



Wyniki finansowe Grupy PGNiG za III kwartał i 9 miesięcy 2015 r.

6 listopada 2015 r.

Podstawowe wyniki finansowe 3Q2015



(m PLN)	3Q2014	3Q2015	Δ%
Przychody ze sprzedaży	6 436	6 305	(2%)
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(4 917)	(4 992)	2%
EBITDA	1 519	1 313	(14%)
Amortyzacja	(604)	(686)	14%
EBIT	915	627	(31%)
Wynik na działalności finansowej	(109)	(96)	(12%)
Zysk netto	616	292	(53%)

Dobry operacyjnie kwartał z małym wpływem zdarzeń jednorazowych

- Przychody ze sprzedaży gazu wysokometanowego (E) wyższe o 110 mln PLN, do 4,7 mld PLN w 3Q15, przy wolumenie sprzedaży rosnącym R/R o 0,4 mld m³ do 3,7 mld m³ (wpływ obligo giełdowego).
- Przychody ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu niższe o 123 mln PLN w 3Q15 przy wyższym o 36% R/R wolumenie sprzedaży, sięgającym 356 tys. ton. Decydujący wpływ spadających cen ropy: średnio 50 USD/bbl (189 PLN/bbl) w 3Q15 wobec 102 USD/bbl (322 PLN/bbl) w 3Q14.
- Koszt zakupu gazu wyższy jedynie o 2%, czyli 0,1 mld PLN R/R, przy zdecydowanej obniżce w samym PGNiG SA.
- Negatywny wpływ rozliczenia w formule *net proceeds* (netto) gazu katarskiego w 3Q15 (3 dostawy rozliczone w 3Q).
- W pozycji „Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności” rozpoznane -51m PLN odpisu na wartości udziałów w spółce SGT EUROPOL GAZ S.A.
- Mimo niższego o 327m PLN wyniku brutto wpływ podatku dochodowego na zysk netto w obu kwartałach bliski 190m PLN wskutek wysokiej nominalnej stopy podatkowej w Norwegii.

Podstawowe wyniki finansowe 1-3Q2015



(m PLN)	1-3Q2014	1-3Q2015	Δ%
Przychody ze sprzedaży	22 817	26 695	17%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(17 831)	(21 386)	(20%)
EBITDA	4 986	5 309	6%
Amortyzacja	(1 902)	(2 073)	9%
EBIT	3 084	3 236	5%
Wynik na działalności finansowej	(215)	(154)	(28%)
Zysk netto	2 136	2 157	1%

Przy zmniejszających się cenach ropy naftowej i gazu ziemnego wzrost wyniku EBITDA o 6% dzięki rosnącej efektywności i mniejszemu wpływowi niegotówkowych zdarzeń jednorazowych

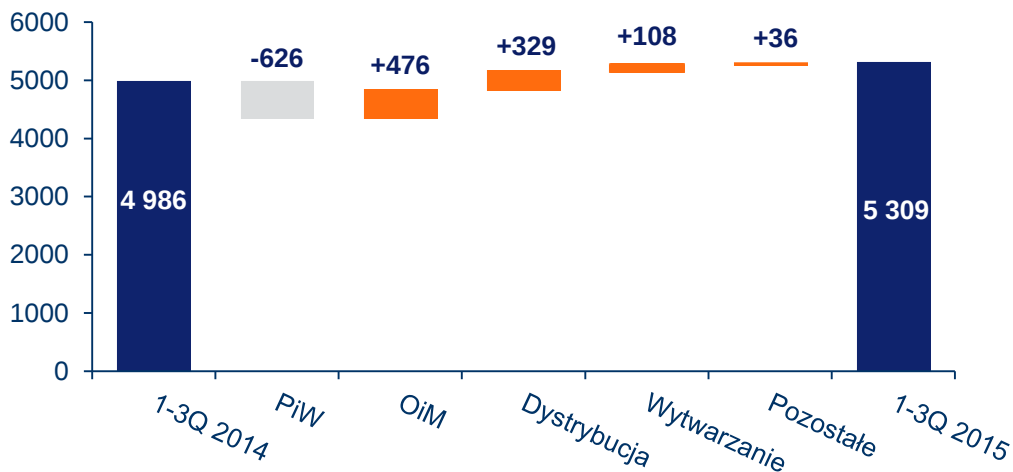
- Przychody ze sprzedaży gazu E wyższe o 4,7 mld PLN, wzrost do 21,1 mld PLN w okresie 1-3Q15, przy wolumenie sprzedaży rosnącym R/R o 4,6 mld m³ do 15,5 mld m³ (wpływ obligo giełdowego).
- Przychody ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu niższe o 633 mln PLN, pomimo zwiększonego o 155 tys. ton R/R wolumenu sprzedaży (konsolidacja aktywów nabytych od firmy Total na norweskim szelfie od 1Q15).
- Wyższe o 4,5 mld PLN koszty zakupu gazu, sięgające 15,9 mld PLN w 9M15 (wpływ obligo) przy ich zmniejszeniu w samym PGNiG SA.
- Wpływ netto zawiązanych/rozwiązanych odpisów, rezerw oraz spisanych negatywów i sejsmiki na -277m w 9M15 wobec -698m w 9M14 (zmiana +421m PLN).
- Wzrost amortyzacji o 171 mln PLN R/R ze względu na zwiększenie skali działalności w Norwegii.
- Podatek dochodowy w P&L zwiększył się o 141m PLN wraz ze wzrostem stopy podatkowej z 26% do 29% (wpływ rozliczeń podatku w Norwegii).

