



Wyniki finansowe Grupy TAURON za I półrocze 2013 r.

22 sierpnia 2013 r.

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.

Kluczowe parametry finansowe

	1H 2013		2Q 2013	
przychody ze sprzedaży	9 705 mln zł	(-21% r/r)	4 542 mln zł	(-22% r/r)
EBITDA	2 052 mln zł	(-1% r/r)	831 mln zł	(-25% r/r)
zysk netto	891 mln zł	(b/z r/r)	311 mln zł	(-37% r/r)
CAPEX	1 350 mln zł	(+10% r/r)	809 mln zł	(+12% r/r)
Dług netto/EBITDA	1,31		1,31	

TAURON – wydarzenia do 30 czerwca 2013 r.

- podtrzymanie ratingu Fitch dla TAURON na poziomie BBB z perspektywą stabilną
- ostateczne zakończenie sporu z konsorcjum CNEE i COEG w sprawie wyboru oferty na budowę bloku energetycznego w Elektrowni Jaworzno III
- oddanie do eksploatacji trzech bloków biomasowych o łącznej mocy 110 MW (Jaworzno, Tychy, Stalowa Wola) oraz kogeneracyjnego bloku ciepłowniczego o mocy 50 MWe/110 MWt (Bielsko-Biała)

TAURON – wydarzenia po 30 czerwca 2013 r.

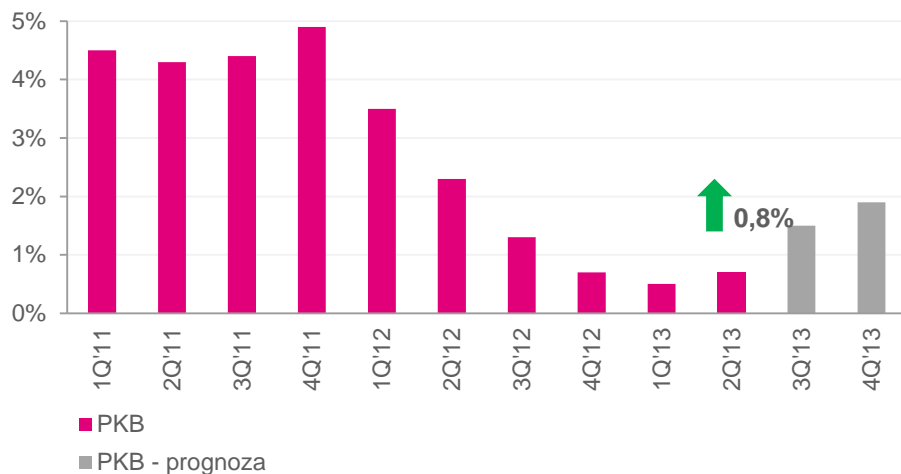
- przedłużenie do 30 września 2013 r. ważności oferty konsorcjum Rafako i Mostostal Warszawa na budowę bloku o mocy 910 MW w Elektrowni Jaworzno III
- podpisanie z bankami umów na emisję obligacji na kwotę 5 mld zł
- podpisanie z Bankiem Gospodarstwa Krajowego umów na emisję obligacji o wartości 1 mld zł
- korzystna dla TAURON decyzja Prezesa URE dotycząca ustalenia wysokości korekty KDT za 2012 r. – wpływ 423,1 mln zł do końca września 2013 r.

Główne wydarzenia rynkowe

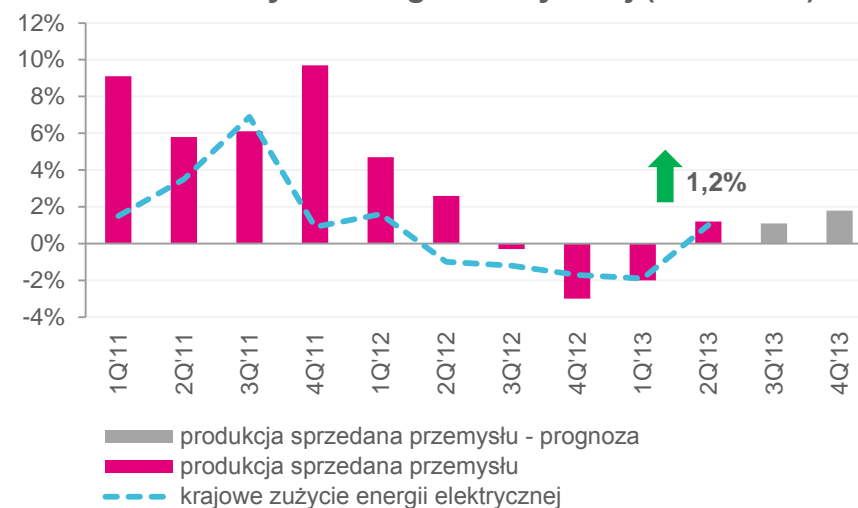
- zatwierdzenie przez Prezesa URE taryfy G na drugie półrocze 2013 r. (średnia obniżka cen o 4,25%)
- poparcie przez Parlament Europejski planu wycofania z rynku do max 900 mln pozwoleń na emisję CO₂
- wznowienie przez PGE decyzji o budowie nowych bloków opalanych węglem kamiennym w Elektrowni Opole
- podpisanie przez Prezydenta RP w sierpniu 2013 r. tzw. małego trójpaku; trwające prace nad tzw. dużym trójpakiem

Sytuacja makroekonomiczna i rynkowa

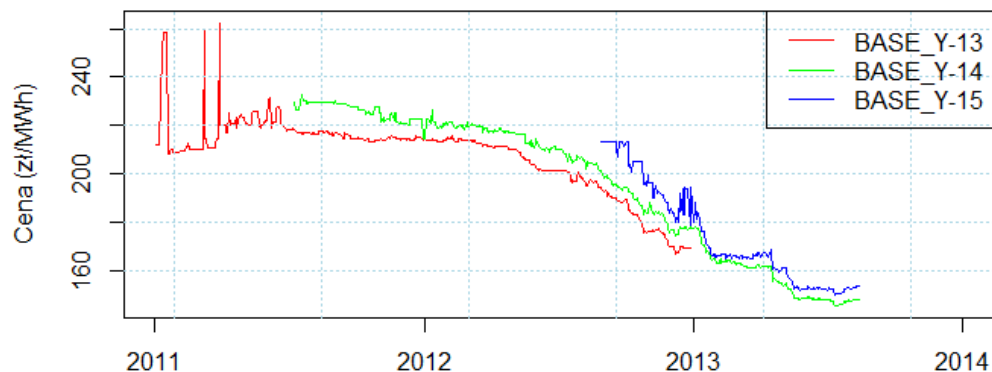
PKB Polski*



Produkcja sprzedana przemysłu i zużycie energii elektrycznej (zmiana r/r)*



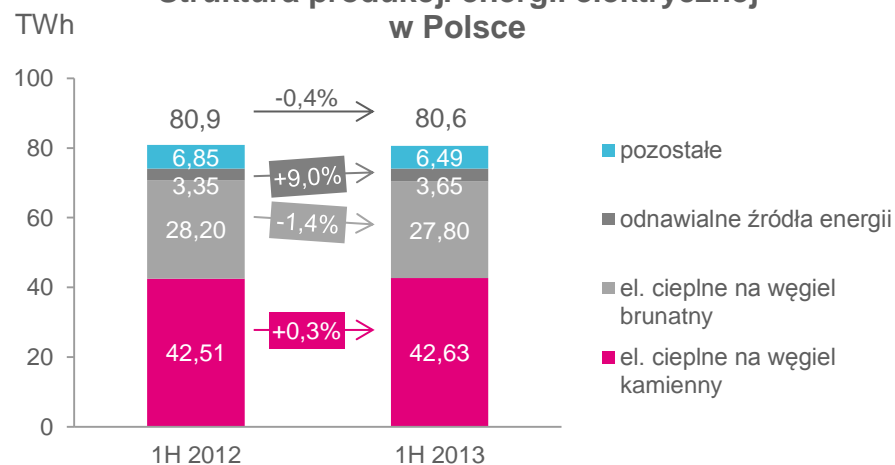
Notowania rocznych kontraktów BASE na TGE



Średnia cena ważona wolumenem obrotu (TGE):
 BASE_Y_13: 185,8 zł/MWh
 BASE_Y_14: 158,5 zł/MWh
 BASE_Y_15: 159,9 zł/MWh

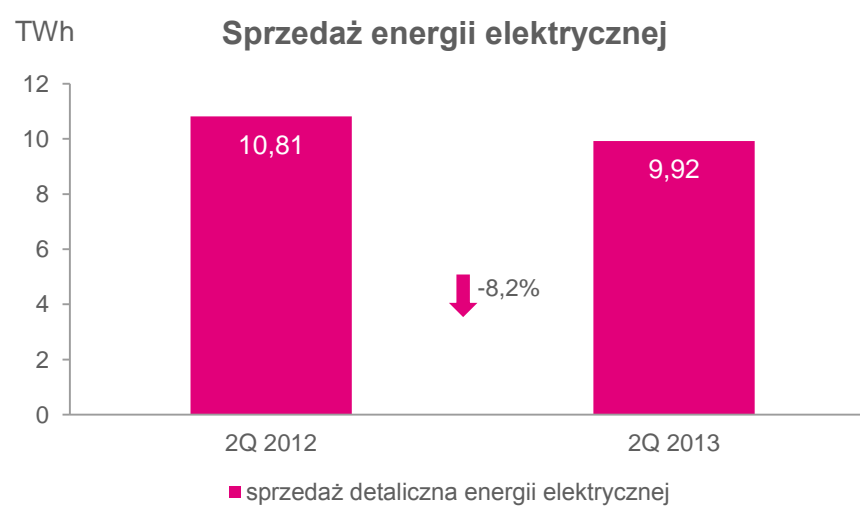
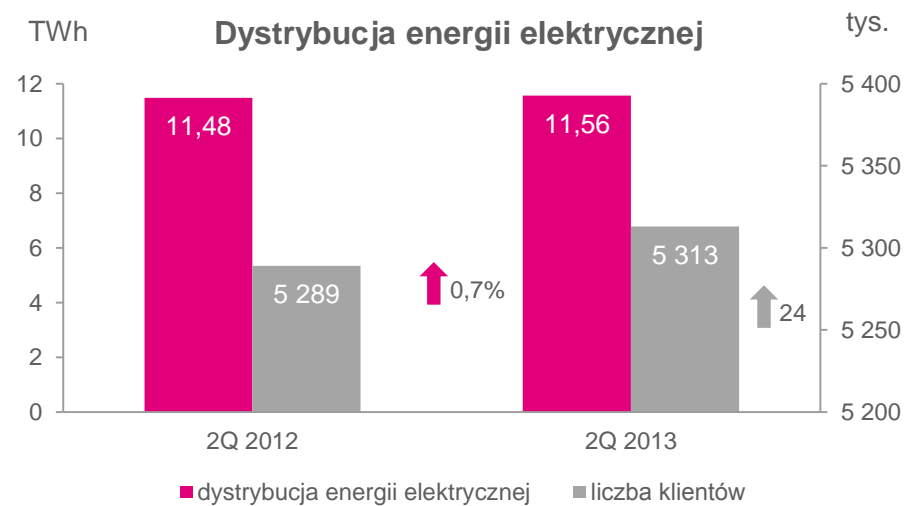
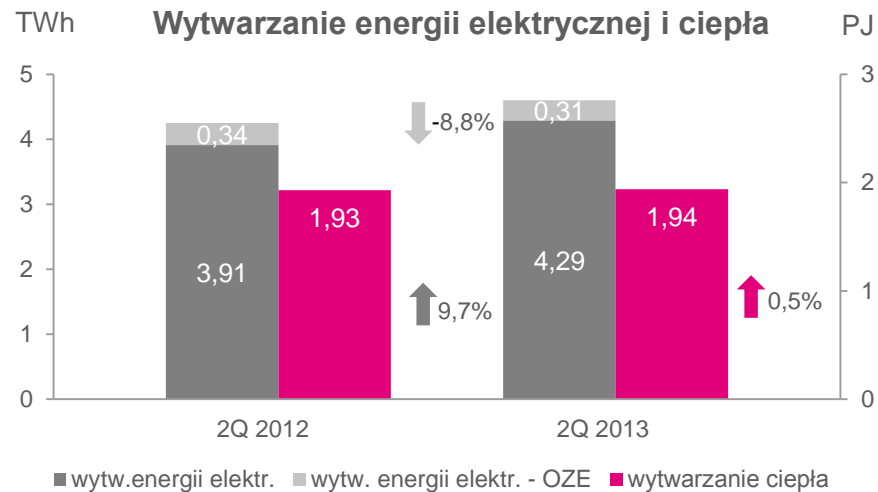
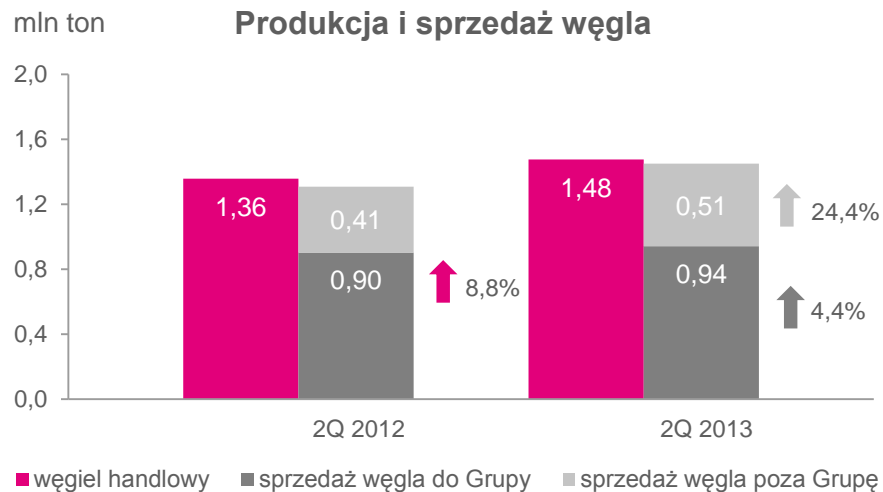
Wolumen (TWh)
 66,4 TWh
 58,7 TWh
 6,5 TWh

Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce

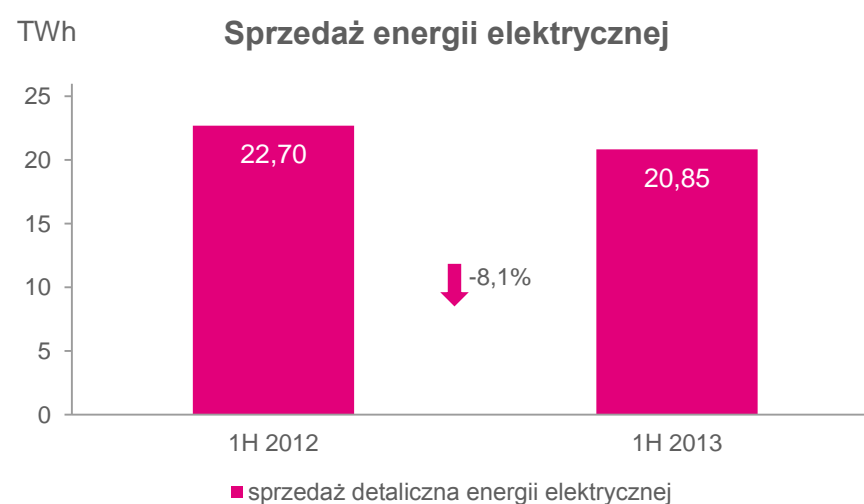
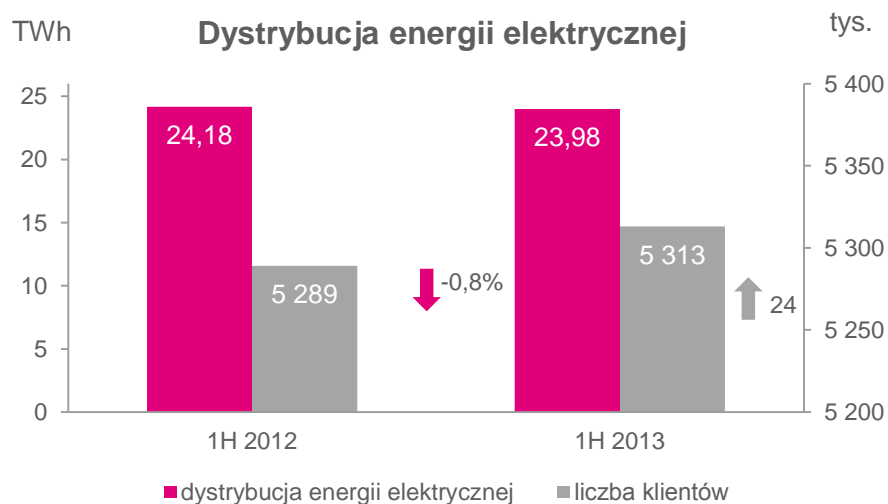
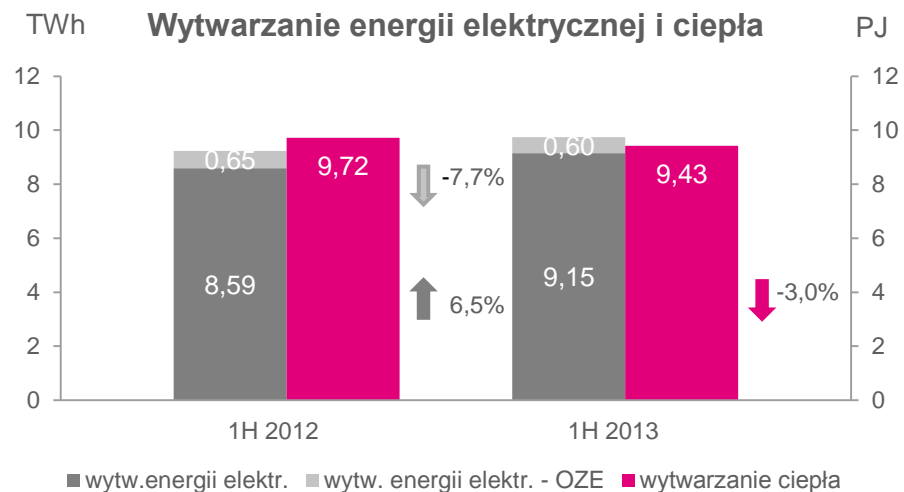
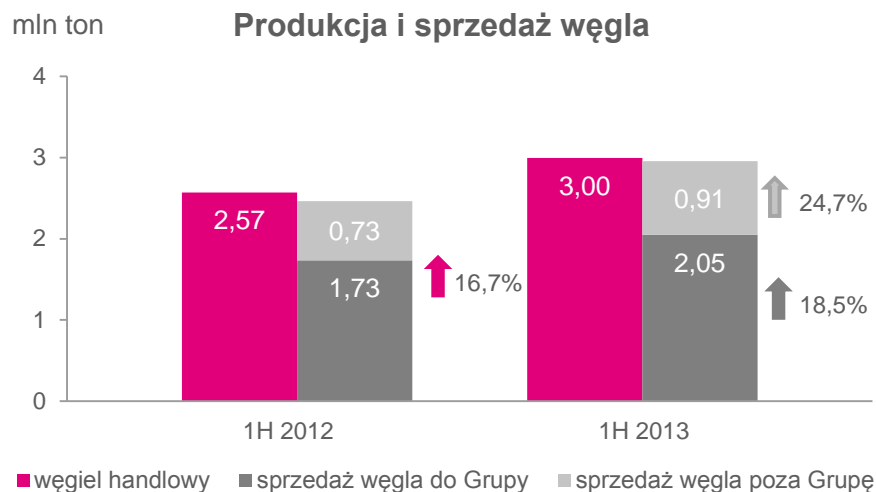


* Źródło: GUS, IBnGR (prognozy), PSE

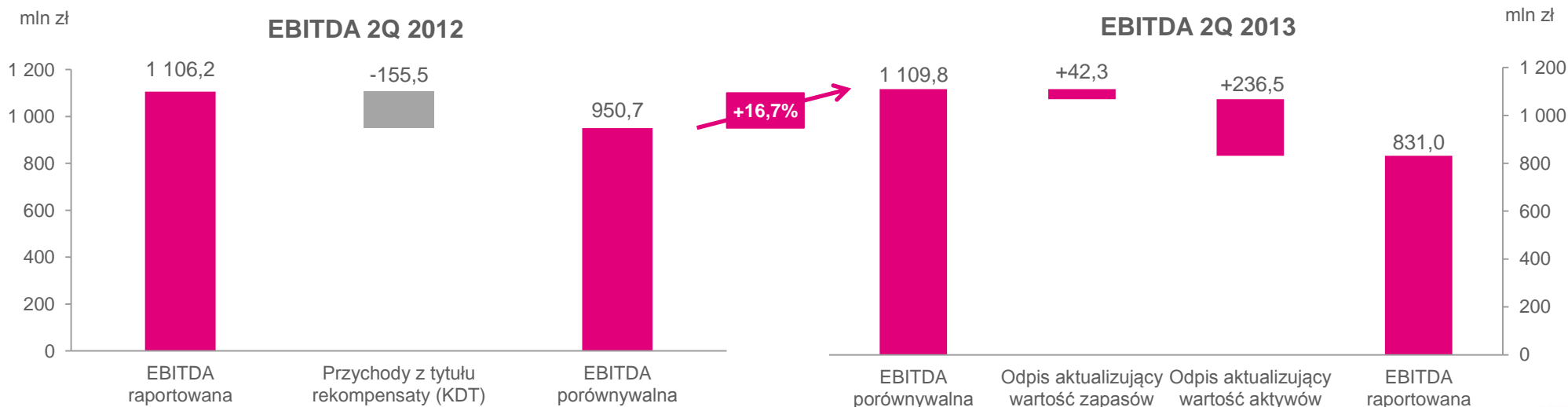
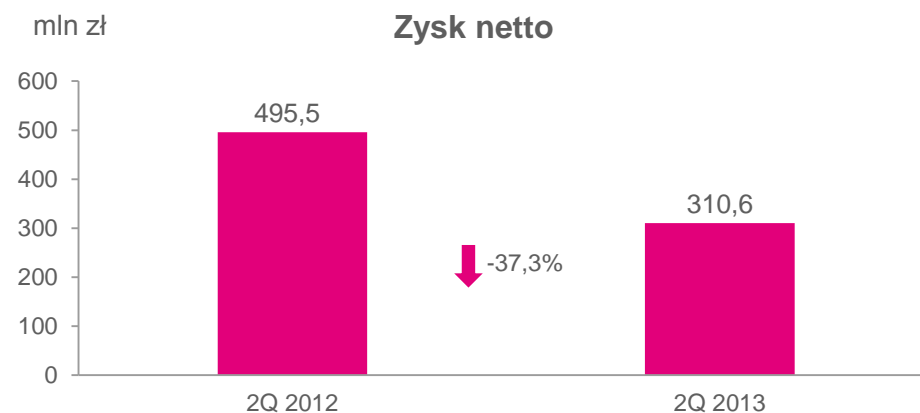
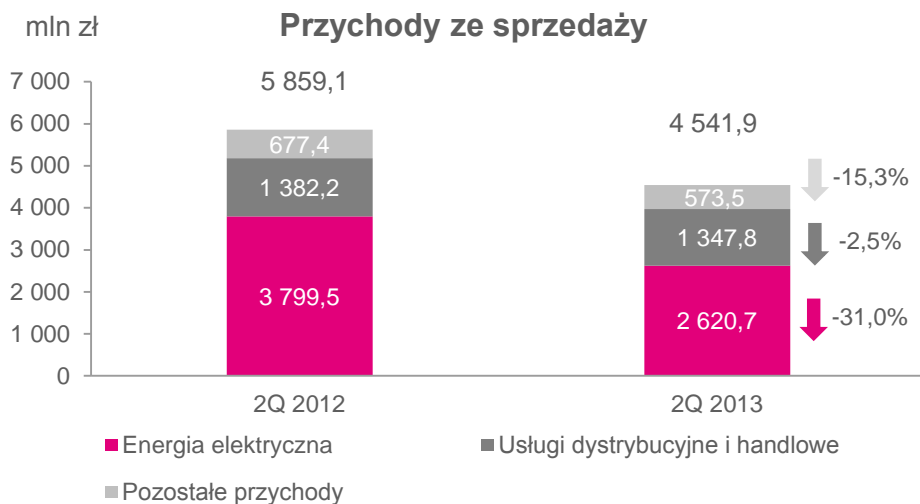
Kluczowe dane operacyjne 2Q 2013



