



**Wyniki finansowe Grupy TAURON**  
**za I półrocze 2015 r.**

20 sierpnia 2015 r.

# Kluczowe parametry finansowe za I półrocze 2015 r.



## Wyniki Grupy TAURON za I półrocze 2015 r.

[mln zł]

Przychody ze sprzedaży	9 184	(-0,5% r/r)
EBITDA	1 915	(-4,0% r/r)
Zysk netto	720	(-1,8% r/r)
CAPEX	1 771	(41,6% r/r)
Dług netto/EBITDA	1,93x	(wzrost o 0,25 r/r)

## Wyniki kluczowych segmentów za I półrocze 2015 r.

[mln zł]	Dystrybucja	Sprzedaż	Wytwarzanie	Wydobycie
Przychody segmentu	3 228	8 094	2 675	542
EBITDA	1 243	335	473	(158)
EBIT	758	330	182	(214)
CAPEX	696	3	886	146

# Kluczowe parametry finansowe za II kwartał 2015 r.



## Wyniki Grupy TAURON za II kwartał 2015 r.

[mln zł]

Przychody ze sprzedaży	4 430	(2,1% r/r)
EBITDA	894	(-1,4% r/r)
Zysk netto	218	(-35,1% r/r)
CAPEX	979	(43,0% r/r)
Dług netto/EBITDA	1,93x	(wzrost o 0,25 r/r)

## Wyniki kluczowych segmentów za II kwartał 2015 r.

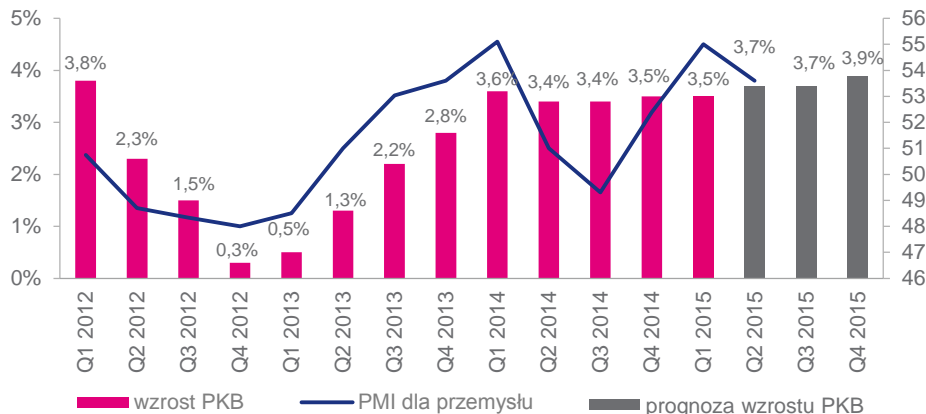
[mln zł]	Dystrybucja	Sprzedaż	Wytwarzanie	Wydobycie
Przychody segmentu	1 585	3 916	1 148	273
EBITDA	697	141	189	(114)
EBIT	453	139	44	(142)
CAPEX	411	1	462	86

# Podsumowanie kluczowych wydarzeń

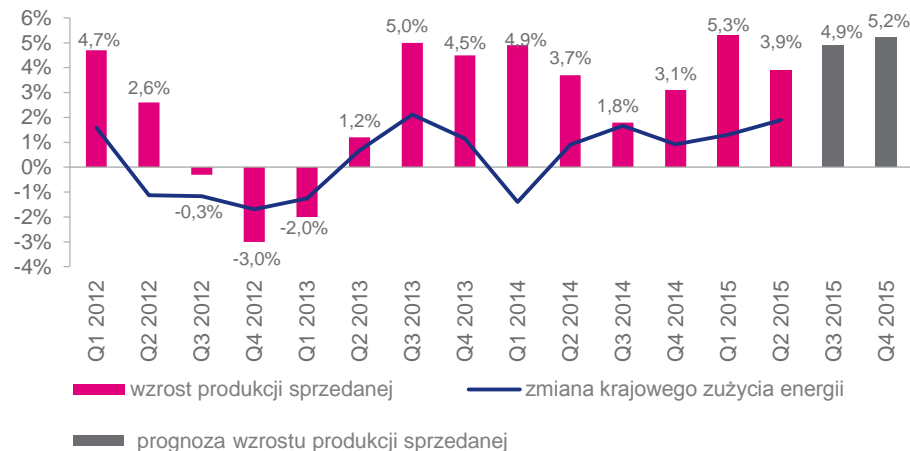
16 stycznia	Wyrażenie wstępnego zainteresowania nabyciem całości lub części aktywów KWK Brzeszcze
12 marca	Wprowadzenie do obrotu na rynku Catalyst 17 500 obligacji TAURON o łącznej wartości 1,75 mld zł
15 kwietnia	Zawarcie umowy nabycia 10 proc. udziałów w PGE EJ 1 - spółce celowej powołanej do realizacji projektu budowy elektrowni jądrowej o mocy 3 000 MW
23 kwietnia	Decyzja ZWZ o podziale zysku za 2014 r. Dywidenda przypadająca na akcję: 0,15 zł. Łączna wartość dywidendy: 262,9 mln zł. Dywidenda została wypłacona 12 sierpnia 2015 r.
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 MWe w Elektrowni Łagisza
17 lipca	Podtrzymanie przez agencję ratingową Fitch ratingów TAURON: <ul style="list-style-type: none"><li>▪ międzynarodowego długoterminowego ratingu w walucie krajowej i zagranicznej na poziomie „BBB” z perspektywą stabilną</li><li>▪ międzynarodowego krótkoterminowego ratingu w walucie krajowej i zagranicznej na poziomie „F3”</li><li>▪ krajowego ratingu długoterminowego na poziomie „A (pol)” z perspektywą stabilną</li><li>▪ krajowego ratingu niezabezpieczonego i niepodporządkowanego zadłużenia na poziomie „A (pol)”</li></ul>
4 sierpnia	Określenie warunków brzegowych ewentualnej transakcji nabycia KWK Brzeszcze

# 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)\***



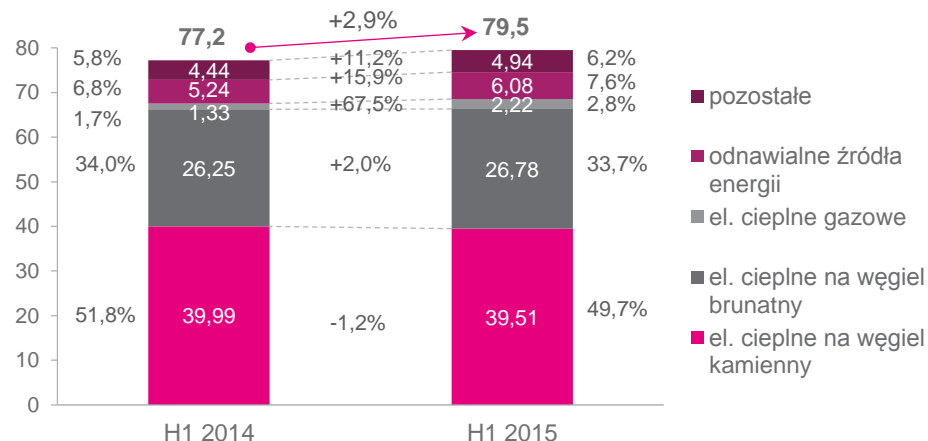
**Ceny energii w rocznych kontraktach BASE**

	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	169,37	94 814
Y-17	168,23	9 014

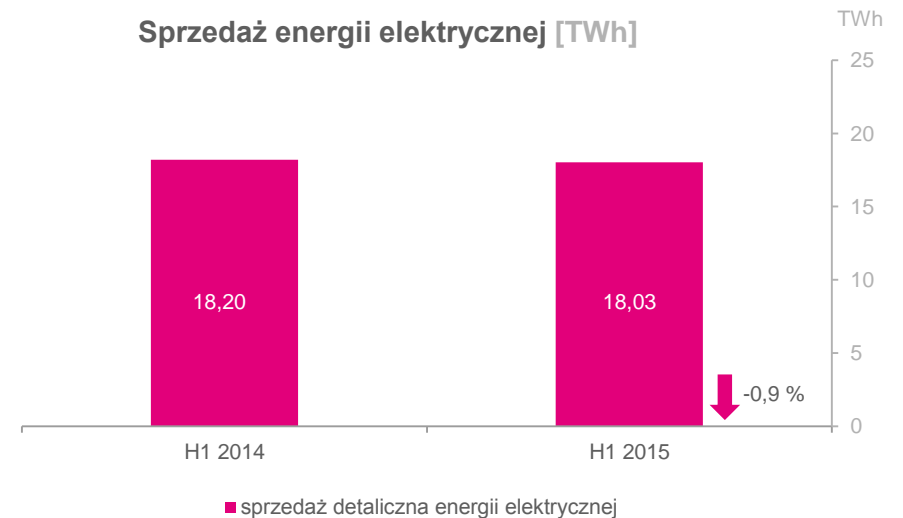
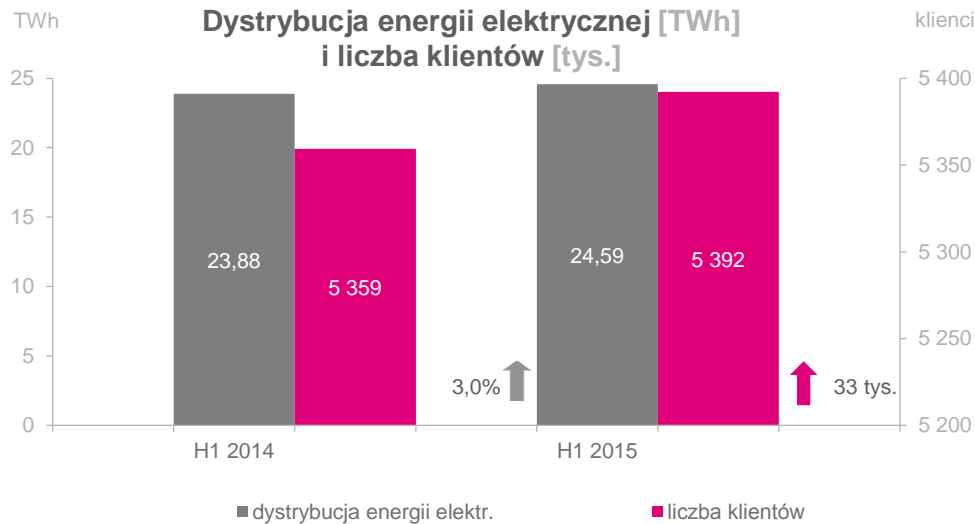
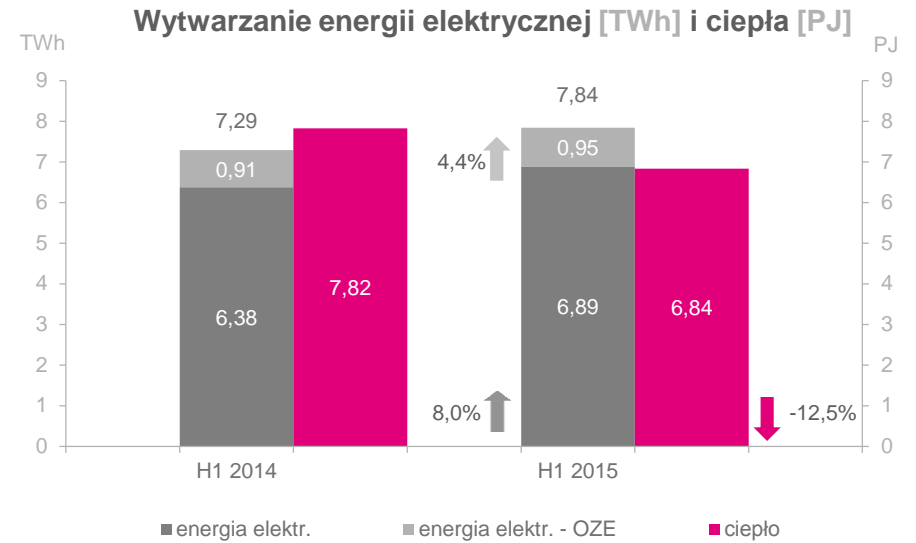
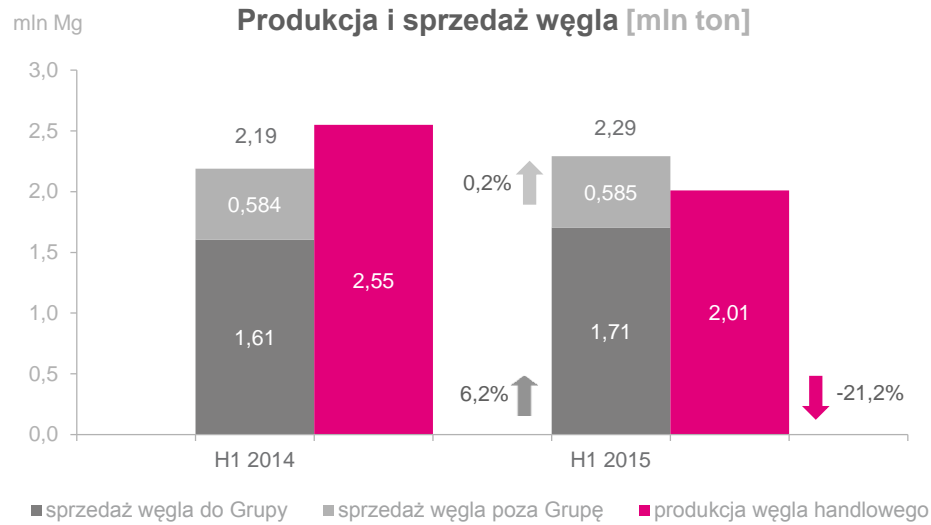
Średnie ceny sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym (wg URE):