Segmenty – EBITDA 1-3Q2015

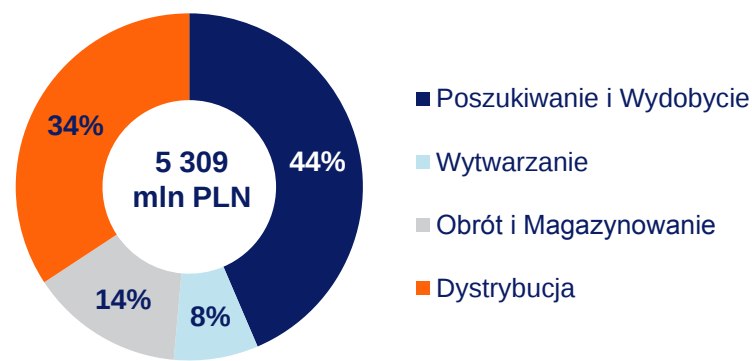
(m PLN)	1-3Q2014	1-3Q2015	Δ%	Udział w wyniku Grupy
Poszukiwanie i Wydobywanie	2 935	2 309	(21%)	44%
Obrót i Magazynowanie	282	758	169%	14%
Dystrybucja	1 485	1 814	22%	34%
Wytwarzanie	309	417	35%	8%
Pozostałe, eliminacje	-25	11	-	-
Razem	4 986	5 309	6%	-

- Obniżenie przychodów ze sprzedaży ropy i kondensatu o 0,6 mld PLN R/R.
- Niższe jednostkowe koszty zakupu gazu oraz dodatnia marża operacyjna gazu E w 1Q15 (1Q15 to 82% wyniku segmentu w 9M15).
- Wzrost taryfy o 3% R/R i wolumenu o 4% R/R
- W 9M15 wpływ bilansowania systemu na +194m PLN wobec +69m PLN rok wcześniej.
- Wyższe ceny ciepła i Ee przy lekkim spadku wolumenów i ograniczonych kosztach zakupu paliw.