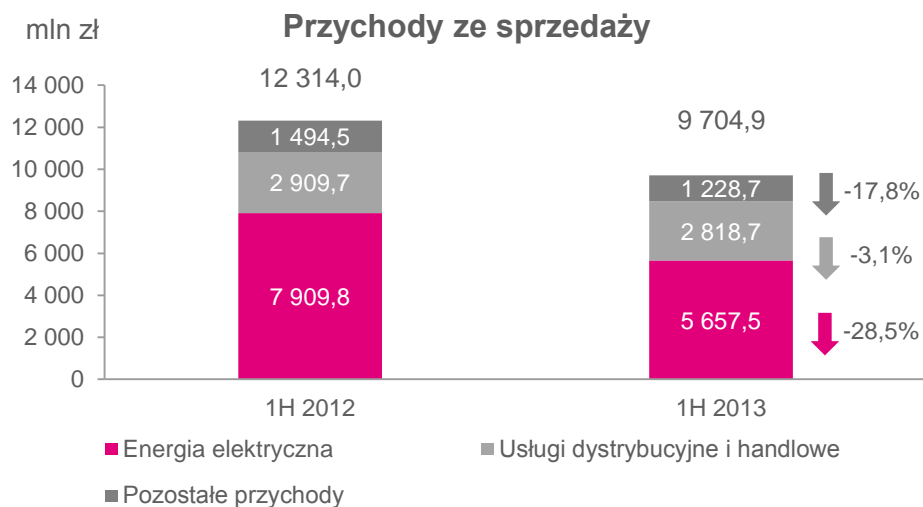
Kluczowe dane operacyjne 1H 2013



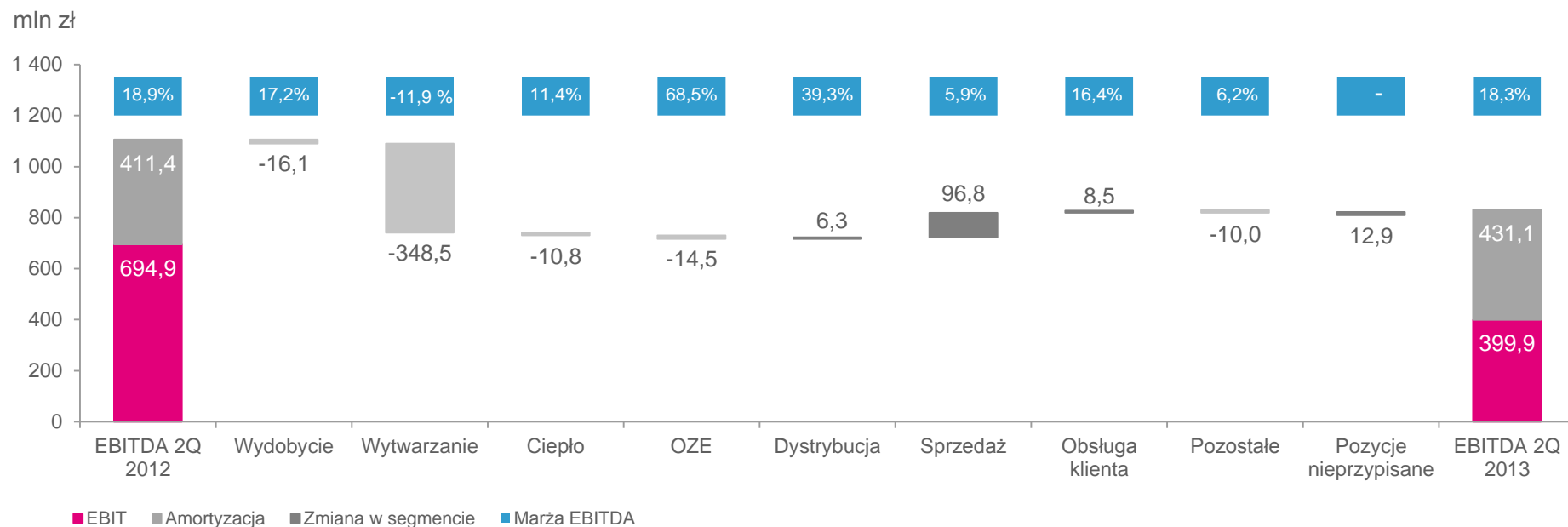
Podstawowe dane finansowe 2Q 2013



Podstawowe dane finansowe 1H 2013



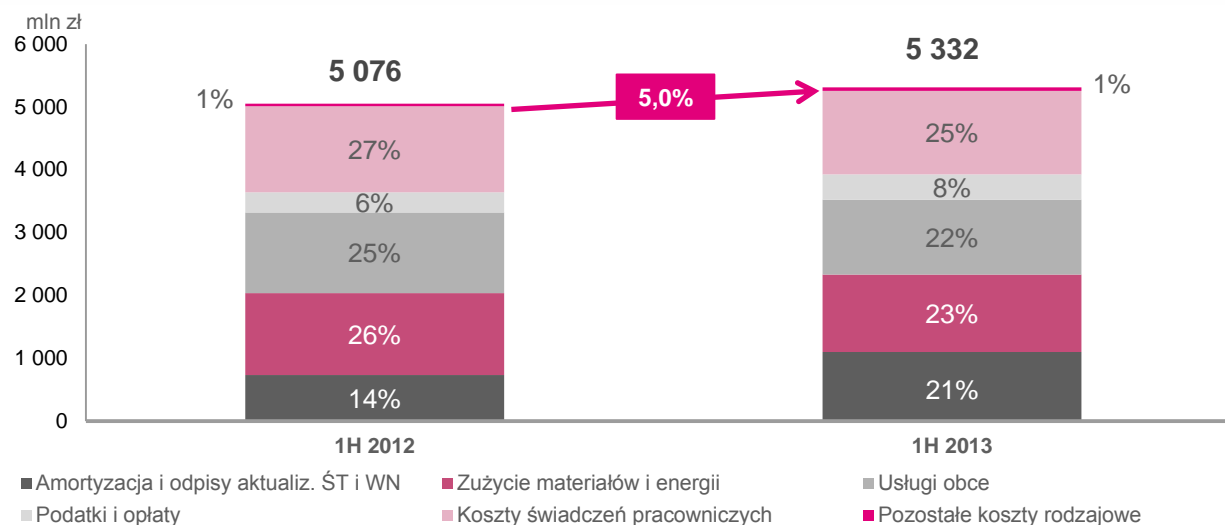
EBITDA – 2Q 2013



Najważniejsze czynniki:

- Segment Wydobycie - spadek cen węgla na rynku
- Segment Wytwarzanie - odpis aktualizujący aktywa (237 mln zł), brak przychodów z rekompensaty KDT oraz niższe ceny energii na rynku hurtowym
- Segment Sprzedaż:
 - spadek kosztów obowiązku umorzenia zielonych certyfikatów (znaczný spadek cen rynkowych zielonych certyfikatów)
 - brak obowiązku umarzania praw majątkowych z kogeneracji
 - utrzymujący się wysoki spread między cenami energii na rynku detalicznym i hurtowym

Struktura kosztów rodzajowych



Wzrost kosztów w I półroczu 2013 r. dotyczy głównie:

- amortyzacji (w tym odpis aktualizujący aktywa wytwórcze o wartości ok. 237 mln zł)
- podatków i opłat – koszty utworzonej rezerwy na uprawnienia do emisji CO₂

Spadek kosztów w I półroczu 2013 r. dotyczy głównie:

- usług obcych – w tym usług dystrybucyjnych i przesyłowych (obniżenie r/r opłaty przesyłowej OSP)
- zużycia materiałów i energii – głównie dzięki niższym kosztom paliw
- kosztów świadczeń pracowniczych – głównie efekt wdrożonych programów PDO i niższego stanu zatrudnienia

Struktura kosztów:

w I półroczu 2013 r.: koszty zmienne (bez wartości sprzedanych towarów i materiałów) ok. 36%, koszty stałe 64%

w I półroczu 2012 r.: koszty zmienne ok. 43%, koszty stałe 57%

Zmiana struktury spowodowana przez:

- Segmenty Wytwarzanie i Ciepło: zmniejszenie kosztów zmiennych (niższe koszty paliw)
- Segment Dystrybucja: niższe koszty opłaty przesyłowej

Segment Wytwarzanie – odpis aktualizujący

- Aktywa, których wartość została odpisana w I półroczu 2013 r.:

Blok	Moc	Wartość bilansowa na dzień 30 czerwca 2013 (przed odpisem) (mln zł)	Wartość odpisu (mln zł)	Wartość bilansowa na dzień 30 czerwca 2013 (z uwzgl. odpisu) (mln zł)*
Elektrownia Łaziska - bloki 1,2	2x125 MW	29,3	29,3	0,0
Elektrownia Łagisza - blok 5	120 MW	23,5	22,6	0,9
Elektrownia Siersza - blok 5	120 MW	6,6	6,6	0,0
Elektrownia Siersza - bloki 3, 6	2x120 MW	34,4	34,1	0,3
Elektrownia Blachownia - układ kolektorowy	165 MW	19,7	19,7	0,0
Elektrownia Stalowa Wola - bloki 7, 8	2x120 MW	73,7	71,4	2,3
Elektrownia Stalowa Wola - układ kolektorowy	60 MW	63,0	53,0	10,0
Razem:	1 195 MW	250,2	236,7	13,5

* Wartość bilansowa > 0 występuje na tych środkach trwałych, które objęte były dotacjami

- Kolejne testy na utratę wartości aktywów podlegające badaniu przez audytora zostaną przeprowadzone w związku z procesem badania sprawozdania finansowego za 2013 r.

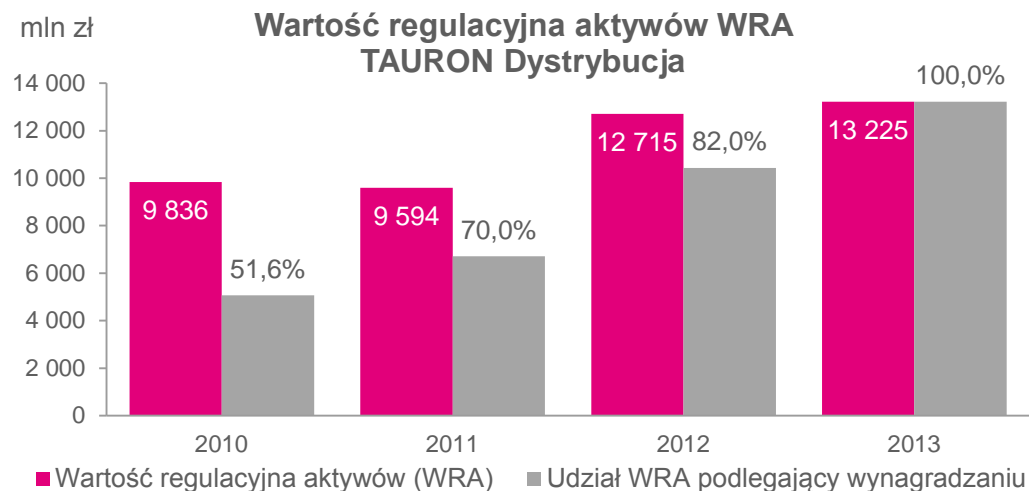
Czynniki, które mogą wpłynąć pozytywnie na wynik w II półroczu 2013 r.:

- spadek cen energii elektrycznej na rynku – realizacja wyższej marży na obrocie energią elektryczną
- wyższy wskaźnik wykorzystania mocy bloku 460 MW w Elektrowni Łagisza
- wzrost cen praw majątkowych do świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wyprodukowanej w OZE
- niższe koszty jednostkowe zużycia węgla i biopaliw (zł/GJ)

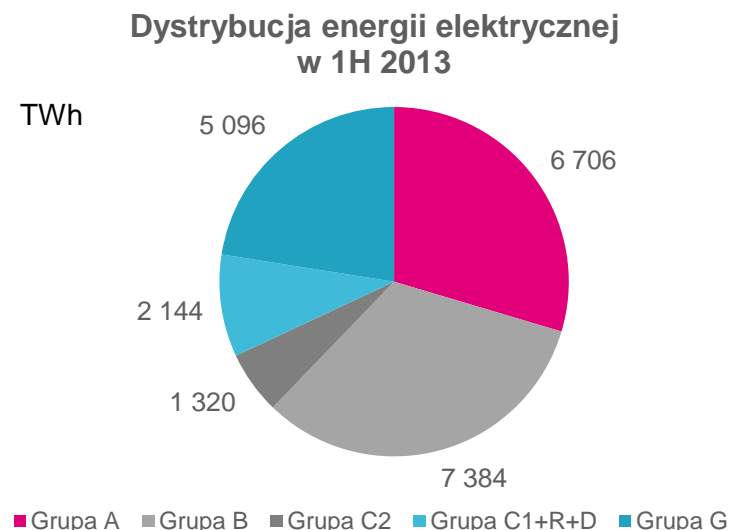
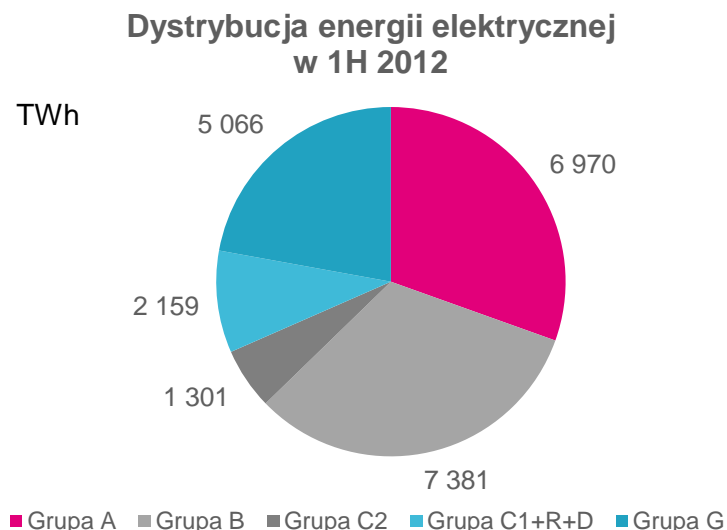
Czynniki, które mogą wpłynąć negatywnie na wynik w II półroczu 2013 r.:

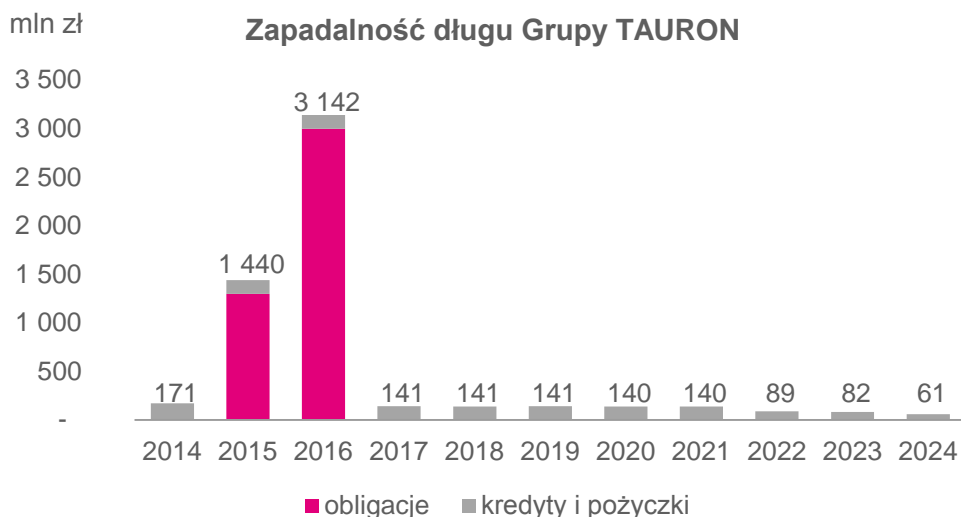
- wyższe koszty stałe (remonty, usługi obce, koszty pracy)
- wyższe koszty rezerwy na CO₂
- niższa sprzedaż ciepła
- niższa marża na transakcjach wymiany EUA/CER/ERU

