnia cena [zł/MWh]	Wolumen [GWh]
Razem		164,45	12 991
w tym	na TGE	162,88	5 203
	poza TGE	165,49	7 788

Średnia cena energii elektr. uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2017 r.: 165,16 zł/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2017 r.: 13 228 GWh

Notowania kontraktów BASE na 2018 r.



		Średnia cena [zł/MWh]	Wolumen [GWh]
Razem		166,66	193
w tym	na TGE	158,68	105
	poza TGE	176,25	88

Średnia cena energii elektr. uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2018 r.: 167,59 zł/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2018 r.: 196 GWh

Pokrycie analityczne TAURON

Instytucja	Analitik
DB Securities	Tomasz Krukowski
Dom Maklerski mBanku	Kamil Kliszcz
Dom Maklerski Banku Handlowego	Piotr Dzięciołowski
Dom Maklerski BZ WBK	Paweł Puchalski
Dom Maklerski PKO BP	Stanisław Ozga
J.P. Morgan Cazenove	Michał Kuzawiński
Erste Group	Tomasz Duda
Goldman Sachs	Fred Barasi
HSBC	Dmytro Konovalov
ING Securities	Maria Mickiewicz

Instytucja	Analitik
BAML	Denis Deruskhin
Raiffeisen Centrobank	Teresa Schinwald
Renaissance Capital	Vladimir Sklyar
Societe Generale	Bartłomiej Kubicki
UBS Investment Research	Michał Potyra Patrick Hummel Tomasz Walkowicz
Pekao Investment Banking	Łukasz Jakubowski
WOOD & Company	Bram Buring
Dom Maklerski BOŚ	Michał Stalmach

Dziękujemy za uwagę