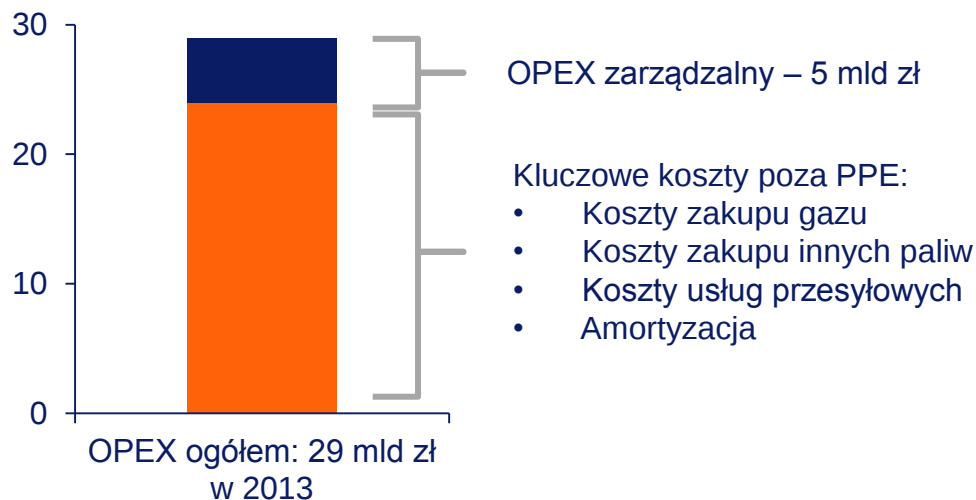
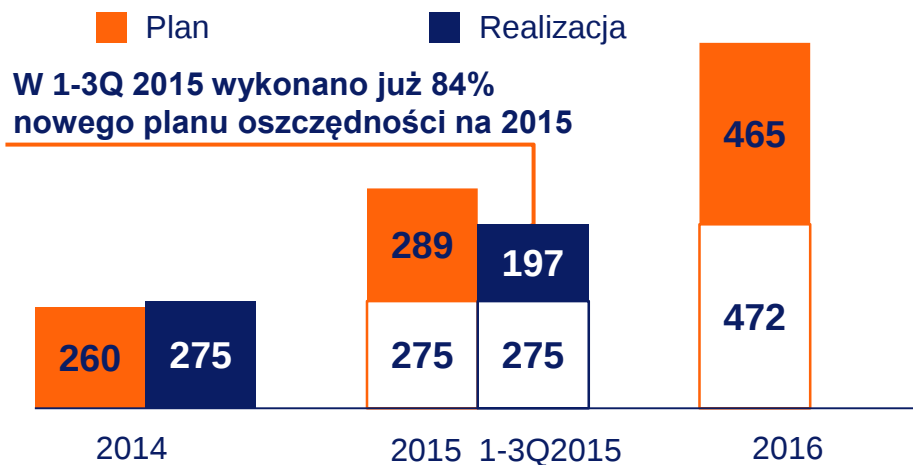
Wzrost EBITDA Grupy PGNiG 1-3Q2014 vs 1-3Q2015



Udział segmentów w wyniku EBITDA GK PGNiG



PPE – zwiększenie celu do 0,94 mld zł w 2016 roku

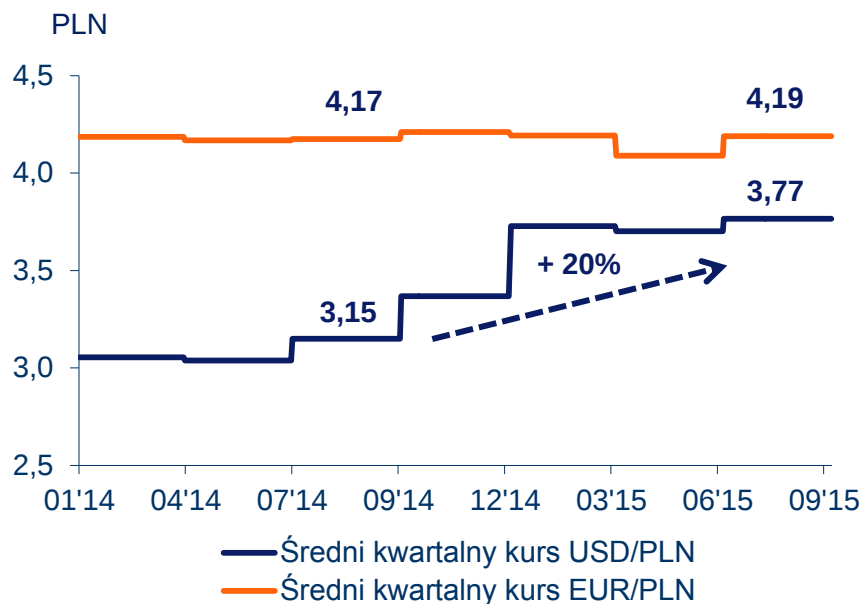


- Wyznaczenie celów poprawy efektywności dla segmentów i spółek Grupy PGNiG
- Zdefiniowanie zakresu i chronologii działań
- Realizacja w perspektywie do końca roku 2016 roku