Segment Dystrybucja – kluczowe elementy

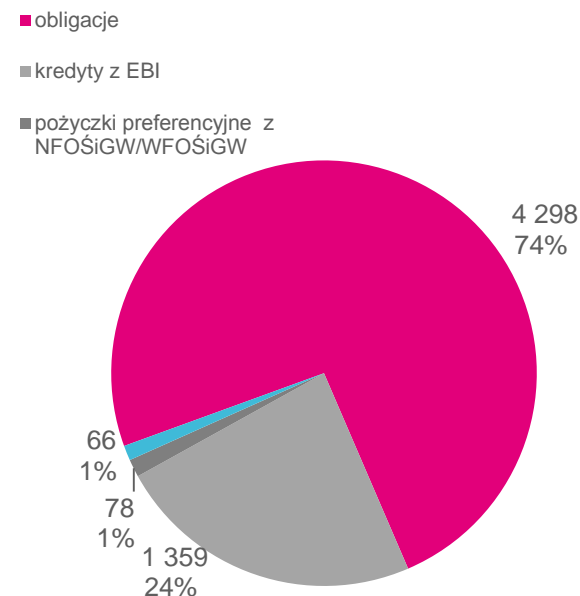


Negatywny wpływ planowanych zmian WACC (o ok. 1,15 pp.) na EBITDA segmentu Dystrybucja w 2014 r. szacowany jest na około 170 mln zł, przy założeniu uwzględnienia bieżącej wartości stopy wolnej od ryzyka (bez wpływu zmiany innych parametrów WACC)



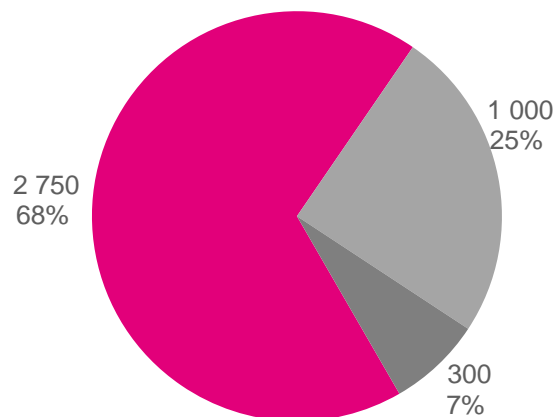


Struktura zadłużenia długoterminowego Grupy TAURON na dzień 30 czerwca 2013 r. (w mln zł)



Kwoty dostępnego finansowania Grupy TAURON na dzień 31 lipca 2013 r. (w mln zł)

■ obligacje obejmowane przez konsorcjum banków ■ obligacje BGK ■ cashpool



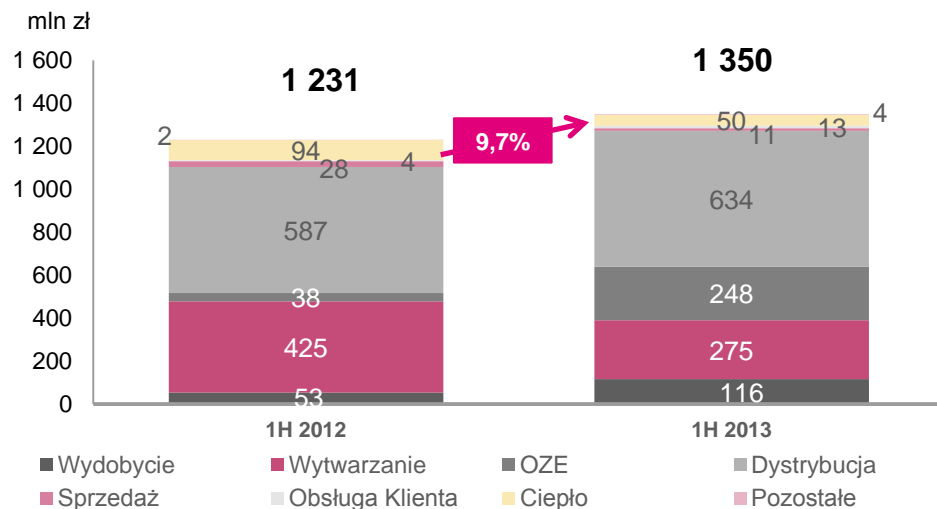
- Zadłużenie długoterminowe na dzień 30 czerwca 2013 r.: 5 802 mln zł
- Wskaźnik dług netto / EBITDA: 1,31 (w stosunku do 1,18 na koniec 2012 r.)
- Średnioważona zapadalność długu wg stanu na 30 czerwca 2013 r.:
 - bez uwzględnienia obligacji BGK 46 miesięcy
 - z uwzględnieniem obligacji BGK 59 miesięcy
- Dług denominowany w EUR stanowi 0,07% długu ogółem
- Struktura długu ze względu na stopę oprocentowania:
 - 24% - stała stopa procentowa, tj. kwota 1 368 mln zł
 - 76% - zmienna stopa procentowa, tj. kwota 4 434 mln zł, w tym:
 - kwota niezabezpieczona – 994 mln zł
 - kwota zabezpieczona – 3 440 mln zł

Inwestycja	Typ	Udział TAURON	Moc (MWt)	Moc (MWe)	Zaawansowanie	2013	2014	2015	2016	2017+
Elektrownia Jaworzno III	blok węglowy	100%		910	1,7%	[Progress bar]				
Elektrownia Stalowa Wola	blok parowo-gazowy	50%	240	450	33,9%	[Progress bar]				
ZW Tychy	blok kogeneracyjny	100%	86	50	0,8%	[Progress bar]				
ZW Nowa	turbogenerator TG 50	100%		50	0,8%	[Progress bar]				
Elektrownia Jaworzno III	modernizacja kotłów	100%			47,3%	[Progress bar]				
Elektrownia Łaziska	modernizacja kotłów	100%			44,8%	[Progress bar]				
Wicko	farma wiatrowa	100%		40	60,0%	[Progress bar]				
Marszewo	farma wiatrowa	100%		82	63,0%	[Progress bar]				
Elektrownia Blachownia*	blok parowo-gazowy	50%		850	0,8%	[Progress bar]				
ZW Katowice**	blok parowo-gazowy	100%	90	135	1,6%	[Progress bar]				
Razem			416	2 567						

*- trwają prace w zakresie optymalizacji projektu

** - trwa ocena złożonych ofert (termin: do 30 września 2013 r.)

Nakłady inwestycyjne wg segmentów



Główne inwestycje realizowane w pierwszym półroczu 2013 r.:

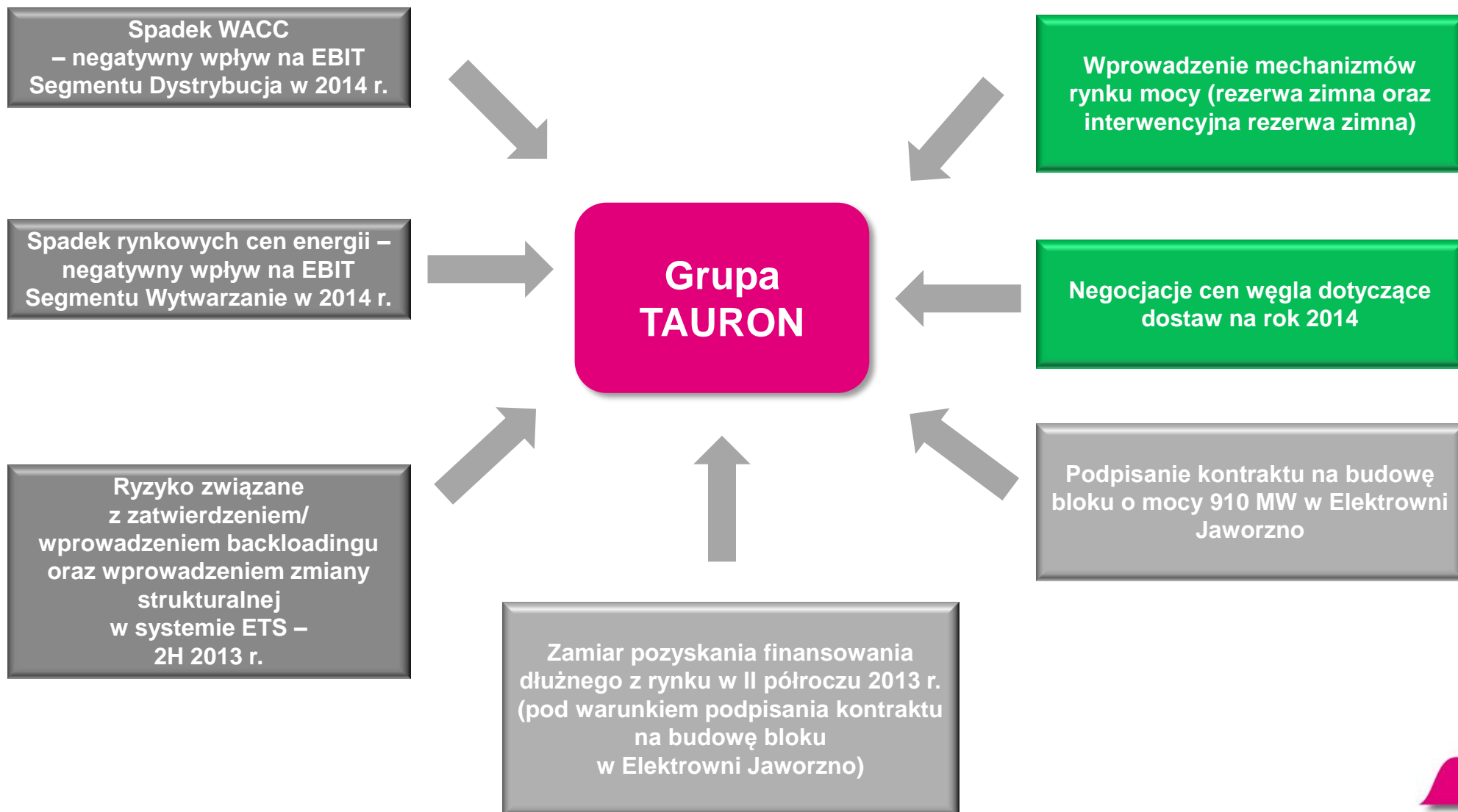
- Segment Dystrybucja - budowa nowych przyłączy (210 mln zł) oraz modernizacja i odtworzenie majątku sieciowego (377 mln zł)
- Segment OZE - budowa farm wiatrowych Marszewo i Wicko (208 mln zł)
- Segment Wytwarzanie - budowa nowych mocy wytwórczych (77 mln zł) oraz budowa instalacji do obniżenia emisji NOx (106 mln zł)
- Segment Wydobywanie - budowa podziemnych wyrobisk oraz zakup urządzeń (114 mln zł)

Program oszczędności OPEX

Segment	Oszczędności zrealizowane w 1H 2013	Oszczędności zaplanowane na lata 2013-2015	% realizacji	Główne inicjatywy
Dystrybucja	71 mln zł	416 mln zł	17%	<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)	76 mln zł	387 mln zł	20%	<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 farmy wiatrowej
Ciepło	9 mln zł	33 mln zł	27%	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Restrukturyzacja zatrudnienia ▪ Ograniczenie strat sprężonego powietrza ▪ Restrukturyzacja majątku ▪ Optymalizacja kosztów usług obcych ▪ Optymalizacja polityki zakupowej
Wydobycie	6 mln zł	28 mln zł	21%	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Budowa instalacji wytwarzania azotu ▪ Rozbudowa stacji odwadniania mułków ▪ Uzdatnianie wody pitnej ▪ Aukcje elektroniczne w zamówieniach publicznych ▪ Stosowanie wykładki mechanicznej przy drążeniu wyrobisk
Razem	162 mln zł	864 mln zł	19%	

- W pierwszym półroczu 2013 r. do programu przystąpiło 258 osób. W tym okresie rozwiązano umowę o pracę z 446 osobami (razem 2 940 osób od początku uruchomienia programów w 2010 r.). Oszczędności wynikające z ograniczenia zatrudnienia, pomniejszone o koszty poniesione na ich uzyskanie, ujęto w kwotach zaprezentowanych w poszczególnych segmentach
- Nie przewiduje się zagrożenia realizacji planu na 2013 r.