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

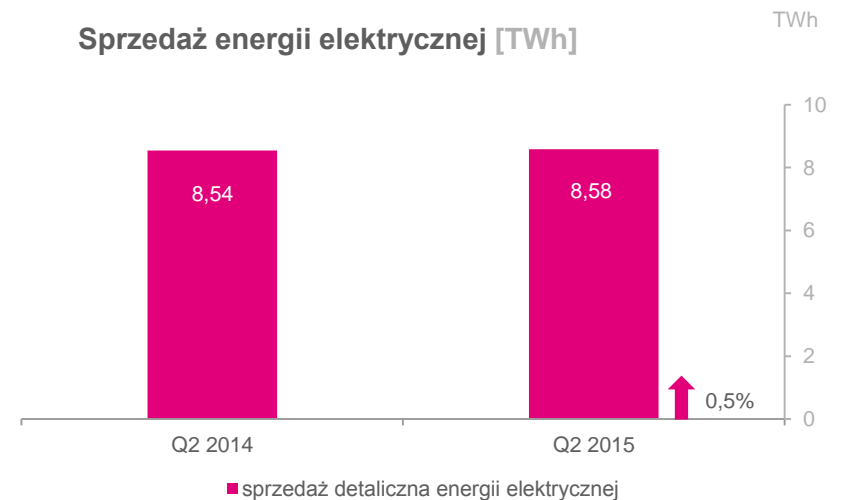
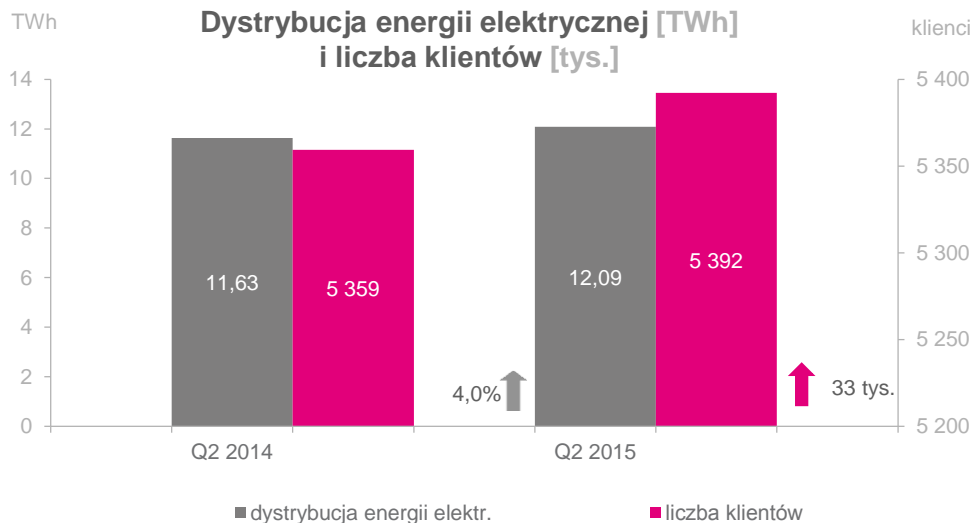
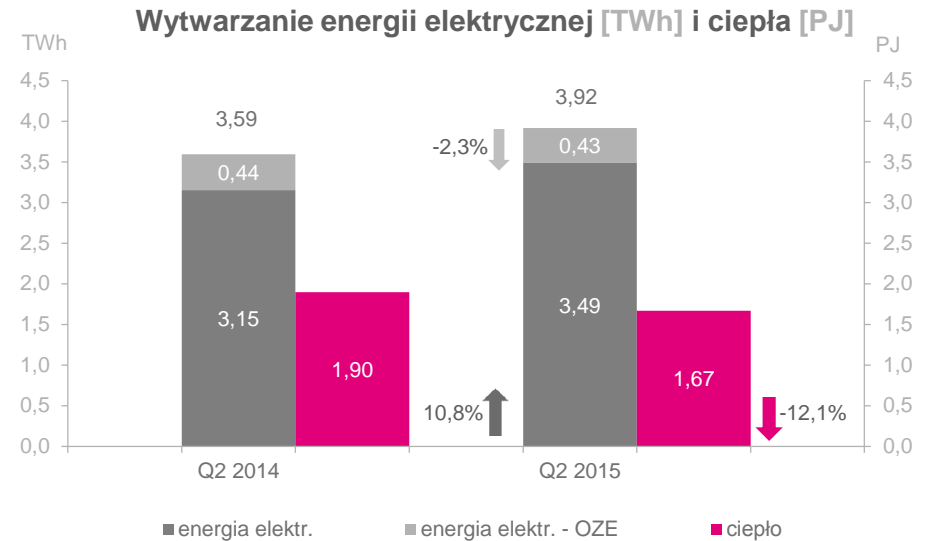
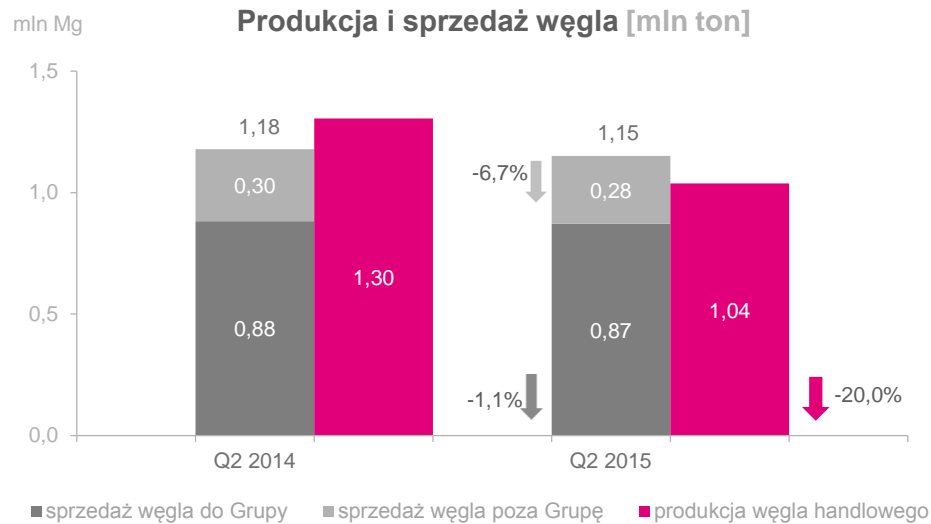
**Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce [TWh]**



# Kluczowe dane operacyjne za I półrocze 2015 r.

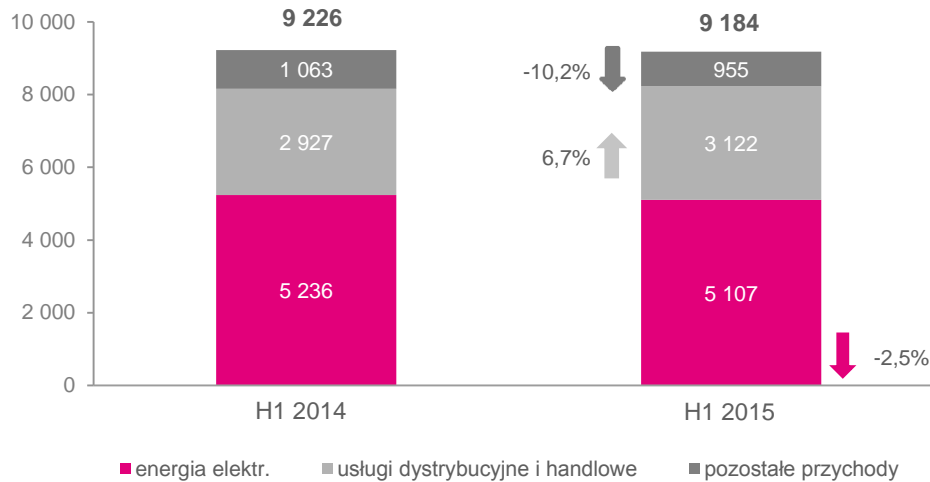


# Kluczowe dane operacyjne za II kwartał 2015 r.

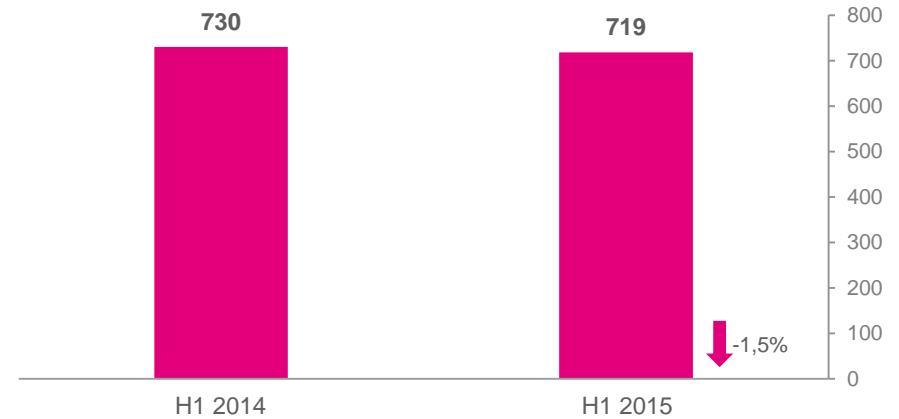


# Podstawowe dane finansowe za I półrocze 2015 r.

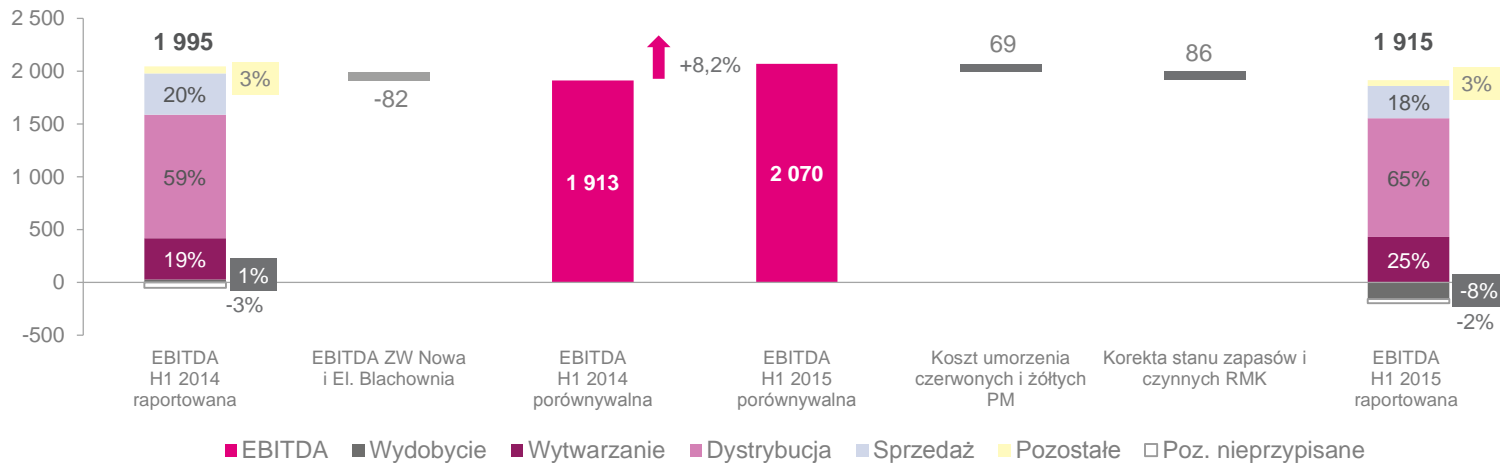
## Przychody ze sprzedaży [mln zł]