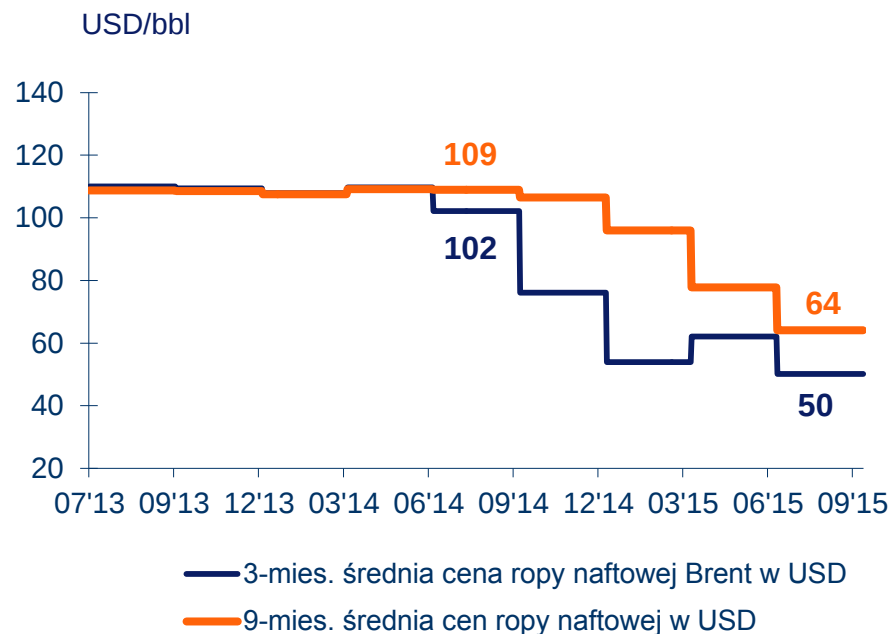
Program prowadzi do trwałej redukcji bazy kosztów zarządalnych we wszystkich kluczowych segmentach Grupy PGNiG o ponad 0,9 mld zł (wzrost o 151 mln zł wobec poprzedniego planu).

Czynniki wpływające na wynik finansowy

Wzmocnienie USD i stabilizacja EUR wobec PLN R/R



9-miesięczna średnia cen ropy w USD obniżyła się w 3Q 2015 o 41% R/R i o 18% Q/Q



Czynniki wpływające na wynik finansowy

Zauważalny wpływ redukcji taryf na przestrzeni ostatnich okresów na cenę sprzedaży gazu. W 3Q 2015 obniżenie średniej regulowanej ceny o 9% R/R.

Cena na wykresie agreguje sprzedaż taryfową PGNiG SA i PGNiG OD do klientów w Polsce. Nie obejmuje transakcji na TGE, wpływu rabatów i sprzedaży gazu bezpośrednio ze złóż.



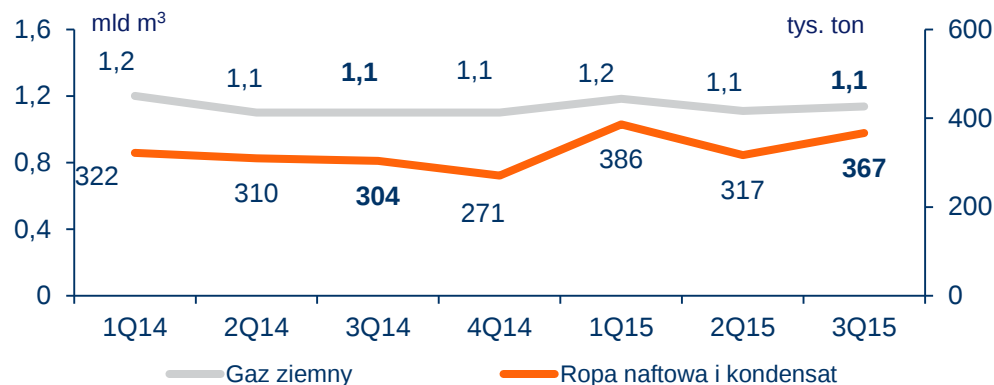
Dominujące pod względem wolumenu terminy kontraktów gazowych na TGE i innych giełdach gazu to kwartał, sezon (lato/zima) i rok kalendarzowy. Rynek spotowy pełni funkcję uzupełniającą.

Segment – Poszukiwanie i Wydobywanie

(m PLN)	3Q2014	3Q2015	Δ%
Przychody ze sprzedaży	1 433	1 179	(18%)
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(439)	(412)	(6%)
EBITDA	994	767	(23%)
Amortyzacja	(277)	(342)	23%
EBIT	716	425	(41%)

- Zmniejszenie przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu (R/R o 0,12 mld PLN) przy spadającej o ponad 41% cenie ropy wyrażonej w PLN oraz 36% wzroście wolumenu sprzedaży do 356 tys. ton.
- Spadek przychodów segmentu z usług geofizycznych i wiertniczych o 134 mln PLN, do 67 mln PLN.
- Zwiększenie amortyzacji w Norwegii o 55m PLN R/R w związku z wyższym wolumenem sprzedaży ropy naftowej (metoda naturalna).