Podsumowanie – kluczowe czynniki



Biuro Relacji Inwestorskich

Marcin Lauer

marcin.lauer@tauron-pe.pl

tel. + 48 32 774 27 06

Paweł Gaworzyński

pawel.gaworzynski@tauron-pe.pl

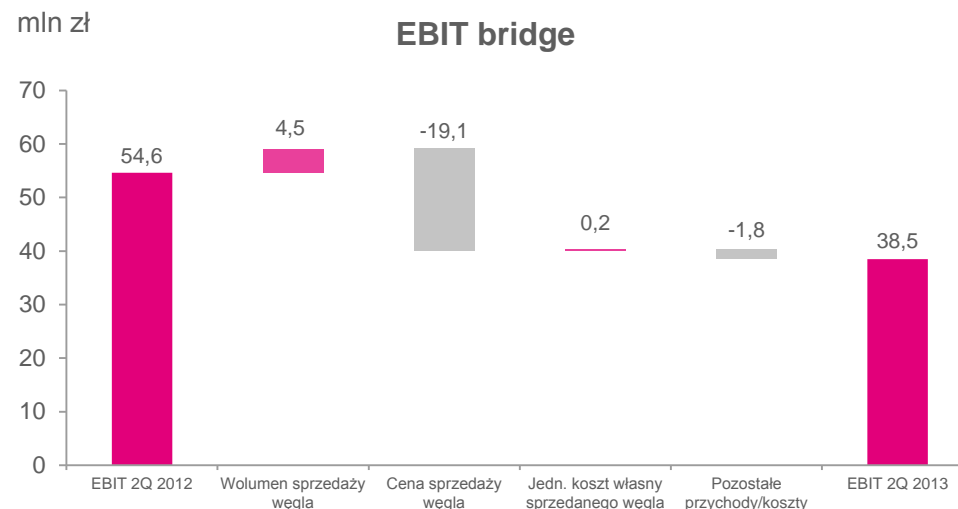
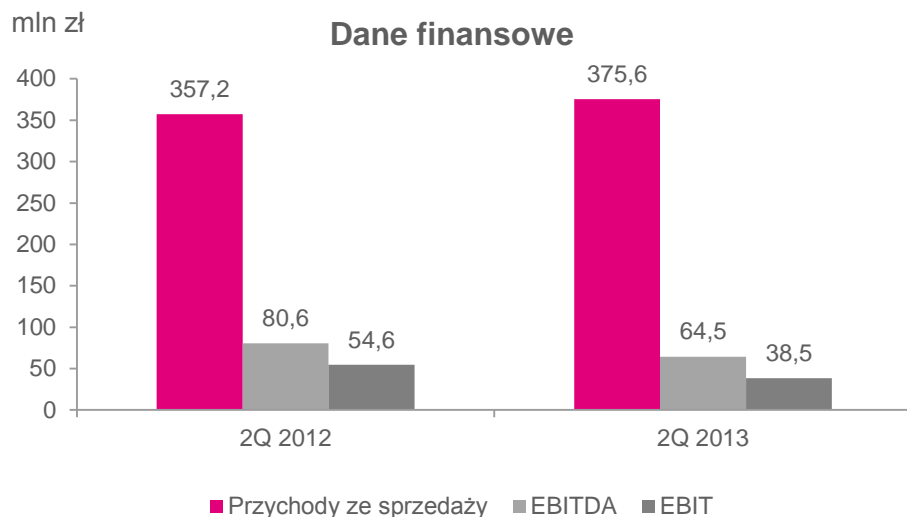
tel. + 48 32 774 25 34

Magdalena Wilczek

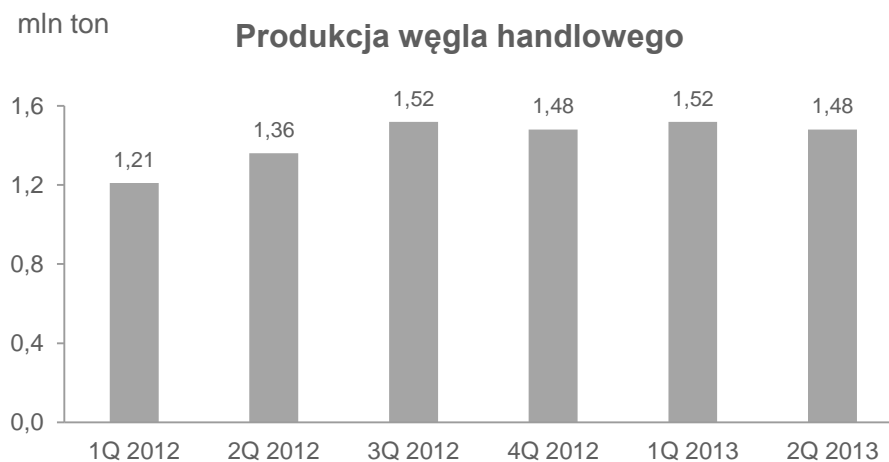
magdalena.wilczek@tauron-pe.pl

tel. + 48 32 774 25 38

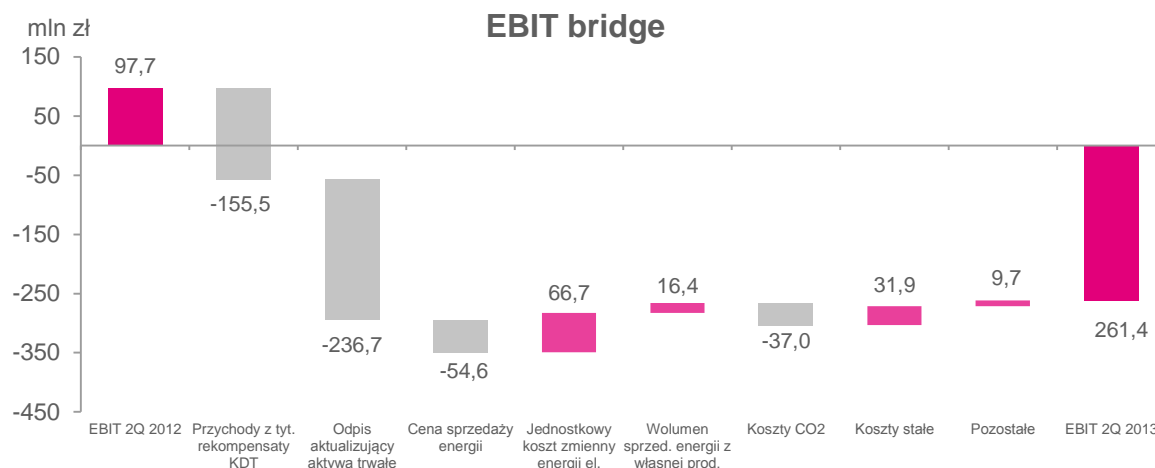
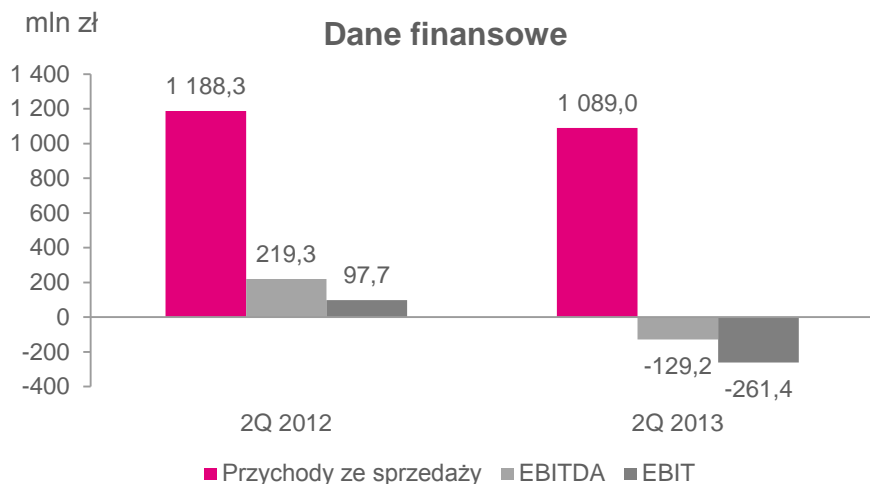




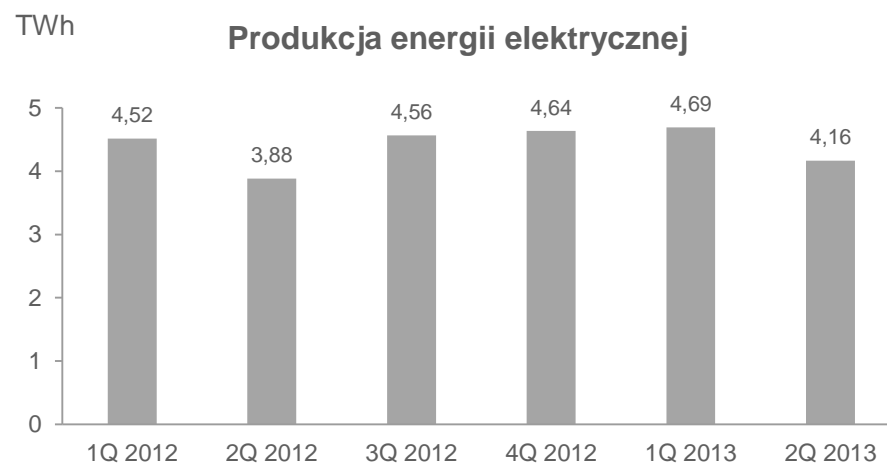
- Niższa średnia cena sprzedaży węgla, głównie spadek ceny miałów sprzedawanych wewnątrz Grupy
- Spadek przychodów częściowo zrekomensowany przez wzrost wolumenu sprzedaży, przy jednoczesnej wyższej dynamice sprzedaży poza Grupę TAURON w porównaniu ze sprzedażą wewnątrz Grupy



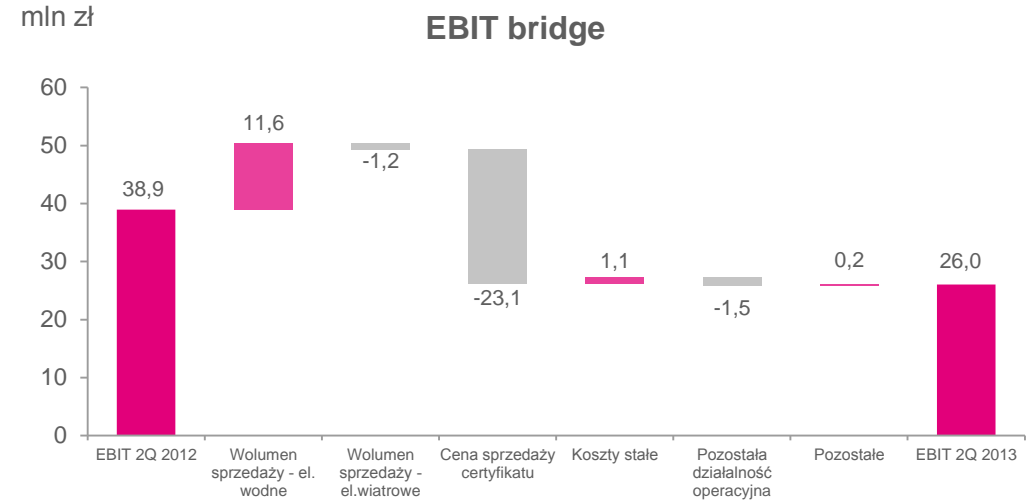
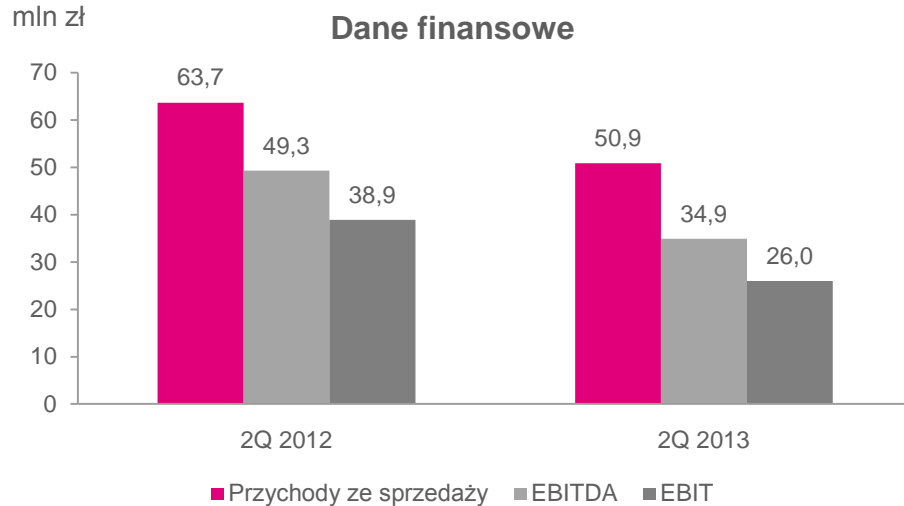
Segment Wytwarzanie (źródła konwencjonalne)



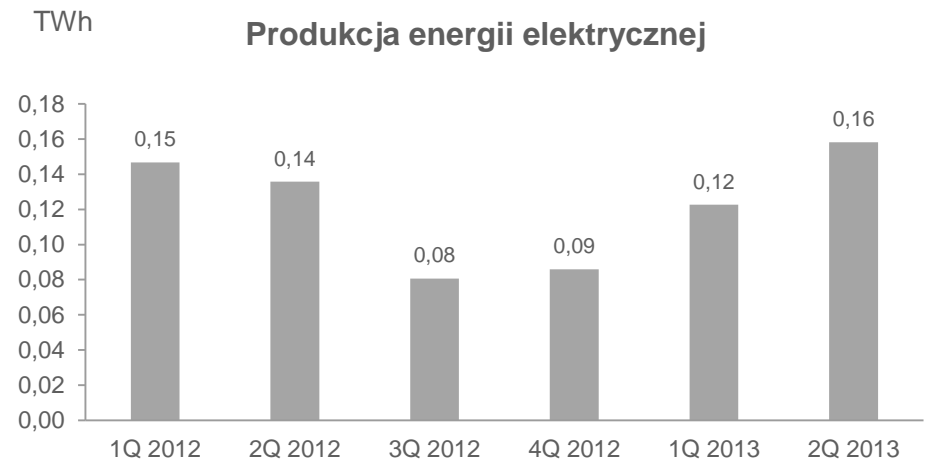
- Odpisy aktualizujące aktywa trwałe (ok. 237 mln zł)
- Brak przychodów z KDT
- Spadek ceny sprzedaży energii elektrycznej
- Ujęcie kosztów rezerwy na niedobór uprawnień CO₂
- Pozytywny wpływ pozostałych czynników operacyjnych (wolumen sprzedaży energii, jednostkowy koszt zmienny wytwarzania i koszty stałe)