## Zysk netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej [mln zł]

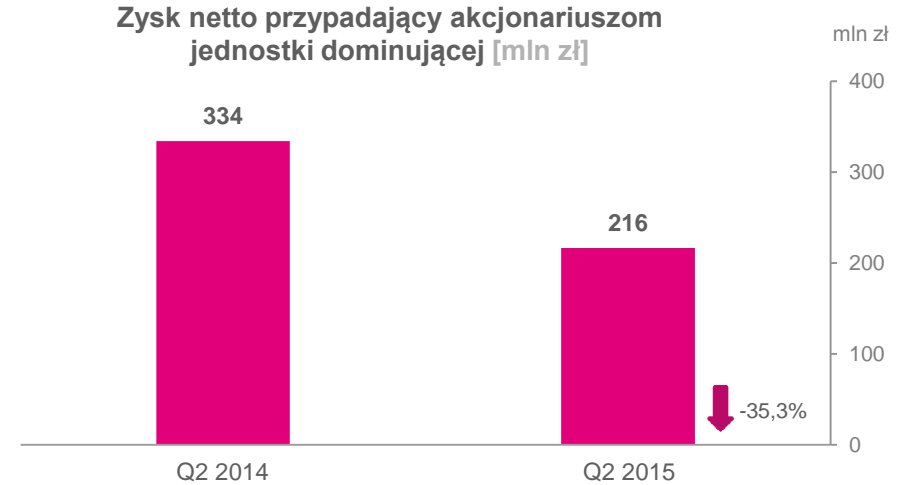
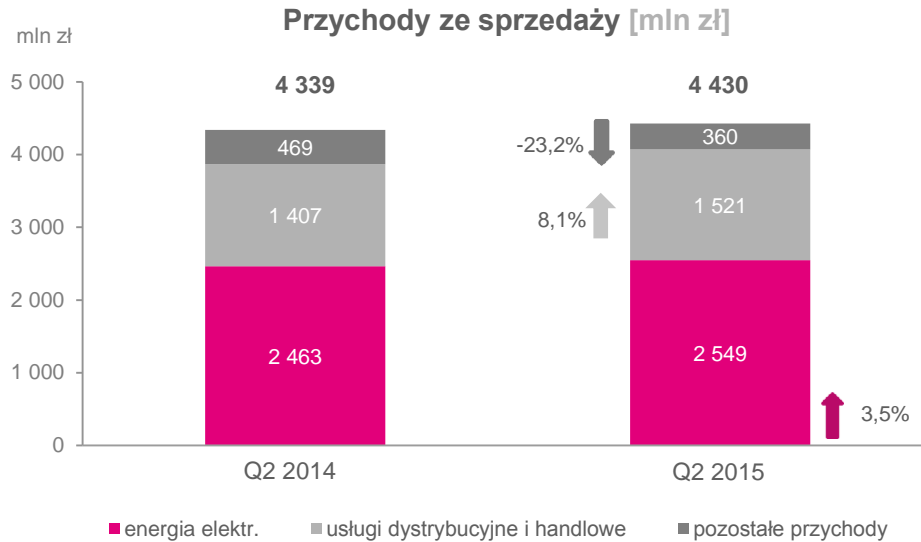


## EBITDA H1 2015 vs H1 2014 [mln zł]

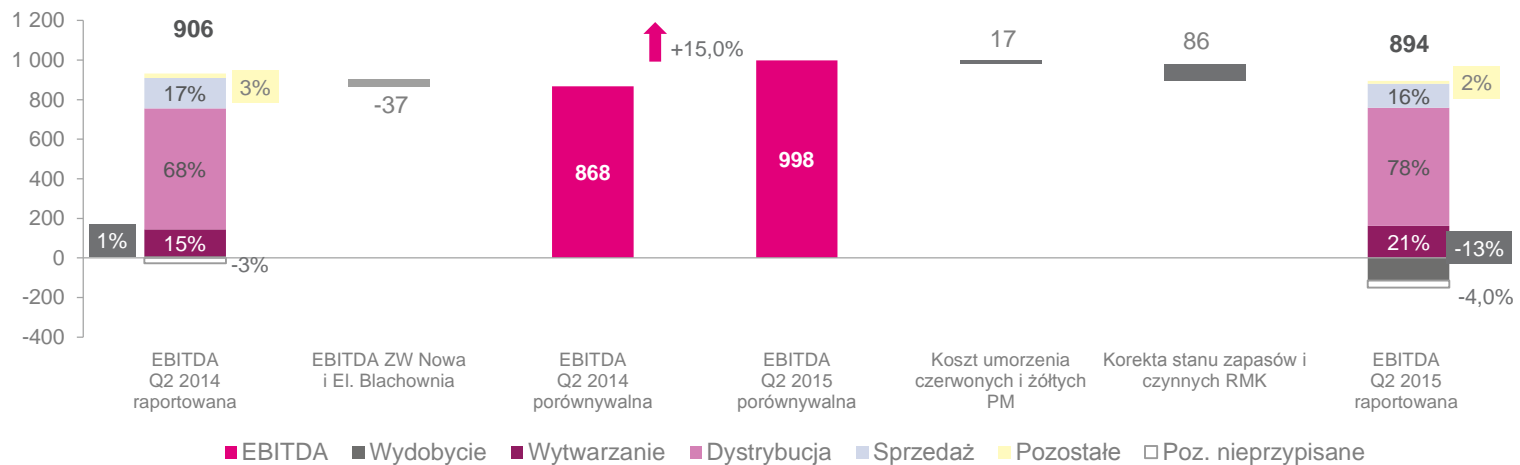




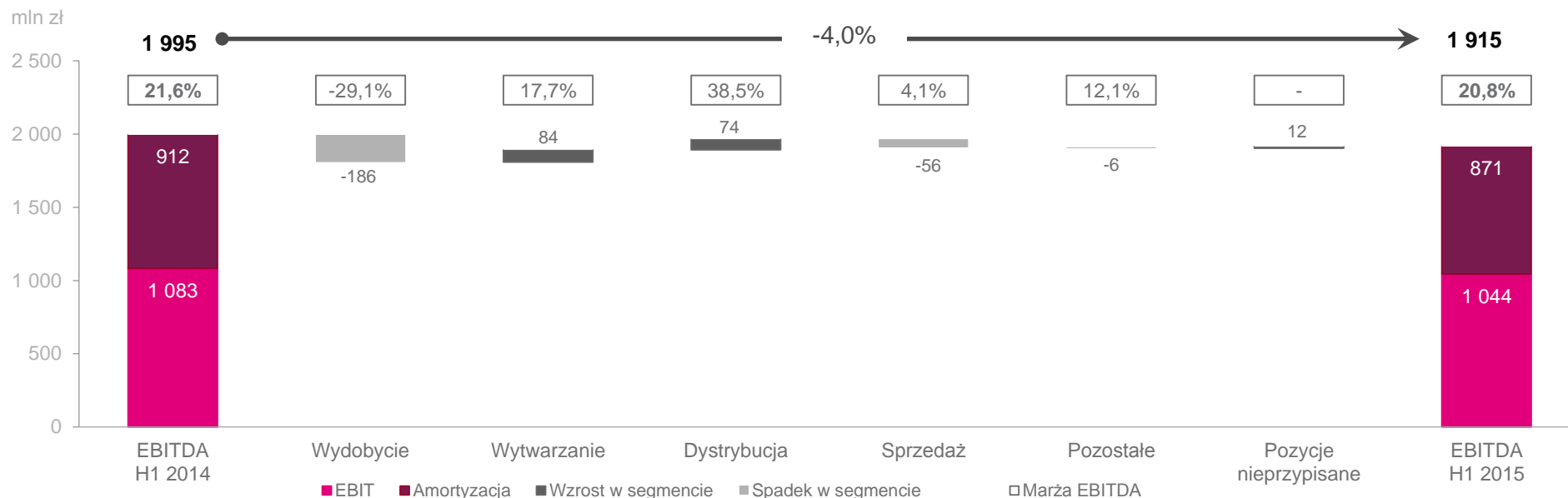
# Podstawowe dane finansowe za II kwartał 2015 r.



## EBITDA Q2 2015 vs Q2 2014 [mln zł]



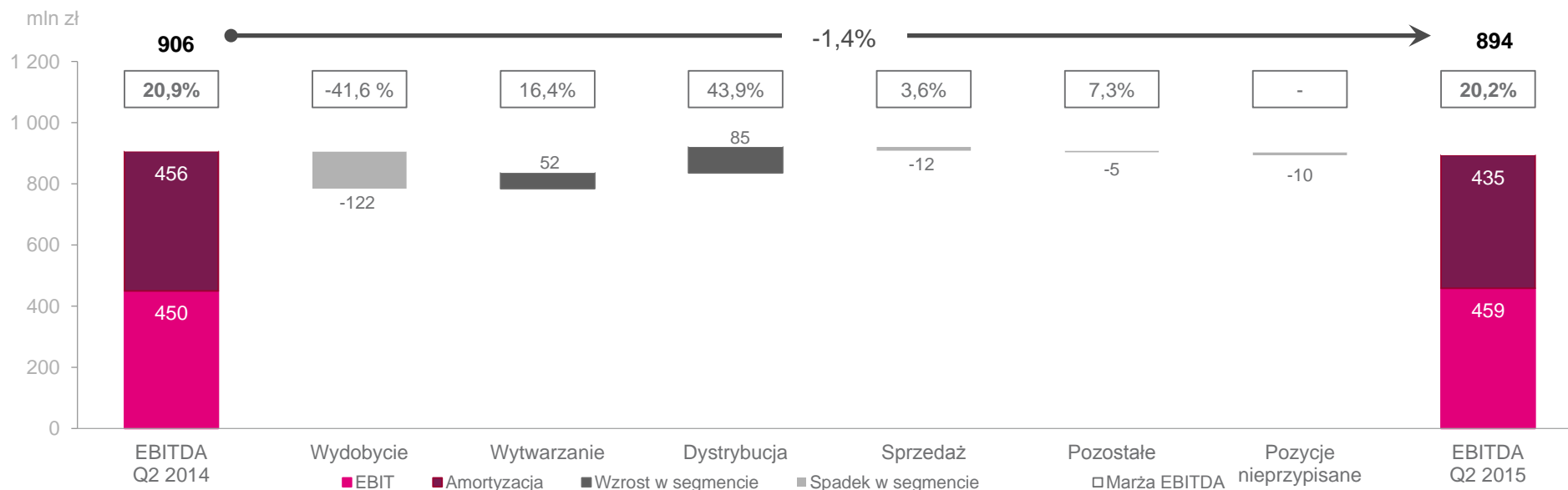
# EBITDA za I półrocze 2015 r.



## Najważniejsze czynniki wpływające na wynik EBITDA w I półroczu 2015 r.:

- Wydobycie – mniejsza produkcja węgla handlowego przy realizacji większego wolumenu sprzedaży, niższe ceny sprzedaży węgla handlowego, korekty z tytułu inwentaryzacji zapasów i rozliczeń międzyokresowych kosztów
- Wytwarzanie – wyższa produkcja i sprzedaż energii elektrycznej, wyższe ceny sprzedaży energii, wyższa marża na obrocie energią, niższe koszty stałe
- Dystrybucja – wyższy wolumen i średnia cena sprzedaży usługi dystrybucyjnej, wyższe koszty zakupu usług dystrybucyjnych / przesyłowych
- Sprzedaż – wyższe koszty obowiązku umarzania praw majątkowych przy niższej cenie zakupu PM, zmiana struktury odbiorców skutkująca obniżeniem średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej

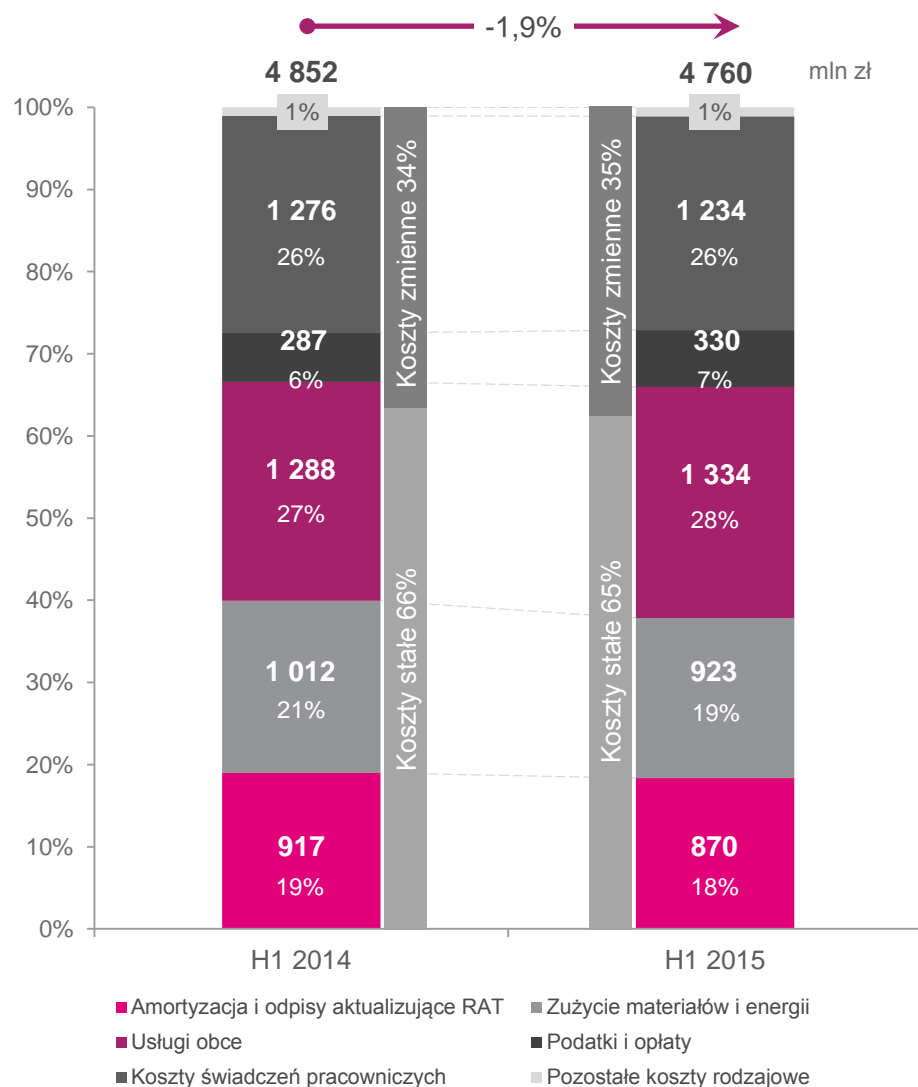
# EBITDA za II kwartał 2015 r.



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

- Wydobycie – mniejsza produkcja węgla handlowego, niższe ceny sprzedaży węgla handlowego, korekty z tytułu inwentaryzacji zapasów i rozliczeń międzyokresowych kosztów
- Wytwarzanie – wyższa produkcja i sprzedaż energii elektrycznej, wyższe ceny sprzedaży energii, wyższa marża na obrocie energią, niższe koszty stałe
- Dystrybucja – wyższy wolumen i cena sprzedaży usługi dystrybucyjnej, niższe koszty różnicy bilansowej, wyższe koszty przesyłu energii (wzrost wolumenu i stawki za usługi przesyłowe)
- Sprzedaż – wyższe koszty obowiązku umarzania praw majątkowych, przy niższej cenie zakupu PM, zmiana struktury odbiorców skutkująca obniżeniem średniej ceny sprzedaży

# Struktura kosztów rodzajowych w I półroczu 2015 r.



Spadek kosztów w I półroczu 2015 r. dotyczy głównie:

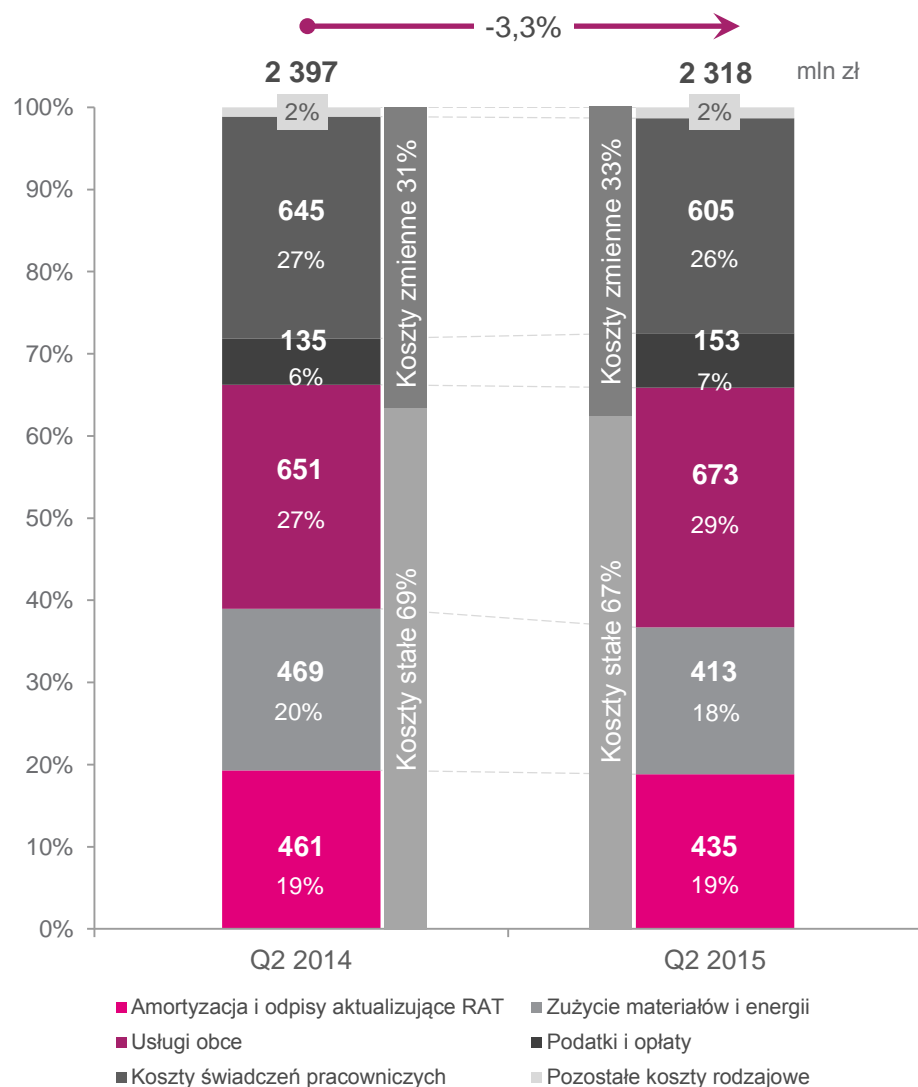
- zużycia materiałów
- amortyzacji i odpisów aktualizacyjnych (wydzielenie ZW Nowa i EI. Blachownia do spółki TAMEH)
- kosztów świadczeń pracowniczych – głównie efekt niższego stanu zatrudnienia

Struktura kosztów:

- w I półroczu 2015 r.: koszty zmienne (bez wartości sprzedanych towarów i materiałów) ok. 35%, koszty stałe ok. 65%
- w I półroczu 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 II kwartale 2015 r.



Spadek kosztów w II kwartale 2015 r. dotyczy głównie:

- zużycia materiałów (głównie niższe koszty paliw)
- amortyzacji i odpisów aktualizacyjnych (wydzielenie ZW Nowa i EI. Blachownia do spółki TAMEH)
- kosztów świadczeń pracowniczych – głównie efekt niższego stanu zatrudnienia

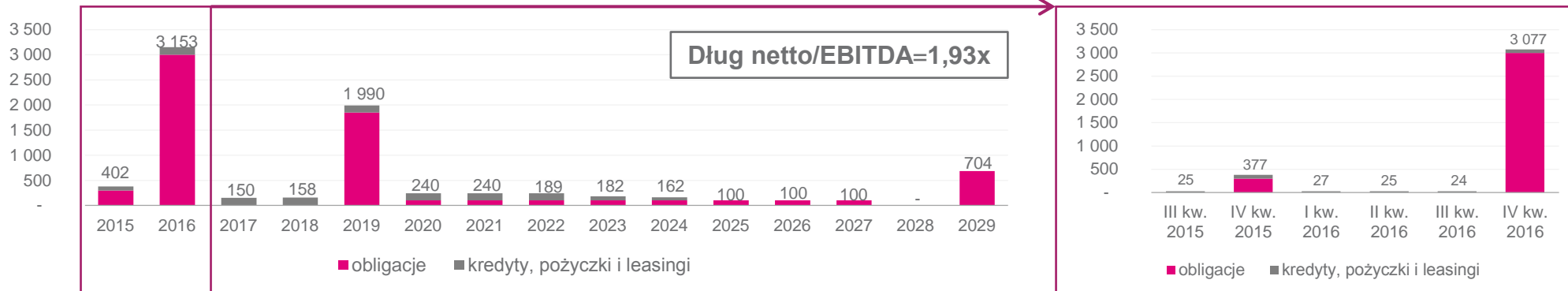
Struktura kosztów:

- w II kwartale 2015 r.: koszty zmienne (bez wartości sprzedanych towarów i materiałów) ok. 33%, koszty stałe ok. 67%
- w II kwartale 2014 r.: koszty zmienne ok. 31%, koszty stałe ok. 69%

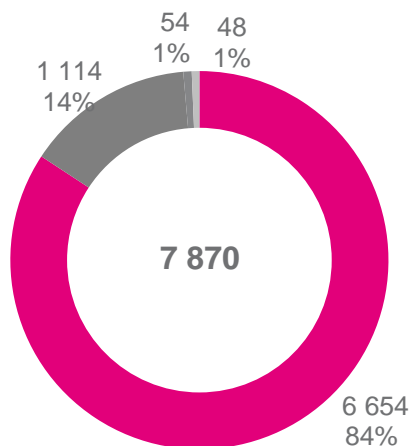
Przyczyną zmiany struktury kosztów są głównie wyższe koszty zakupu usług przesyłowych oraz niższe koszty stałe

# Zadłużenie i finansowanie

## Zapadalność długu Grupy TAURON

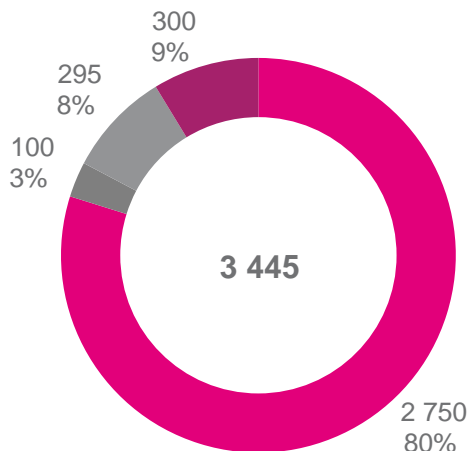


## Struktura zadłużenia finansowego Grupy TAURON [mln zł]



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

## Kwoty dostępnego finansowania Grupy TAURON [mln zł]



- obligacje program bankowy
- obligacje program BGK
- kredyt EBI
- cashpooling

- zadłużenie finansowe (wartość nominalna zadłużenia z tytułu kredytów inwestycyjnych, pożyczek, leasingu oraz obligacji) na 30 czerwca 2015 r. wynosi 7 870 mln zł
- średnioważona zapadalność długu wg stanu na 30 czerwca 2015 r. wynosi 55 miesięcy
- dług denominowany w EUR (emisja obligacji NSV) stanowi 8,95% długu ogółem

Struktura długu ze względu na stopę oprocentowania:

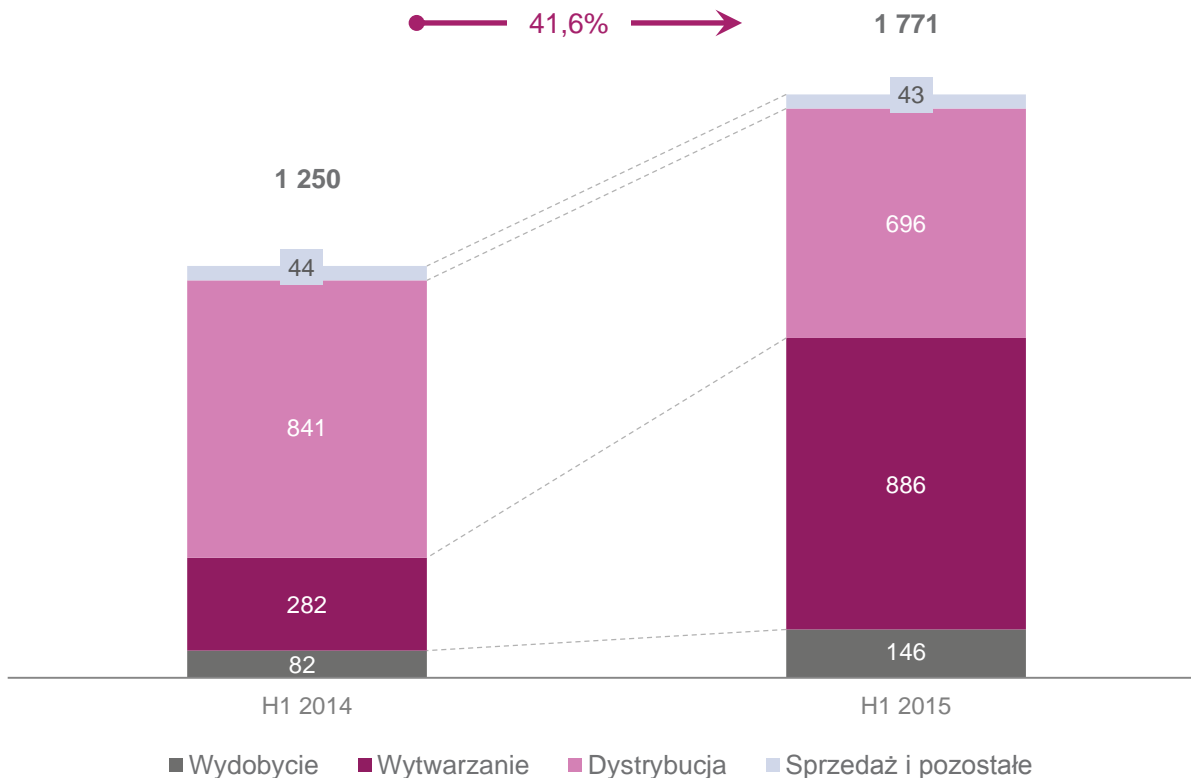
Instrument	Kwota długu [mln zł]	Oprocentowanie	Zabezpieczenie
obligacje, w tym:	6 654		
program bankowy	3 000	zmiennie	IRS
program bankowy	300	zmiennie	brak
program rynkowy	1 750	zmiennie	brak
program BGK	900	zmiennie	brak
NSV	704	stałe	CIRS
kredyty z EBI	1 114	stałe	brak
pożyczki	54	zmiennie	brak
leasingi	48	zmiennie	brak

# CAPEX – status prac przy projektach

Inwestycja	Moc (MW <sub>e</sub> )	Moc (MW <sub>t</sub> )	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	78	2016
Budowa węglowego bloku kogeneracyjnego w ZW Tychy	50	86	78	2016
Elektrownia Jaworzno III – budowa instalacji odazotowania spalin i modernizacja bloków 200 MW	-	-	84	2016
Elektrownia Łaziska – budowa instalacji odazotowania spalin i modernizacja bloków 200 MW	-	-	96	2015
Budowa bloku parowo-gazowego w Elektrowni Łagisza	413	266	2	2018
Budowa poziomu 800 m w Zakładzie Górniczym Janina	-	-	23	2019
Budowa szybu Grzegorz w Zakładzie Górniczym Sobieski	-	-	18	2022

# CAPEX – podział na segmenty

Nakłady inwestycyjne wg segmentów [mln zł]






## Główne inwestycje zrealizowane w I półroczu 2015 r.:

- **Wydobycie:**
  - budowa poziomu 800 m w ZG Janina (41 mln zł)
  - zakup dodatkowego kompletu obudowy i wyposażenia dla ZG Janina (71 mln zł)
- **Wytwarzanie:**
  - budowa instalacji do obniżenia emisji NOx (131 mln zł), budowa bloku 910 MW w EI. Jaworzno (303 mln zł)
  - budowa farmy wiatrowej Marszewo II etap (13 mln zł), modernizacja elektrowni wodnych (26 mln zł)
  - budowa i modernizacja sieci ciepłowniczych (29 mln zł), odbudowa mocy w ZW Tychy (212 mln zł), wykonanie zasilania Magistrali Wschodniej oraz Południowej ze źródła Łagisza (19 mln zł), wykonanie zasilania Magistrali Zachodniej oraz Południowej ze źródła ELCHO (10 mln zł)
- **Dystrybucja:**
  - budowa nowych przyłączy (229 mln zł)
  - modernizacja i odtworzenie majątku sieciowego (396 mln zł)



# Program poprawy efektywności

Segment	Oszczędności zrealizowane w latach 2013-H1 2015	Oszczędności zaplanowane na lata 2013-2015	% realizacji	Główne inicjatywy
Dystrybucja	388 mln zł	416 mln zł	 93%	<ul style="list-style-type: none"> <li>Wdrożenie docelowego modelu biznesowego, eliminacja dublujących się funkcji</li> <li>Zmiana zasad kwalifikowania wydatków do nakładów lub kosztów</li> <li>Optymalizacja różnicy bilansowej</li> <li>Optymalizacja procesów IT</li> <li>Integracja funkcji biznesowych w obszarze serwisu</li> <li>Optymalizacja usług obcych</li> </ul>
Wytwarzanie (w tym OZE i Ciepło)	497 mln zł	420 mln zł	 118%	<ul style="list-style-type: none"> <li>Restrukturyzacja zatrudnienia i optymalizacja procesów</li> <li>Ograniczenie remontów dla najmniej efektywnych jednostek</li> <li>Optymalizacja kosztów ogólnozakładowych</li> <li>Outsourcing części funkcji, głównie w obszarze remontów</li> <li>Poprawa sprawności urządzeń, optymalizacja wolumenu produkcji oraz kosztów operacyjnych w elektrowniach wodnych</li> <li>Obniżenie kosztów serwisu i utrzymania ruchu farm wiatrowych</li> <li>Ograniczenie strat sprężonego powietrza</li> <li>Restrukturyzacja majątku</li> <li>Optymalizacja polityki zakupowej</li> </ul>
Wydobycie	32 mln zł	28 mln zł	 114%	<ul style="list-style-type: none"> <li>Budowa instalacji wytwarzania azotu</li> <li>Rozbudowa stacji odwadniania mulów</li> <li>Uzdatnianie wody pitnej</li> <li>Aukcje elektroniczne w zamówieniach publicznych</li> <li>Stosowanie wykładki mechanicznej przy drażeniu wyrobisk</li> </ul>
Pozostałe Segmenty	50 mln zł			<ul style="list-style-type: none"> <li>Restrukturyzacja zatrudnienia, ograniczenie kosztów usług obcych</li> </ul>
<b>Razem</b>	<b>967 mln zł</b>	<b>864 mln zł</b>	<b>112%</b>	

- W latach 2013-H1 2015 do programu dobrowolnych odejść (PDO) przystąpiło 1 049 osób. W tym okresie rozwiązano umowę o pracę z 1 603 osobami (razem 4 097 osoby 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 H1 2015: 58% przypada na restrukturyzację zatrudnienia, 42% przypada na pozostałe inicjatywy
- Szacowana struktura oszczędności w perspektywie 2013-2015: 73% przypada na restrukturyzację zatrudnienia, 27% przypada na pozostałe inicjatywy

# Dziękujemy – Q & A



## Biuro Relacji Inwestorskich

**Marcin Lauer**

[marcin.lauer@tauron.pl](mailto:marcin.lauer@tauron.pl)

tel. + 48 32 774 27 06

**Paweł Gaworzyński**

[pawel.gaworzynski@tauron.pl](mailto:pawel.gaworzynski@tauron.pl)

tel. + 48 32 774 25 34

**Magdalena Wilczek**

[magdalena.wilczek@tauron.pl](mailto: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 jakiejkolwiek szkody wynikającej z wykorzystania niniejszej prezentacji lub jej treści albo powstałej w jakikolwiek inny sposób związany z niniejszą prezentacją.

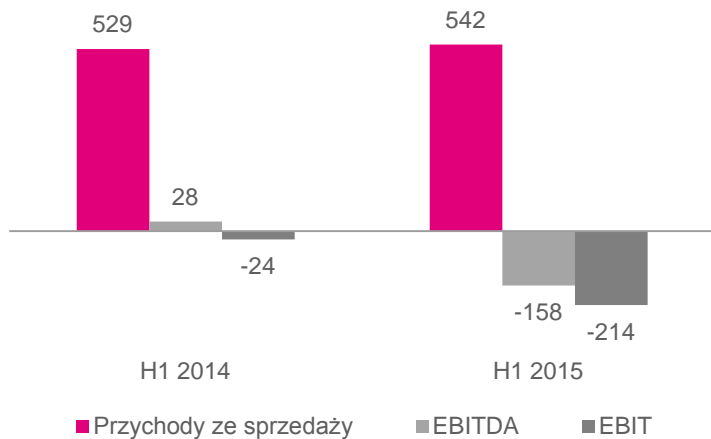
Odbiorcy niniejszej prezentacji ponoszą wyłączną odpowiedzialność za własne analizy i oceny rynku oraz sytuacji rynkowej Spółki i potencjalnych wyników Spółki w przyszłości, dokonane w oparciu o informacje zawarte w niniejszej prezentacji.

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.

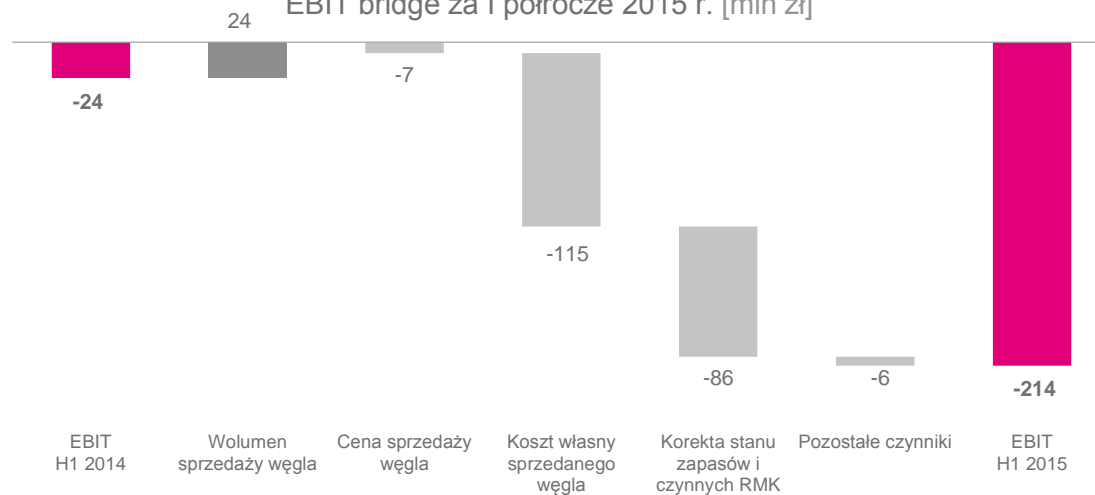
Ani Spółka ani żaden z jej podmiotów zależnych nie są zobowiązane zapewnić odbiorcom niniejszej prezentacji jakichkolwiek dodatkowych informacji ani aktualizować niniejszej prezentacji.

# Segment Wydobywanie

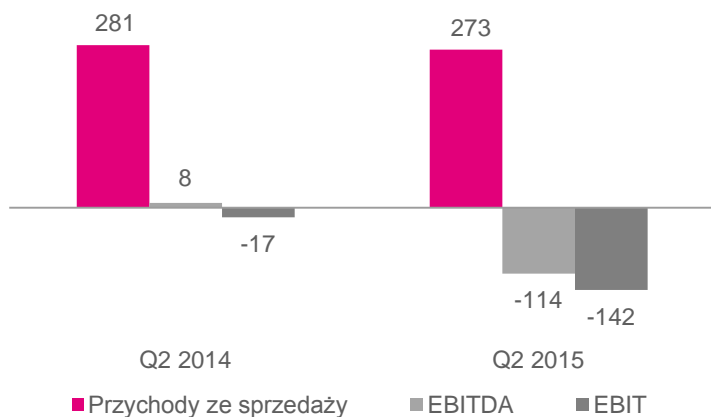
Dane finansowe za I półrocze 2015 r. [mln zł]



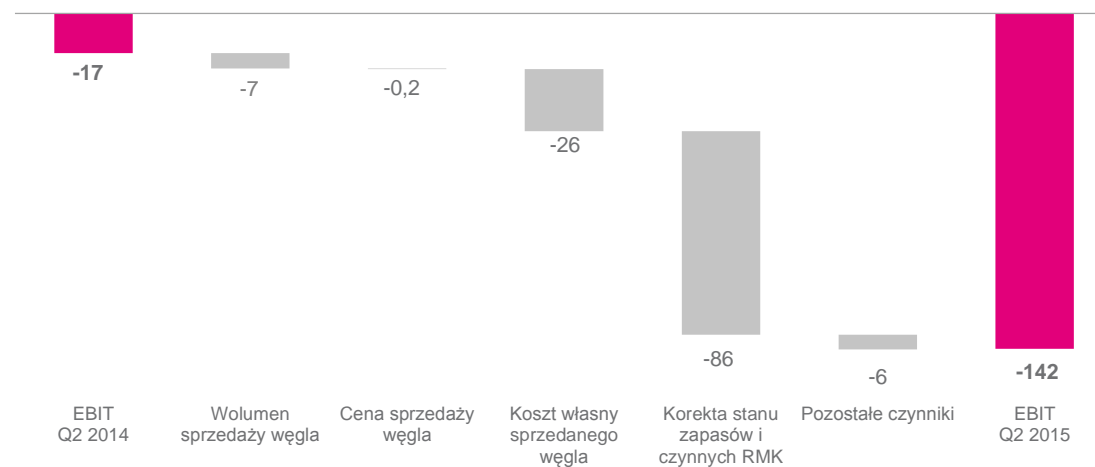
EBIT bridge za I półrocze 2015 r. [mln zł]