Stabilne wydobywanie gazu ziemnego i zwiększone R/R wydobywanie ropy naftowej w III kwartale 2015



- Wzrost wydobywania ropy naftowej R/R jest wynikiem konsolidacji aktywów przejętych od firmy Total (udziały w złożach Morvin, Vale, Vilje) w porównaniu do 3Q14.
- W 3Q14 przestój remontowy kopalni LMG (w 2015 przestój w 2Q).

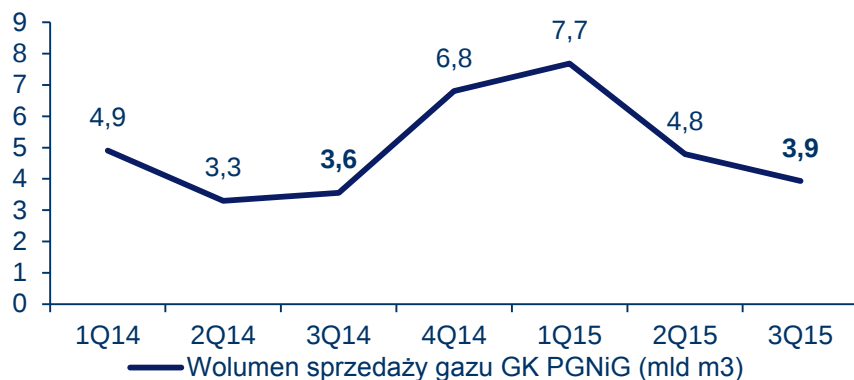
Wpływ niskich notowań ropy naftowej

Segment – Obrót i Magazynowanie (1)

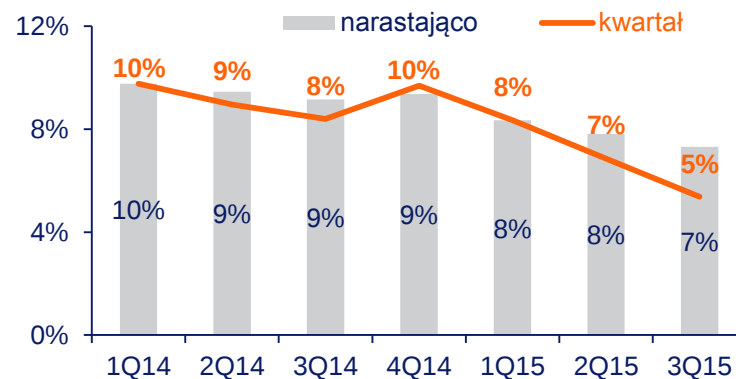
(m PLN)	3Q2014	3Q2015	Δ%
Przychody ze sprzedaży	5 300	5 296	
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(5 175)	(5 362)	4%
EBITDA	125	(66)	
Amortyzacja	(39)	(43)	10%
EBIT	86	(109)	

- Rosnące przychody ze sprzedaży gazu segmentu OiM z 4,8 na 4,9 mld PLN, przy zmienionej strukturze i cenach sprzedaży (obligo giełdowe).
- Udział spółki PST w przychodach ze sprzedaży gazu: 0,57 mld PLN wobec 0,35 mld PLN w 3Q14.
- Udział sprzedaży energii elektrycznej z segmentu w 3Q15 to 0,37 mld PLN wobec 0,48 mld PLN w 3Q14.
- W 3Q15 wpływ zawiązania odpisu na zapasie gazu -19m PLN (utrata kaloryczności w PMG Wierchowice oraz wycena rynkowa). W 3Q14 rozwiązanie odpisu na zapasie gazu na 141m PLN.

Sprzedaż gazu Grupy PGNiG w 3Q2015 wyższa R/R o 0,3 mld m³, w tym wolumen sprzedaży PGNiG SA na TGE większy o 0,2 mld m³