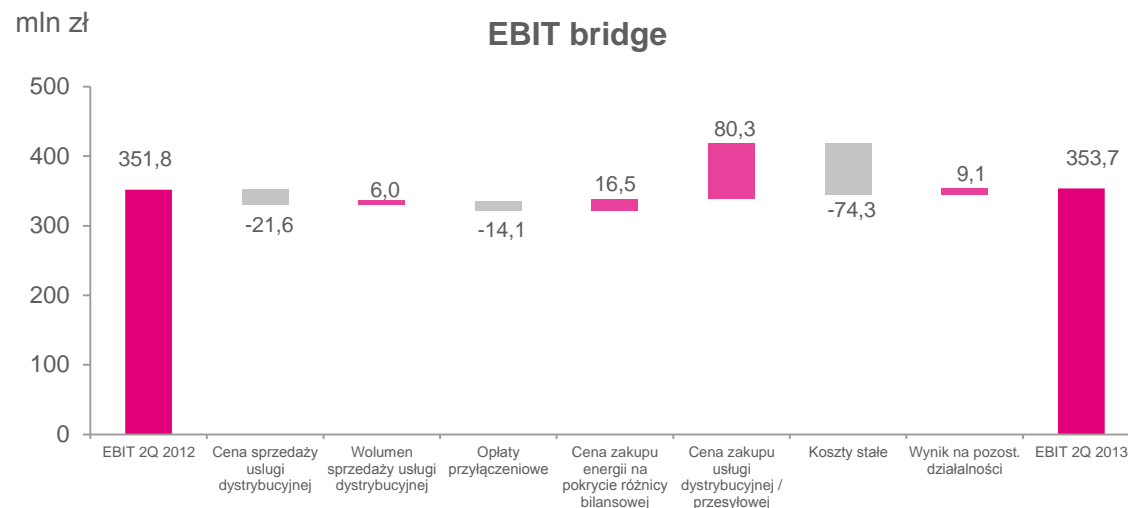
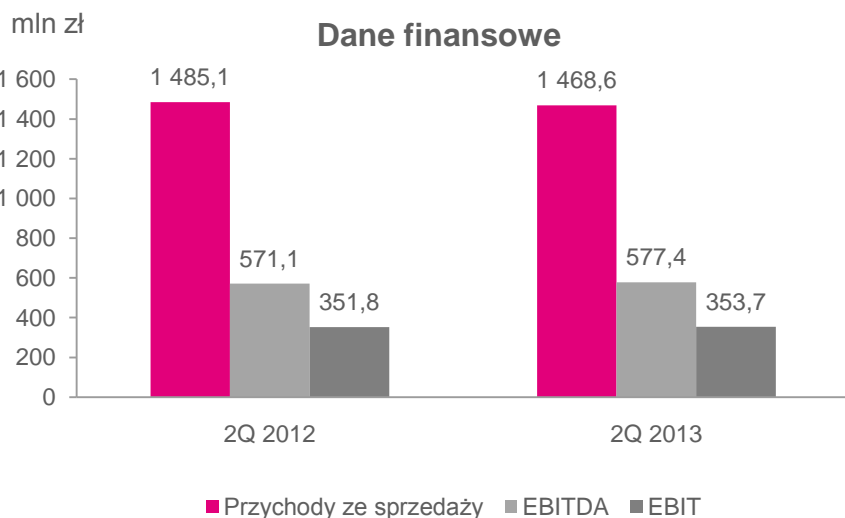


Segment Odnawialne Źródła Energii (OZE)



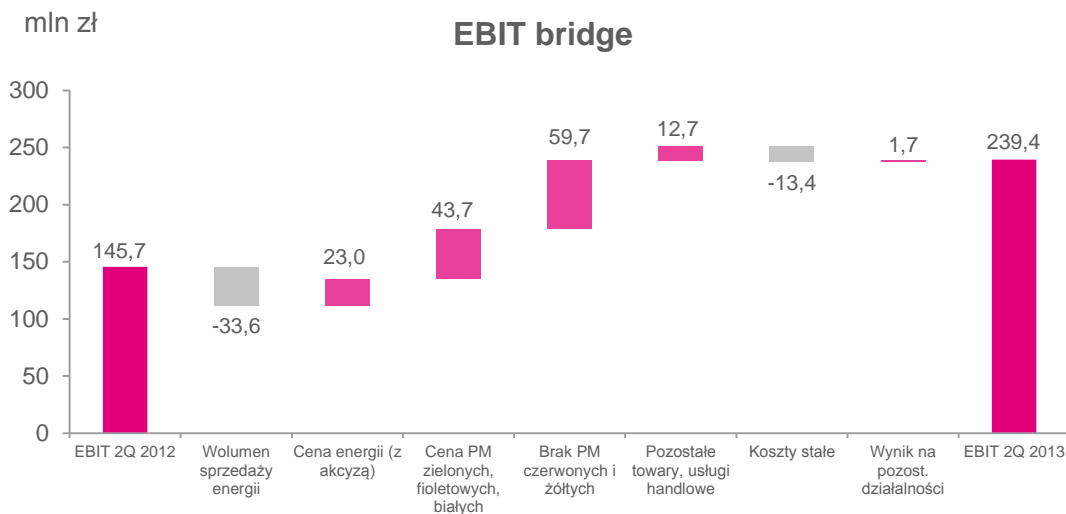
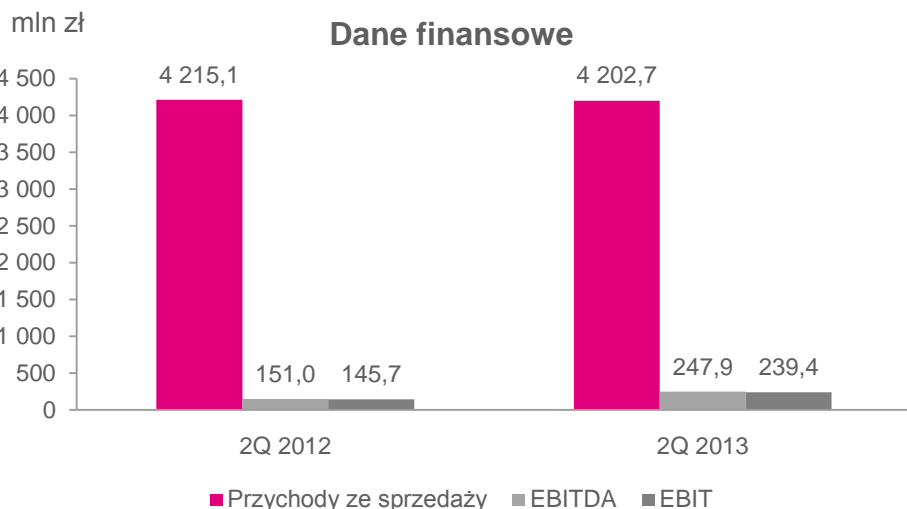
- Niższa cena sprzedaży zielonych certyfikatów
- Wzrost produkcji z elektrowni wodnych





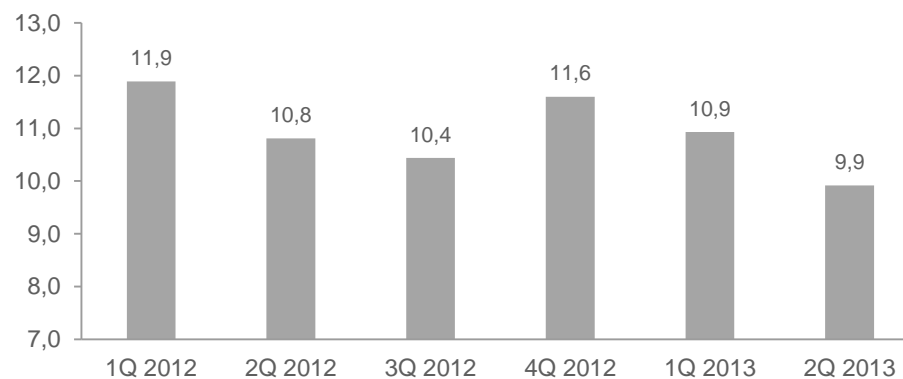
- Obniżenie opłaty przejściowej na rzecz Operatora Systemu Przesyłowego
- Wzrost kosztów stałych w zakresie kupowanej usługi dotyczącej obsługi klienta oraz spadek ceny sprzedaży usług dystrybucyjnych
- Obniżenie ceny sprzedaży usług dystrybucyjnych oraz przychodów z tytułu opłat przyłączeniowych

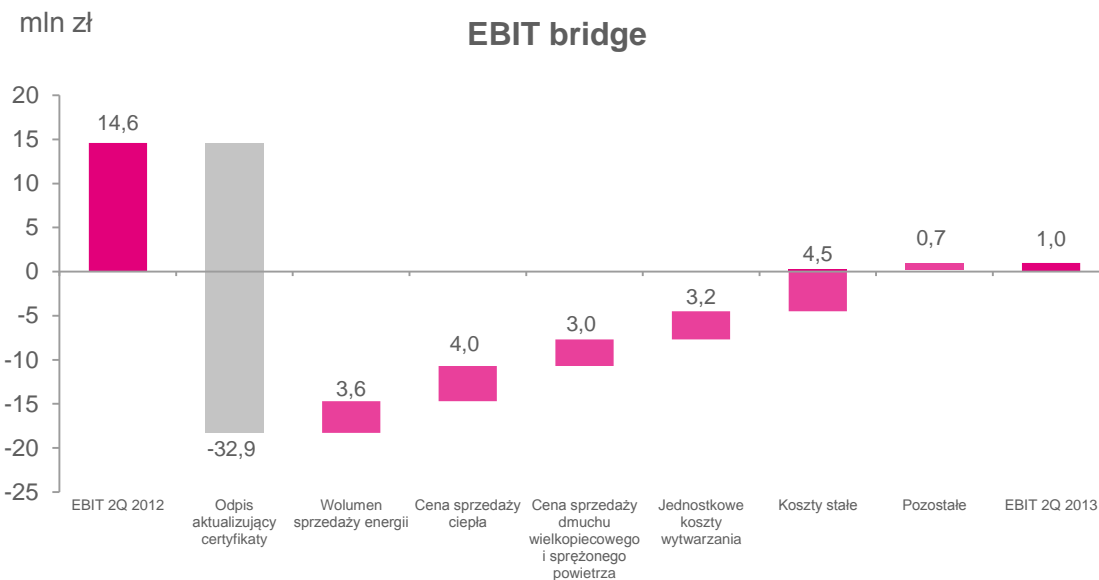
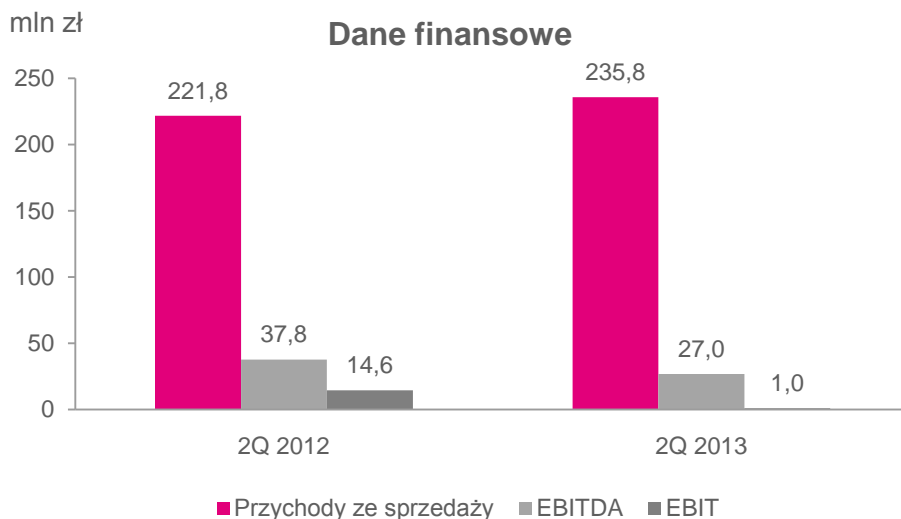




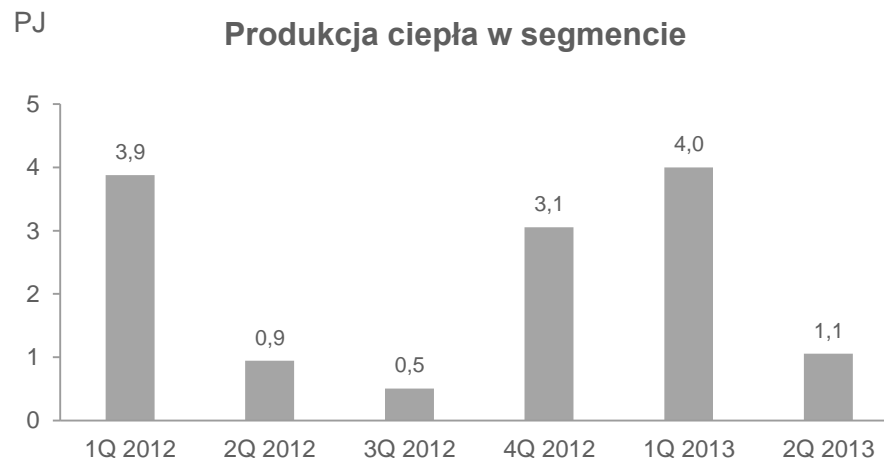
- Spadek cen zielonych certyfikatów
- Brak regulacji prawnych w zakresie obowiązku umarzania czerwonych i żółtych certyfikatów
- Niższy wolumen sprzedaży energii, w szczególności do klientów w grupach A i B