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

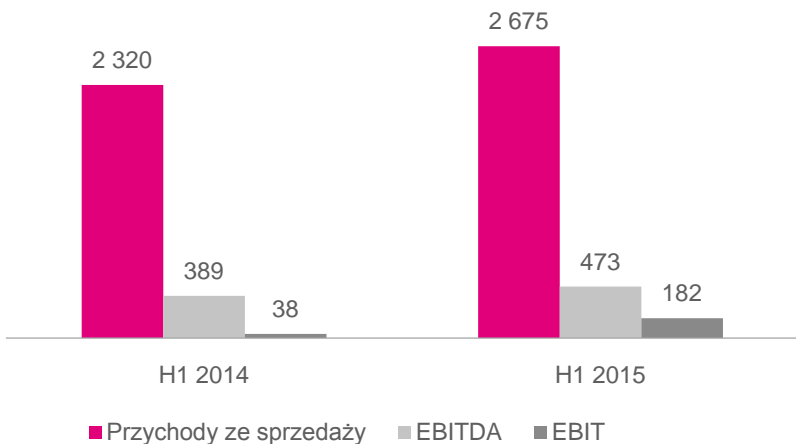


EBIT bridge za II kw. 2015 r. [mln zł]

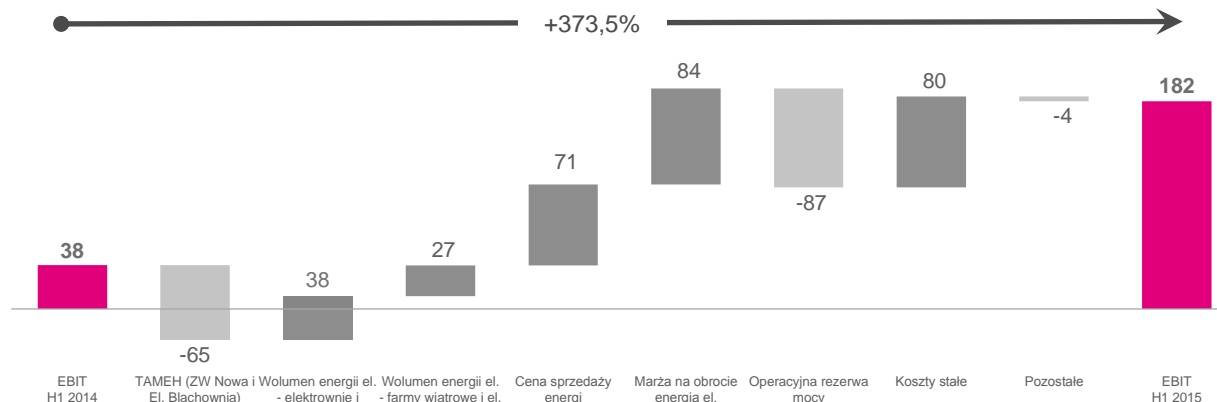


# Segment Wytwarzanie

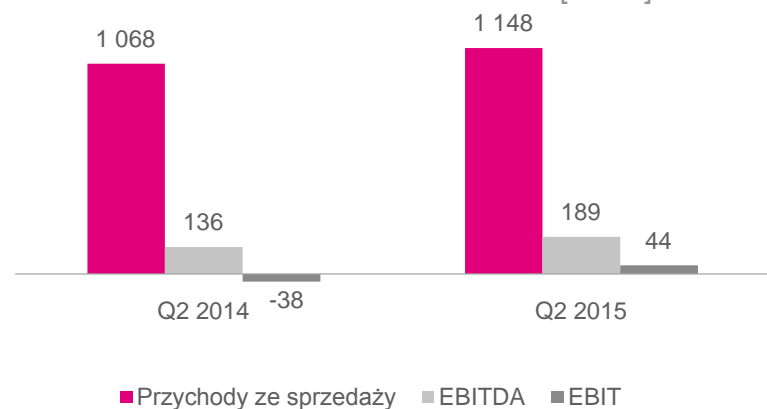
Dane finansowe za I półrocze 2015 r. [mln zł]



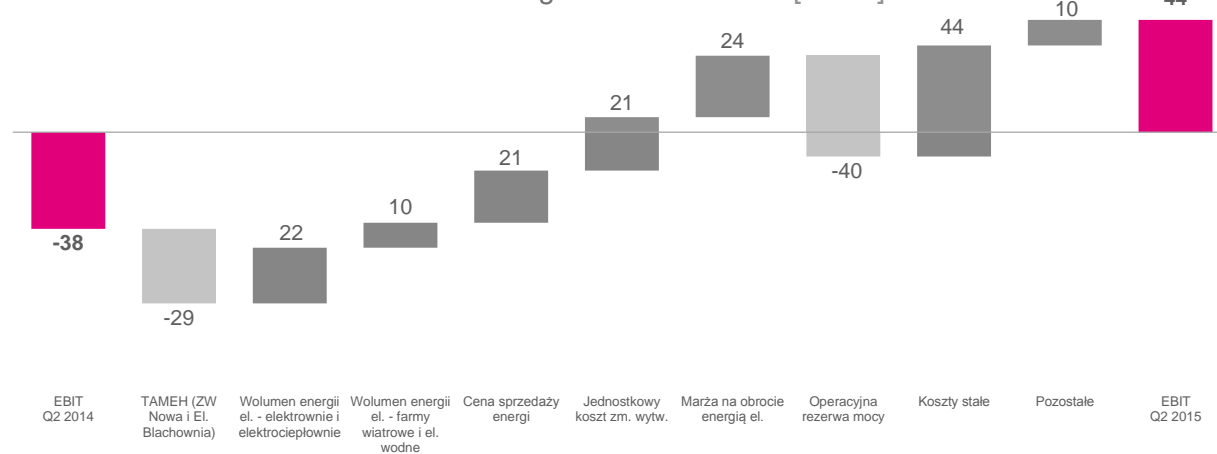
EBIT bridge za I półrocze 2015 r. [mln zł]



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

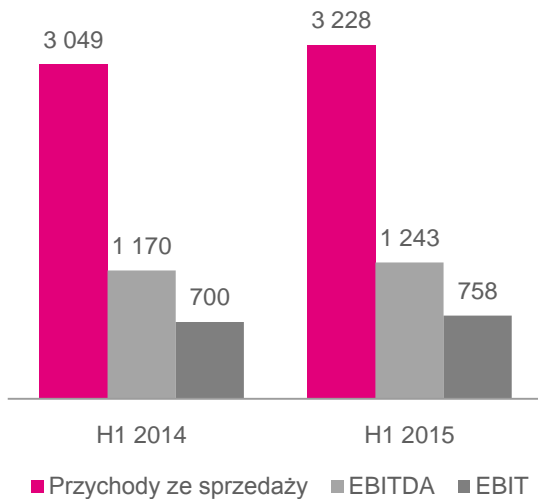


EBIT bridge za II kw. 2015 r. [mln zł]

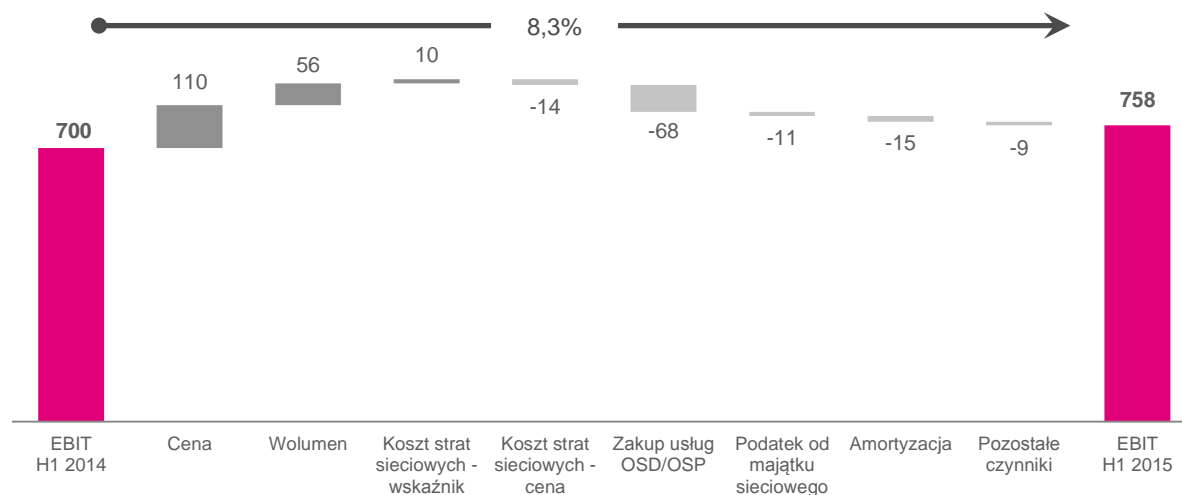


# Segment Dystrybucja

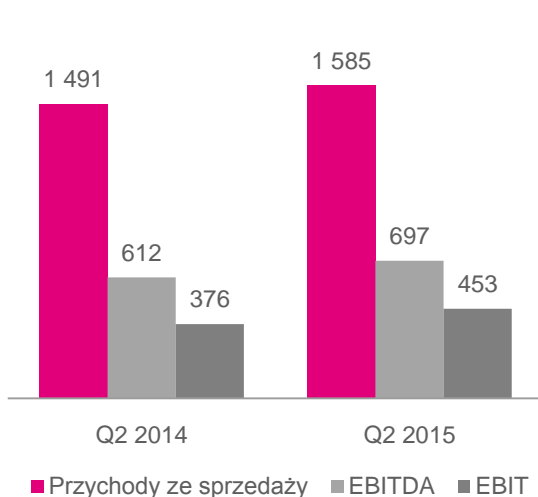
Dane finansowe za I półrocze 2015 r. [mln zł]



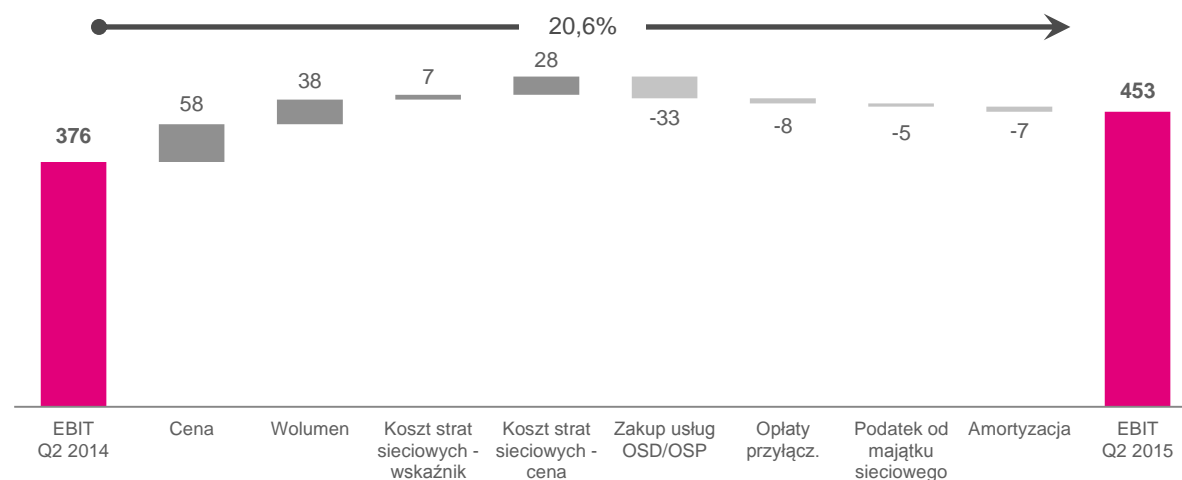
EBIT bridge za I półrocze 2015 r. [mln zł]



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

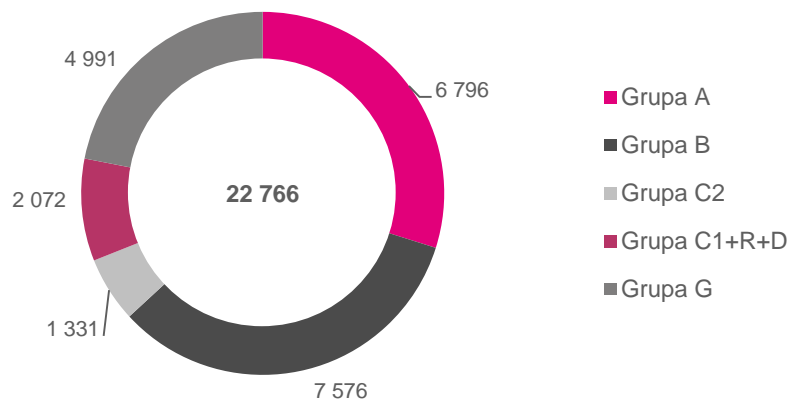


EBIT bridge za II kw. 2015 r. [mln zł]

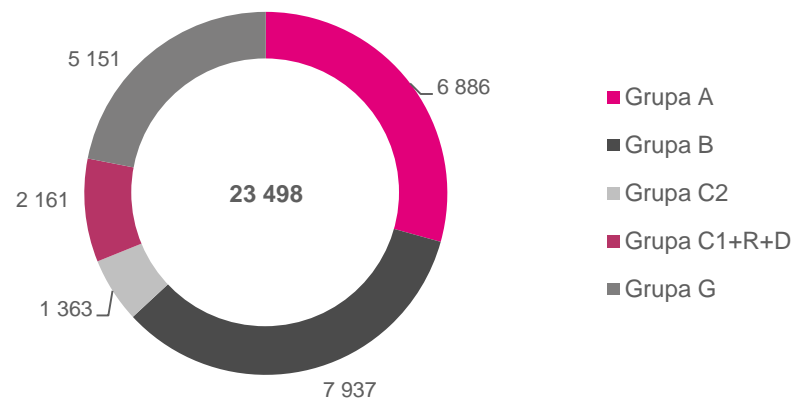


# Segment Dystrybucja – wolumeny

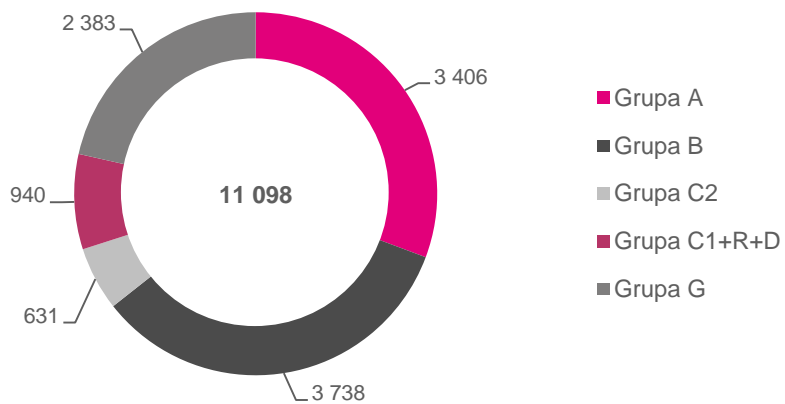
Dystrybucja energii elektrycznej [GWh] w I półroczu 2014 r.



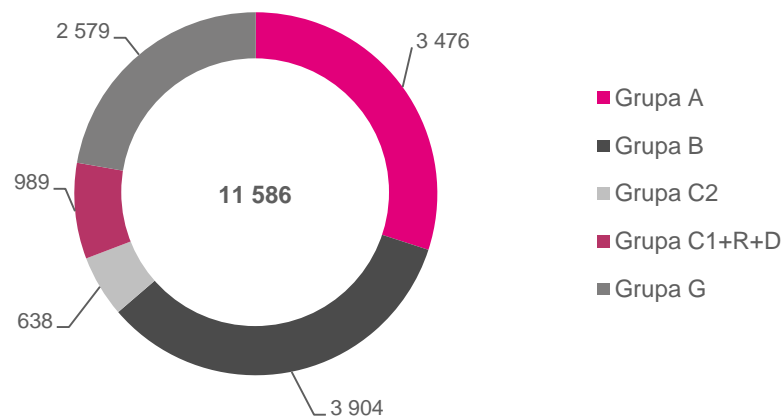
Dystrybucja energii elektrycznej [GWh] w I półroczu 2015 r.



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

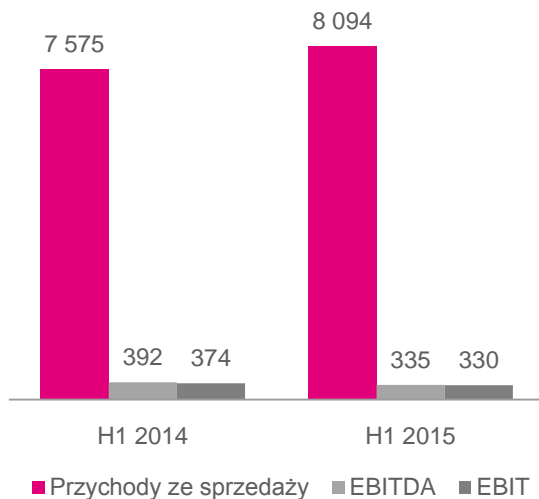


Dystrybucja energii elektrycznej [GWh] w II kw. 2015 r.

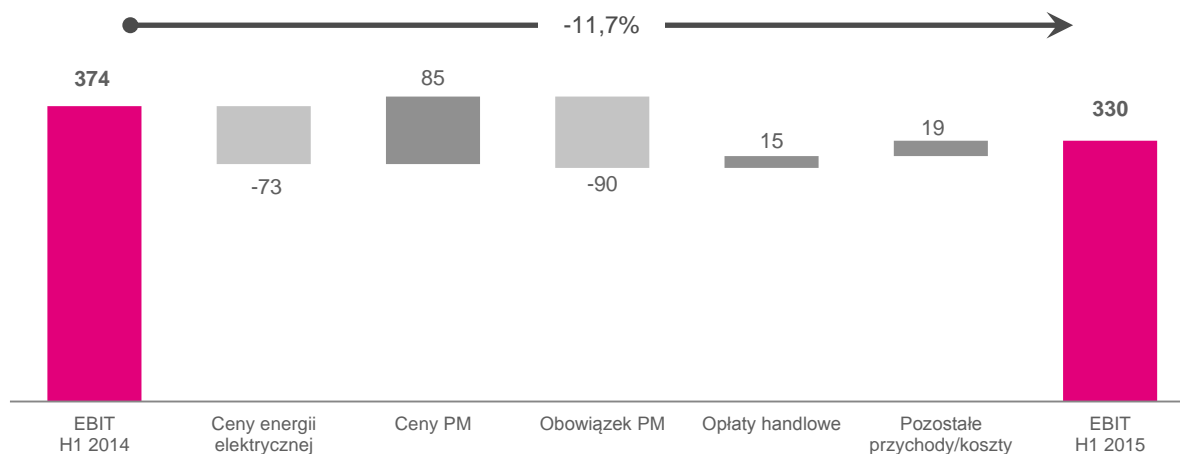


# Segment Sprzedaż

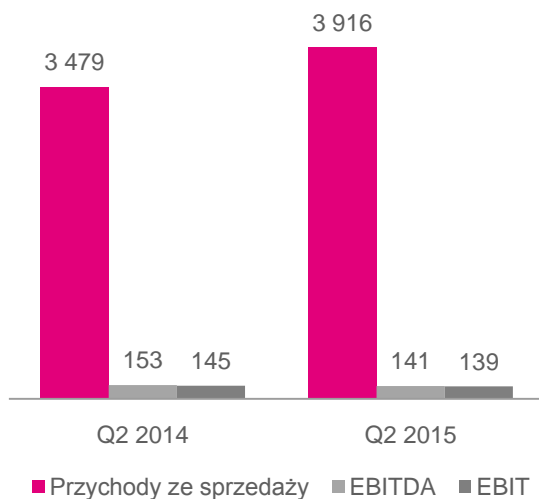
Dane finansowe za I półrocze 2015 r. [mln zł]



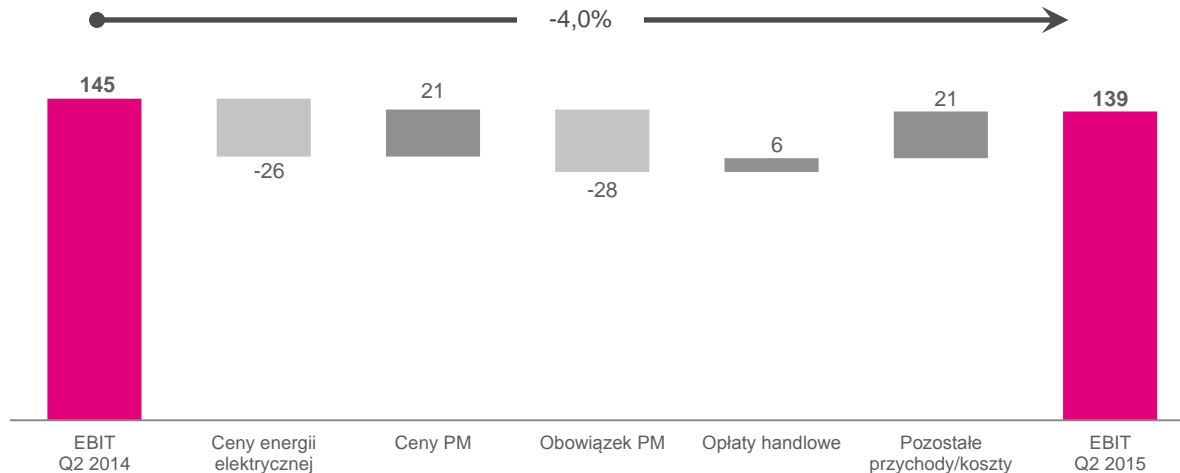
EBIT bridge za I półrocze 2015 r. [mln zł]



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



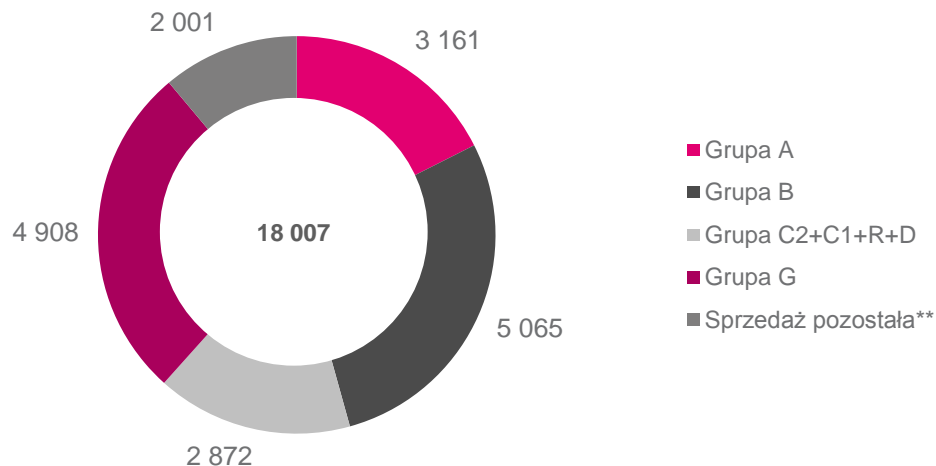
EBIT bridge za II kw. 2015 r. [mln zł]



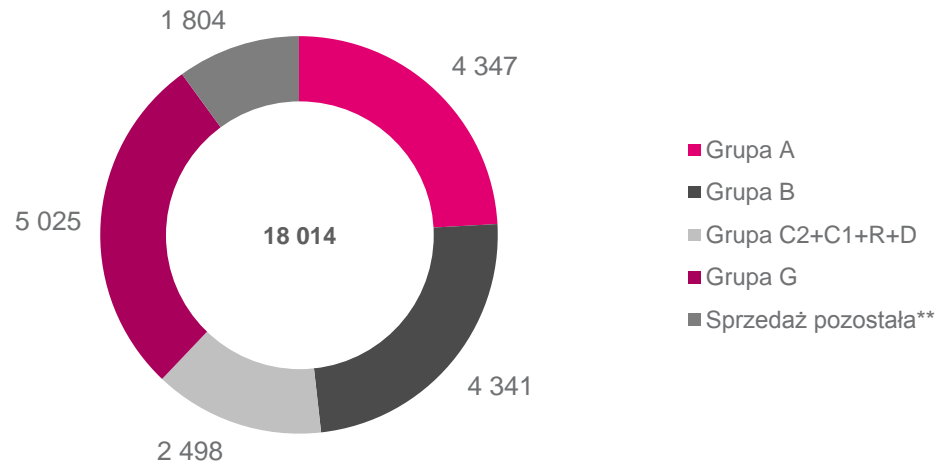


# Segment Sprzedaż – wolumeny

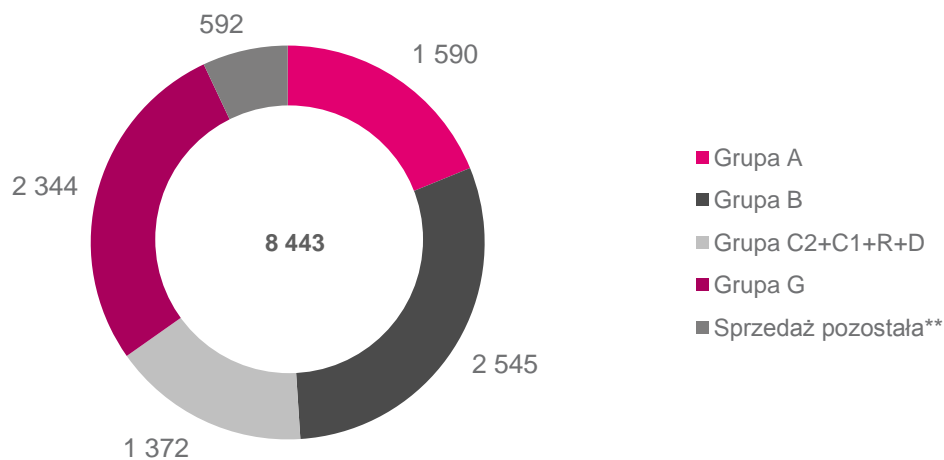
Sprzedaż energii elektrycznej detalicznej [GWh] w I półroczu 2014 r.\*