TWh Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej

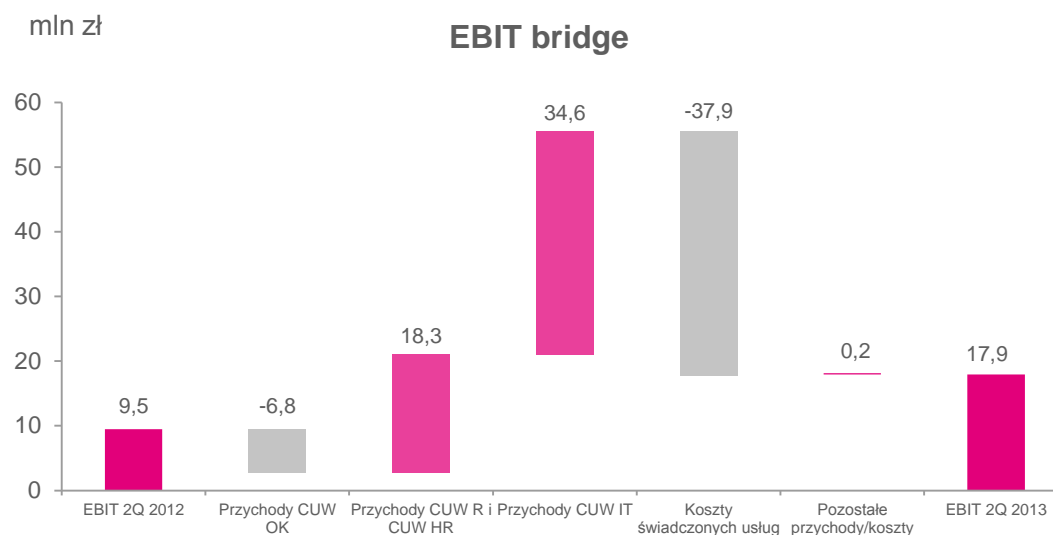
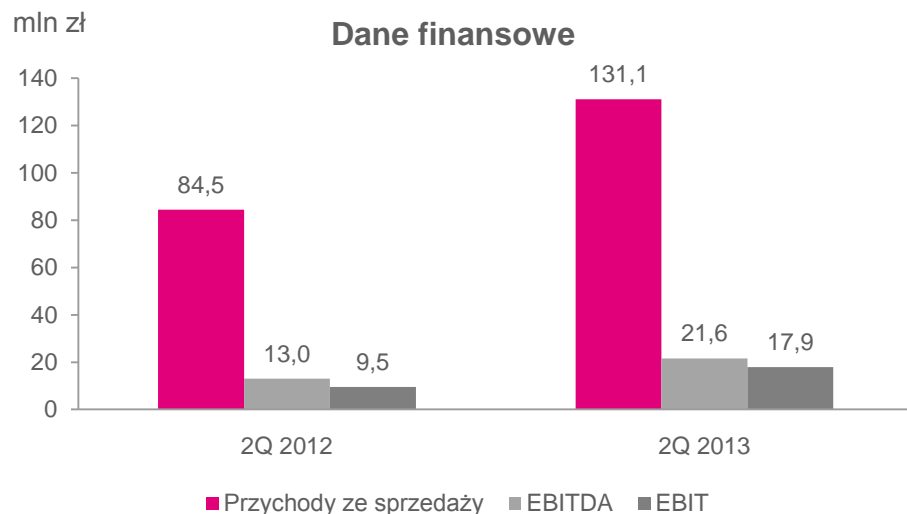




- Odpisy aktualizujące do wartości zerowej zapasy certyfikatów czerwonych i żółtych
- Korzystny wpływ czynników operacyjnych (produkcja ciepła, produkcja energii elektrycznej, cena ciepła, jednostkowe koszty zmienne wytwarzania, koszty stałe)

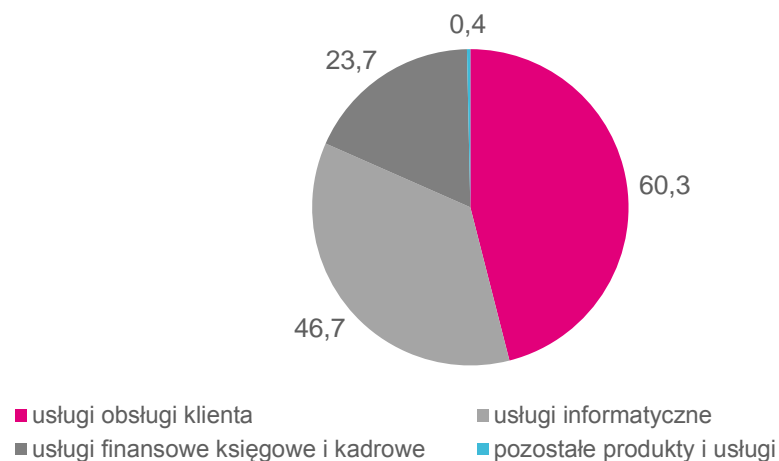


Segment Obsługa Klienta



- Wzrost przychodów w ramach Grupy wynikający z rozszerzenia zakresu świadczonych usług, w wyniku centralizacji funkcji wsparcia i migracji zasobów z pozostałych spółek Grupy TAURON
- Wzrost kosztów spowodowany powyższymi czynnikami (wzrost stanu zatrudnienia o 740 osób)

Struktura sprzedaży 2Q 2013 (mln zł)



Trendy cenowe na rynku energii elektrycznej

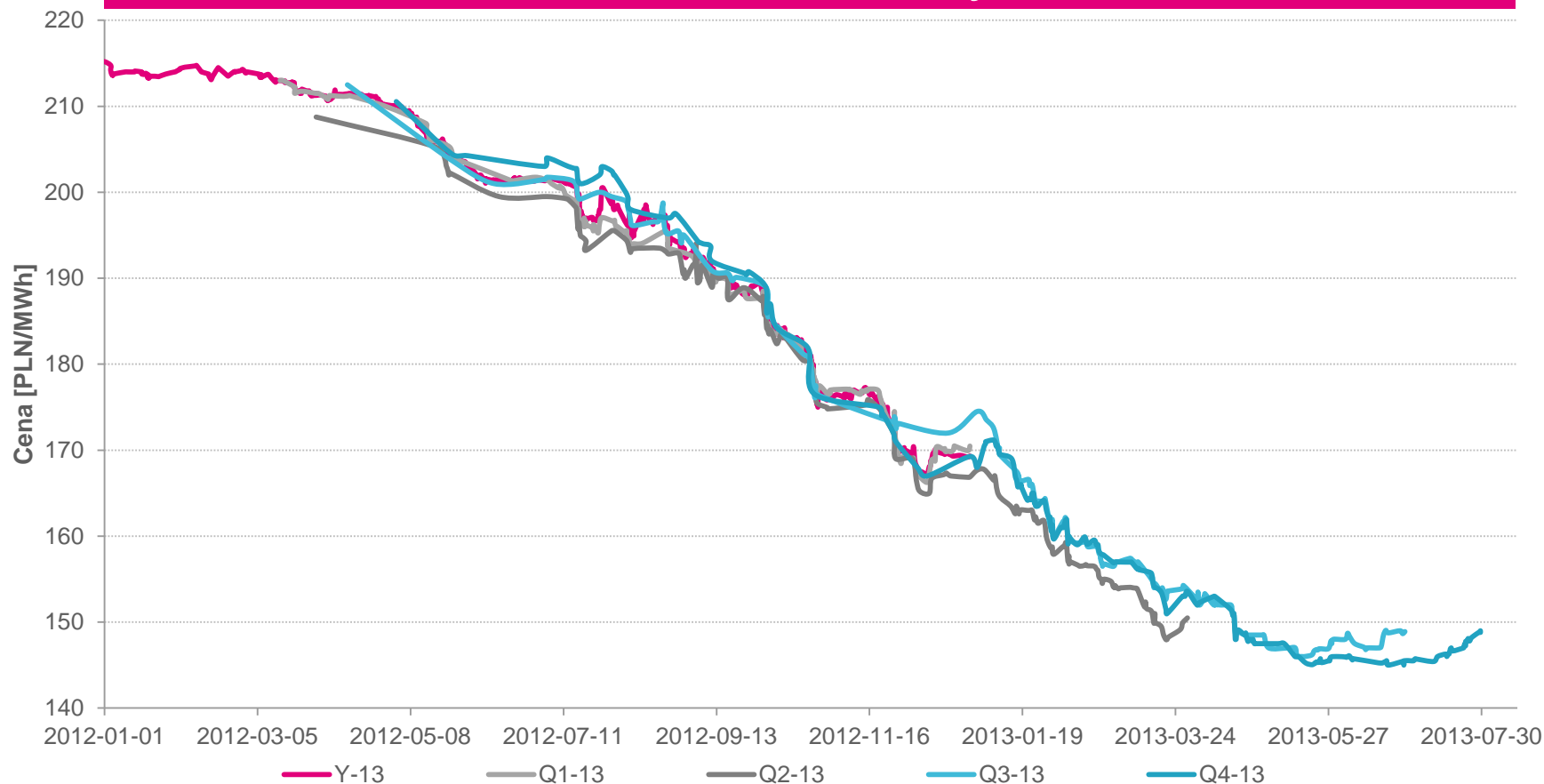
Energia elektryczna						
Platformy: TGE, TFS, GFI, GPW-POEE	2012		2013 (do 30 lipca 2013)		2013/2012	
	Cena PLN/MWh	Wolumen GWh	Cena PLN/MWh	Wolumen GWh	Cena %	Wolumen %
Forward BASE (Y+Q+M)	200,08	139 358	186,47	134 003	- 6,8%	- 3,8%
Forward PEAK (Y+Q+M)	225,56	17 161	205,38	14 165	- 8,9%	- 17,5%
Forward (średnia ważona)	202,88	156 519	188,28	148 168	- 7,2%	- 5,3%
SPOT (TGE + GPW-POEE)	173,58	20 388	155,00 (Prognoza)	20 500 (Prognoza)	- 10,7%	+ 0,5%
Średnia ważona razem	199,50	176 907	184,24	168 668	- 7,7%	- 4,7%

Uprawnienia do emisji CO ₂ (EUR/t):		Prawa majątkowe (PLN/MWh)		
Ankieta analityków rynku CO ₂ *	Cena (EUR/t)	Rodzaj certyfikatu	Ceny rynkowe (średnia w lipcu 2013 r.)	Oплата zastępcza i obowiązek za 2013 r.
Średnia w 2013	4 – 5 EUR/t	OZE (zielona)	144,97	297,35 (12,0%)
Średnia w 2014	6 – 8 EUR/t	Kogeneracja węglowa (czerwona)	0,47	29,84 (nie ogł.)
Średnia w 2015	8 – 10 EUR/t	Kogeneracja gazowa (żółta)	brak transakcji	149,30 (nie ogł.)
Prognozowana przez TAURON średnia cena EUA w 2013 r.	4 – 5 EUR/t	Metan (fioletowa)	57,57	60,00 (0,9%)

*Źródła: Deutsche Bank, Barclays Capital, Point Carbon

Kontraktacja BASE na 2013 r.

Notowania kontraktów BASE zawartych na rok 2013



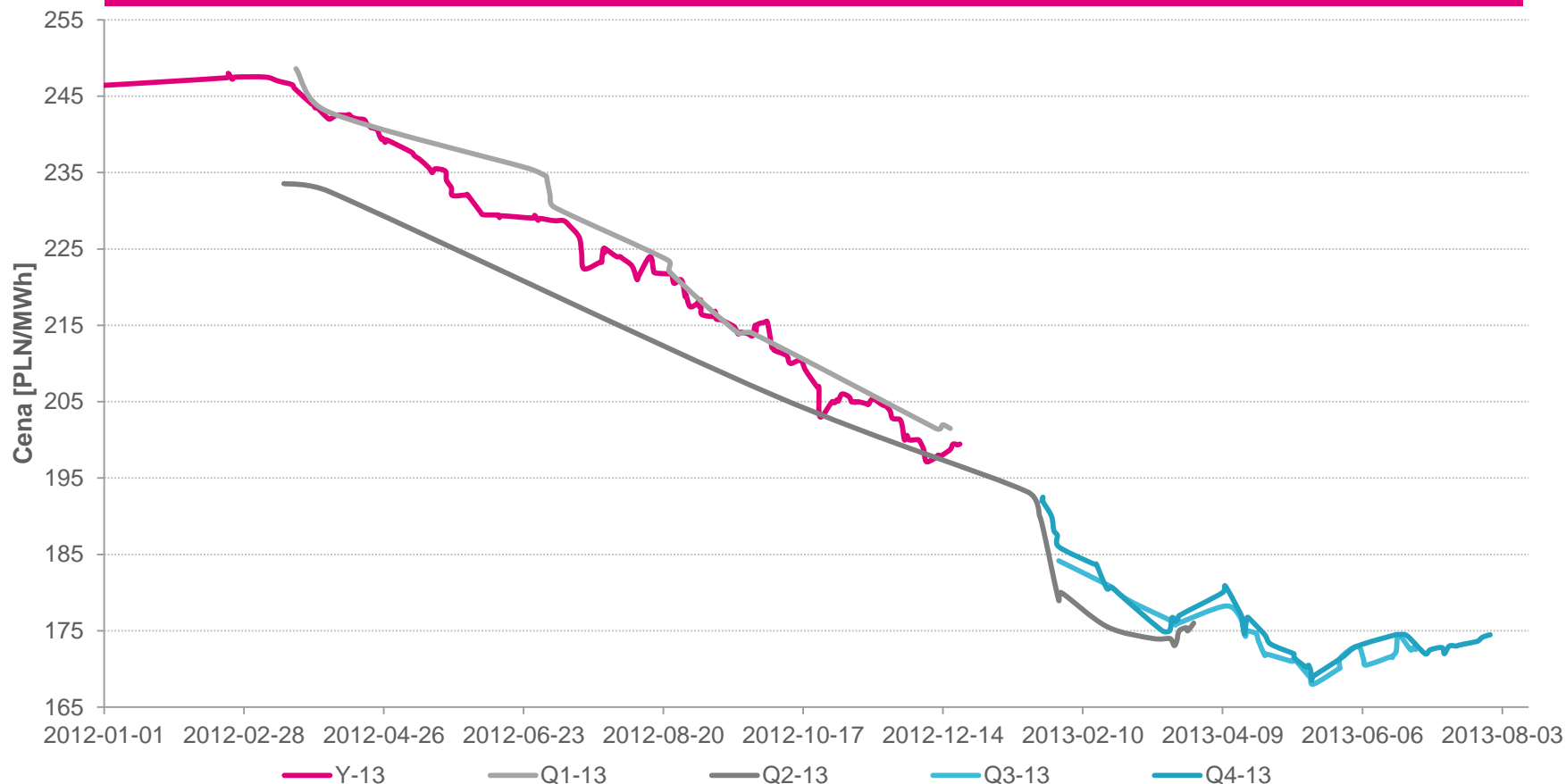
Średnia cena zawartych kontraktów [PLN/MWh]:

Wolumen [GWh]

Rocznych	191,60	108 861
Kwartalnych	167,27	18 986
Miesięcznych	155,13	6 157
RAZEM	186,47	134 003

Kontraktacja PEAK na 2013 r.