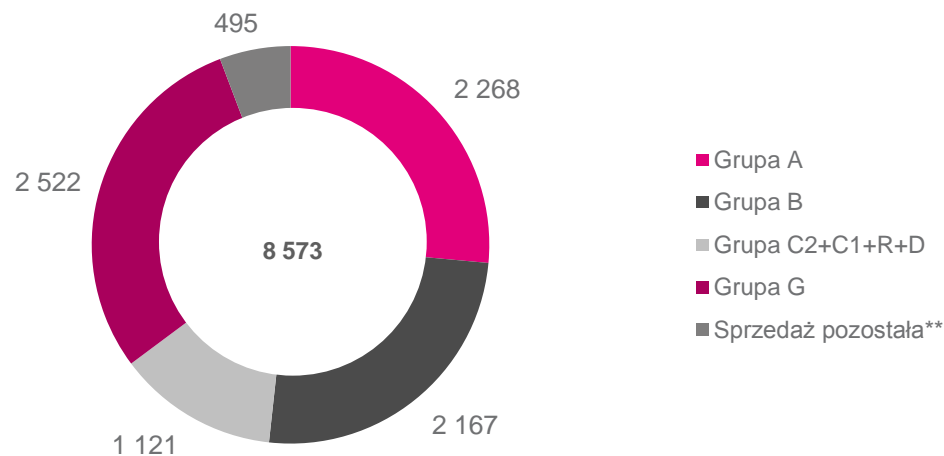
Sprzedaż energii elektrycznej detalicznej [GWh] w I półroczu 2015 r.



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



Sprzedaż energii elektrycznej detalicznej [GWh] w II 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 27 lipca 2015 r.)		2015/2014 (do 27 lipca 2015 r.)	
	Cena (zł/MWh)	Wolumen (GWh)	Cena (zł/MWh)	Wolumen (GWh)	Cena %	Wolumen %
Forward BASE (Y+Q+M)	161,10	189 112	<b>167,94</b>	<b>193 736</b>	<b>+4,2%</b>	<b>+2,4%</b>
Forward PEAK (Y+Q+M)	184,60	19 126	217,52	16 781	+17,8%	-12,3%
Forward (średnia ważona)	163,26	208 238	171,89	210 517	+5,3%	+1,1%
SPOT (TGE)	179,86	21 078	153,09 (prognoza)	21 500	-14,9%	+2,0%
Średnia ważona razem	164,78	229 316	<b>170,15</b>	232 017	+3,3%	+1,2%

Uprawnienia do emisji CO <sub>2</sub> (EUA/t)		Prawa majątkowe (zł/MWh)			
Ankieta analityków rynku CO <sub>2</sub> *	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 27 lipca 2015 r.)	132,58	303,03 (13,0%)	303,03 (14,0%)
Średnia w 2015 r.	7,40 EUR/t	Kogeneracja węglowa (PMEC-2014)	10,78	11,00 (23,2%)	11,00 (23,2%)
Średnia w 2016 r.	9,20 EUR/t	Kogeneracja gazowa (PMGM-2014)	107,59	110,00 (3,9%)	121,63 (4,9%)
Prognozowana przez TAURON średnia cena EUA w 2015 r.	<b>7,3 – 7,5 EUR/t</b>	Metan (PMMET-2014)	61,84	63,26 (1,1%)	63,26 (1,3%)

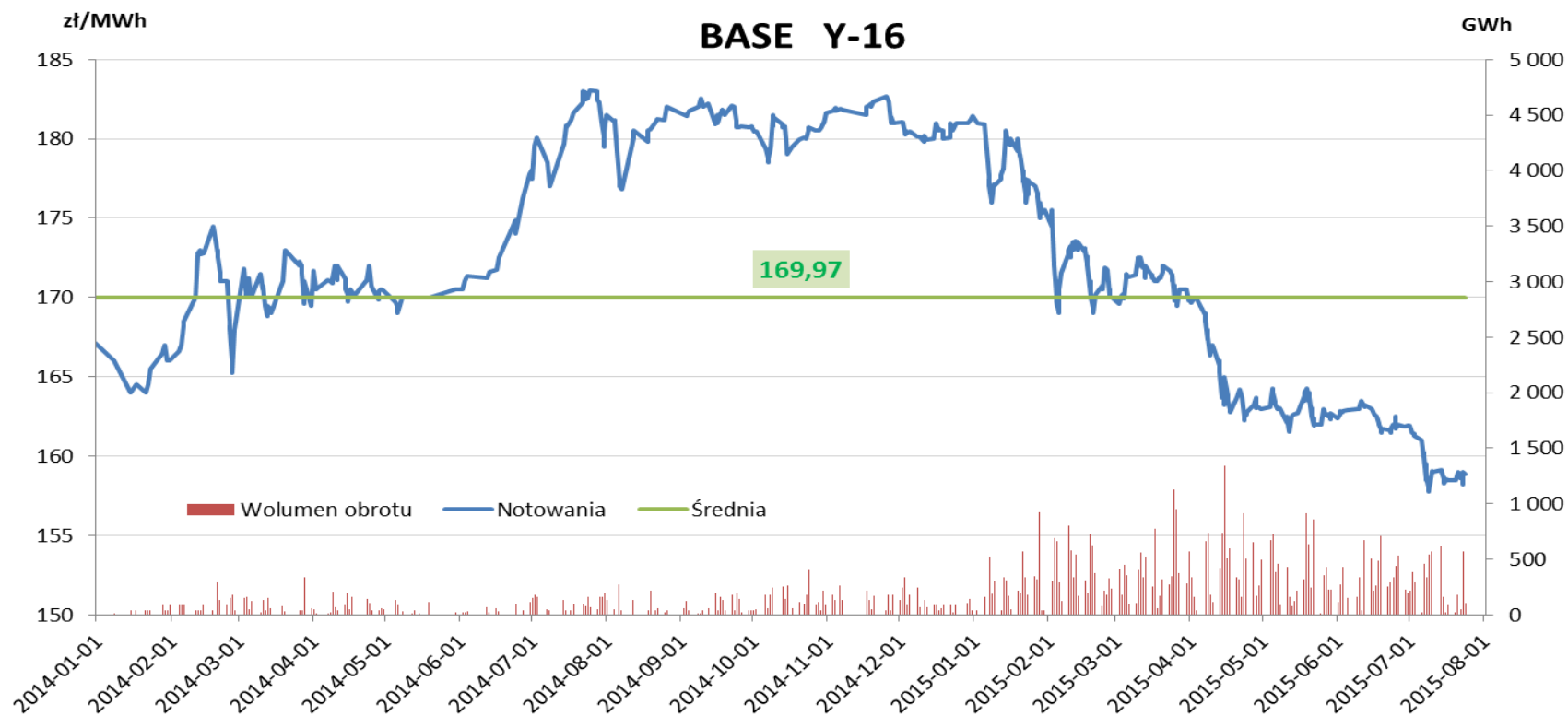
# Notowania kontraktów BASE na 2015 r.



		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

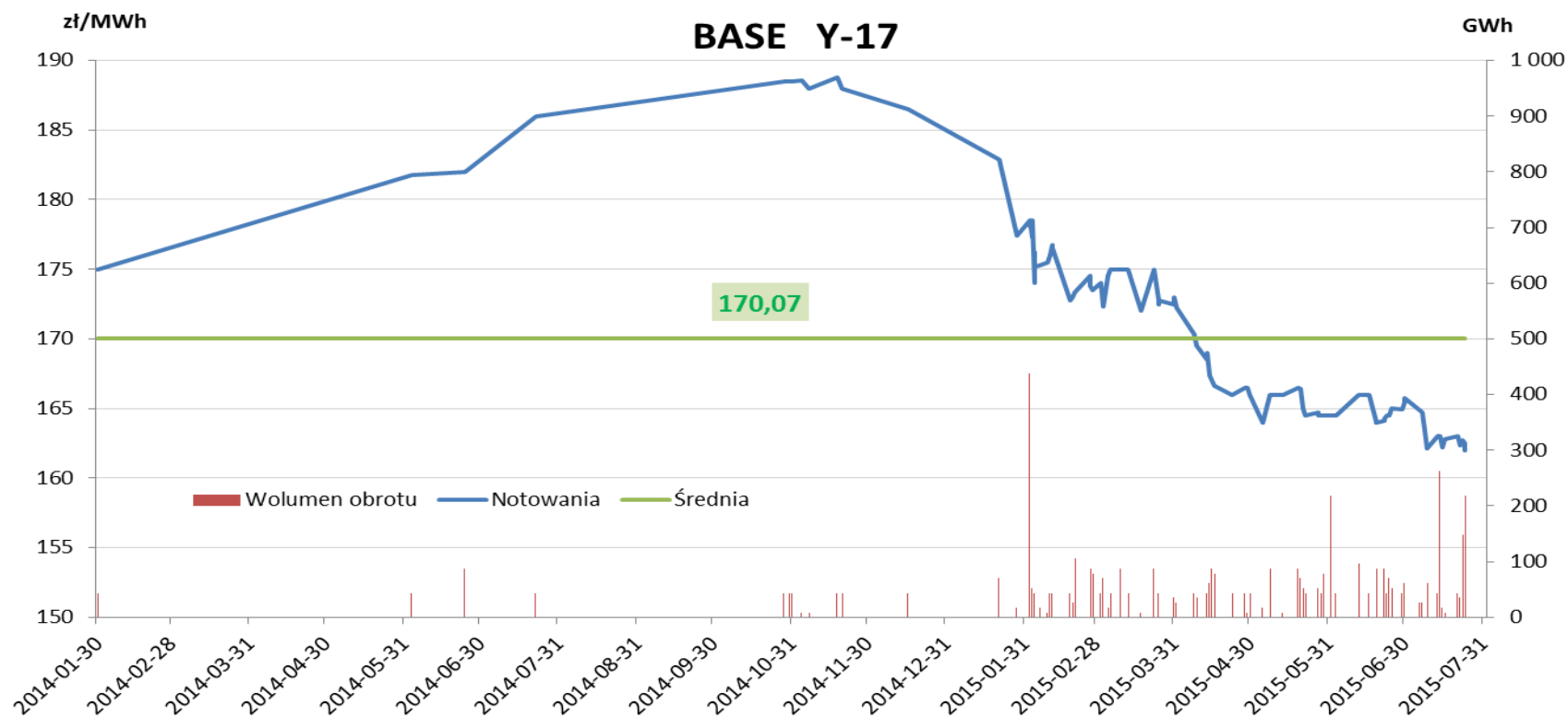
# Notowania kontraktów BASE na 2016 r.



		Średnia cena [zł/MWh]	Wolumen [GWh]
Razem		169,97	90 062
w tym	na TGE	169,59	67 303
	poza TGE	171,08	22 759

Średnia cena energii elektr. uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2016 r.: 173,67 zł/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2016 r.: 97 872 GWh

# Notowania kontraktów BASE na 2017 r.



		Średnia cena [zł/MWh]	Wolumen [GWh]
Razem		170,07	7 323
w tym	na TGE	169,29	2 558
	poza TGE	170,48	4 765

Średnia cena energii elektr. uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2017 r.: 170,09 zł/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2017 r.: 7 327 GWh

# Pokrycie analityczne TAURON

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

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

Dziękujemy za uwagę