Notowania kontraktów PEAK zawartych na rok 2013



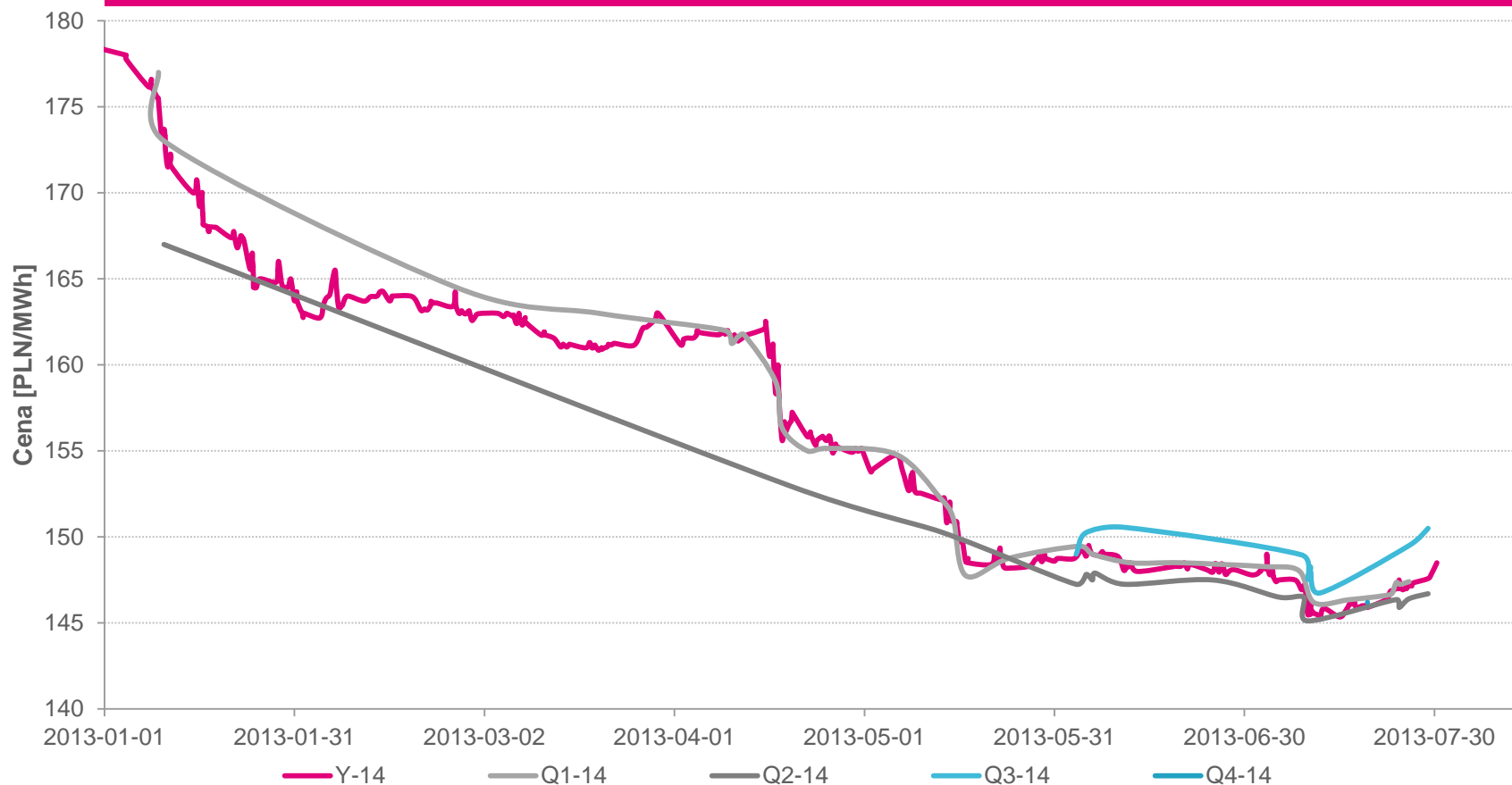
Średnia cena zawartych kontraktów [PLN/MWh]:

Wolumen [GWh]

Rocznych	209,09	12 037
Kwartalnych	184,35	1 344
Miesięcznych	184,45	784
RAZEM	205,38	14 165

Kontraktacja BASE na 2014 r.

Notowania kontraktów BASE zawartych na rok 2014



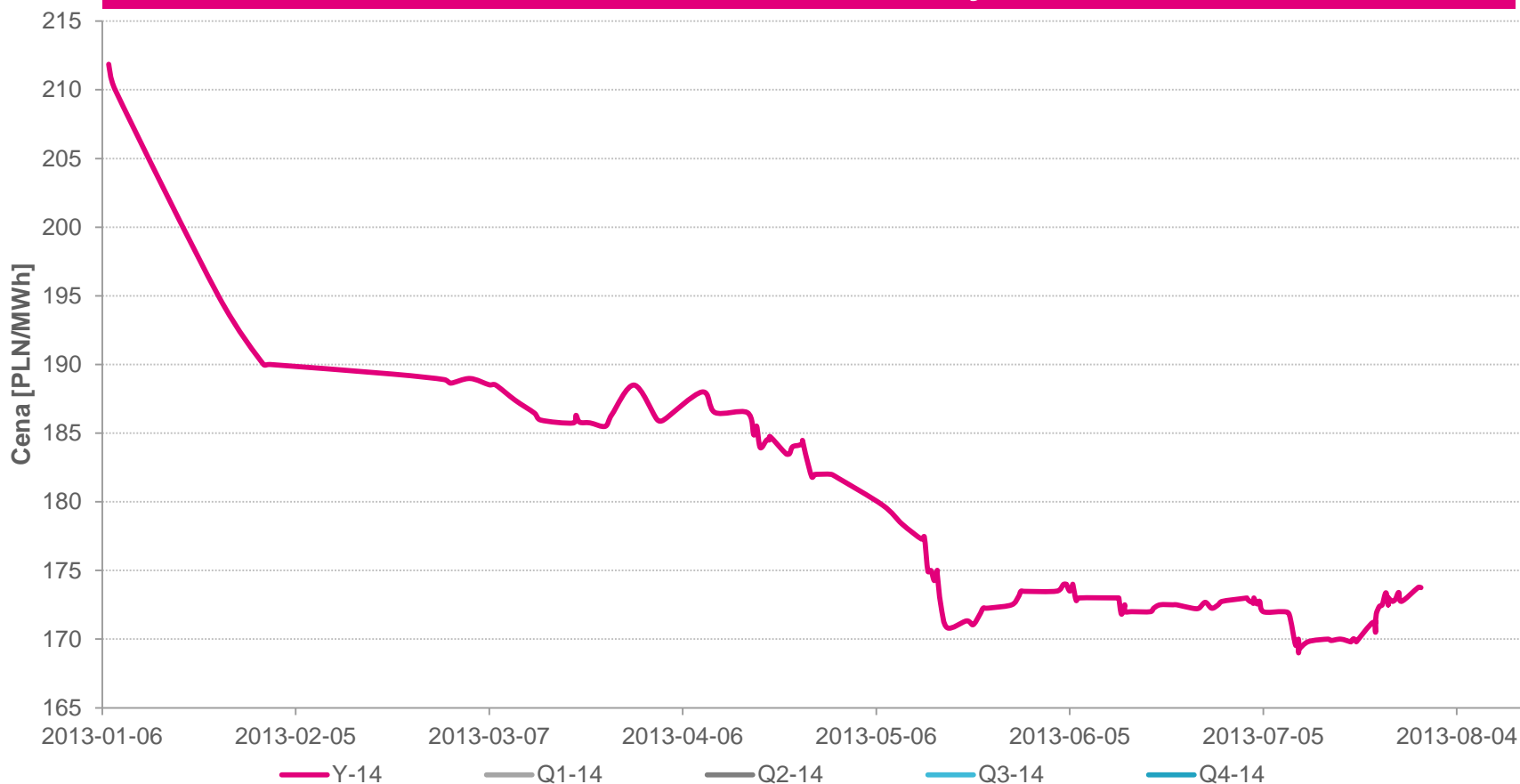
Średnia cena zawartych kontraktów [PLN/MWh]:

Wolumen [GWh]

Rocznych	164,74	88 029
Kwartalnych	150,30	1 399
Miesięcznych		
RAZEM	164,52	89 428

Kontraktacja PEAK na 2014 r.

Notowania kontraktów PEAK zawartych na rok 2014



Średnia cena zawartych kontraktów [PLN/MWh]:

Wolumen [GWh]

Rocznych
Kwartalnych
Miesięcznych
RAZEM

176,52

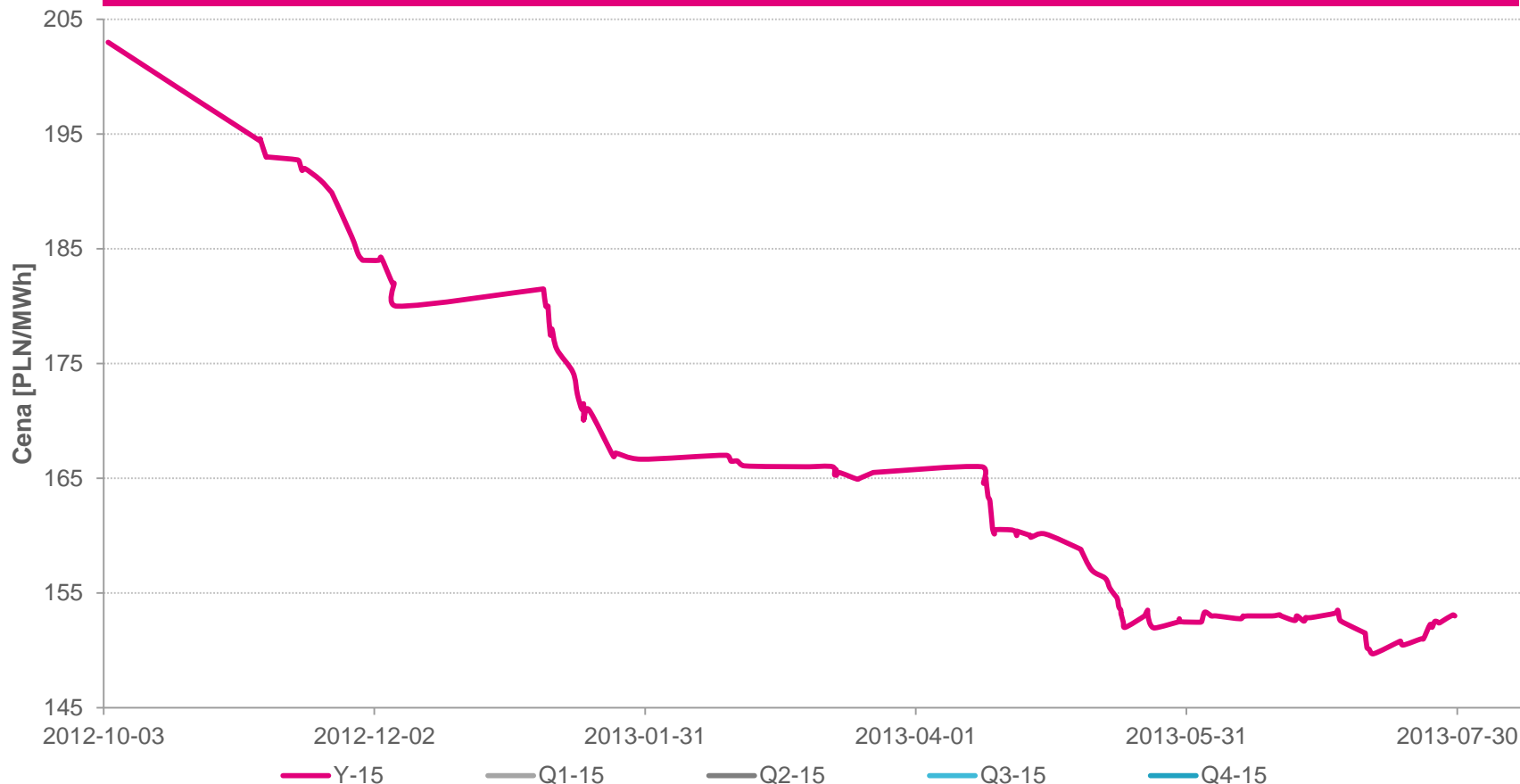
176,52

5 186

5 186

Kontraktacja BASE na 2015 r.

Notowania kontraktów BASE zawartych na rok 2015



Średnia cena zawartych kontraktów [PLN/MWh]:

Wolumen [GWh]

Rocznych
Kwartalnych
Miesięcznych
RAZEM

162,52

162,52

10 670

10 670