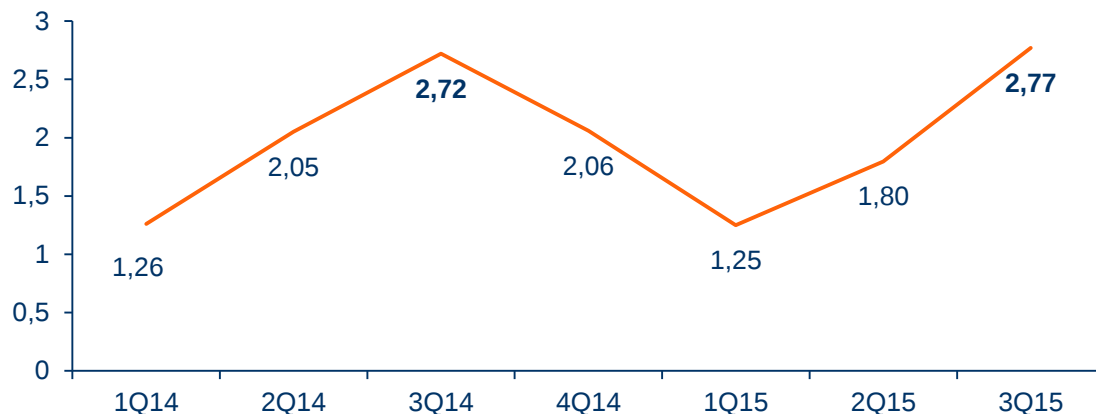
Dodatnia marża na paliwie gazowym (E) w PGNiG SA i PGNiG OD przy ujemnej marży operacyjnej.



Marża na paliwie gazowym E +5% przy marży operacyjnej tego produktu -3% w 3Q2015

Segment – Obrót i Magazynowanie (2)

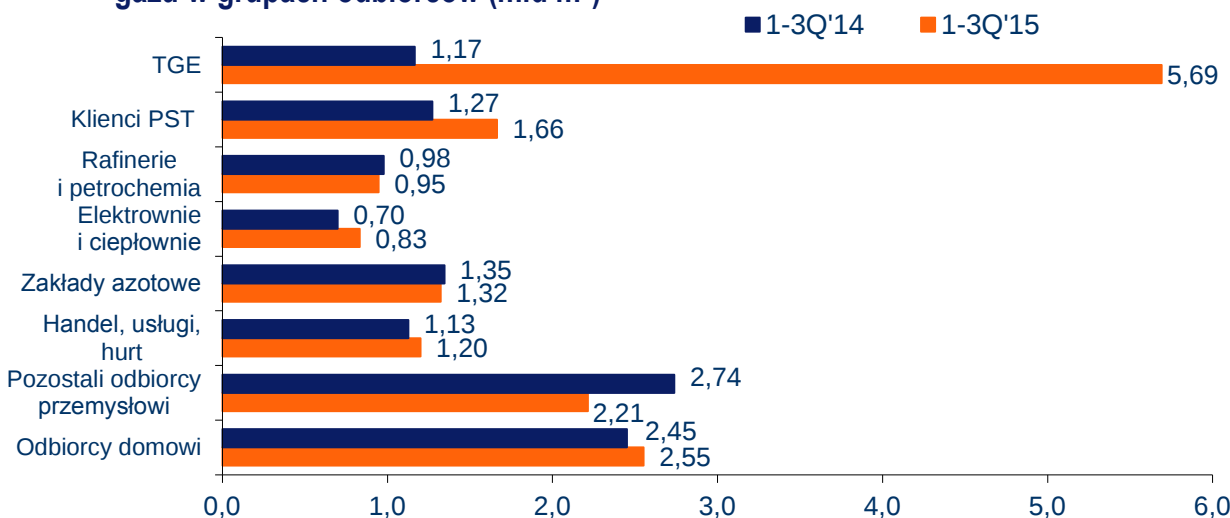
Stan magazynów gazu (mld m³)



- W 3Q15 wyższe niż w 2014r. zatłaczanie gazu do PMG, ze względu na niższe R/R i Q/Q koszty zakupu gazu.

- Import gazu przez PGNiG SA do Polski wzrósł o 12% do 2,4 mld m³ w porównaniu do 3Q14 przy zwiększonym o 0,5 mld m³ pozyskaniu z kierunku wschodniego i zmniejszonym o 0,3 mld m³ z zachodu i południa.

Grupa PGNiG (PGNiG SA, PGNiG Obrót Detaliczny, PST) – wolumen sprzedaży gazu w grupach odbiorców (mld m³)



- Wzrost sprzedaży w grupie elektrociepłowni o 0,13 mld m³ R/R dzięki przywróceniu od maja 2014r. systemu wsparcia dla kogeneracji gazowej.

- Wyhamowanie spadków w grupach zakładów azotowych i rafinerii przy zmniejszającej się sprzedaży do pozostałych odbiorców przemysłowych (różne sektory).

- W 3Q15 mniejsza R/R różnica w cenie sprzedaży gazu w porównaniu do cen giełdowych (rabaty, obniżki taryf).

- Średnia temperatura w kwartale wyższa o 1,6°C R/R; sierpień cieplejszy o 4,3°C.

- PST: zwiększony obrót gazem.

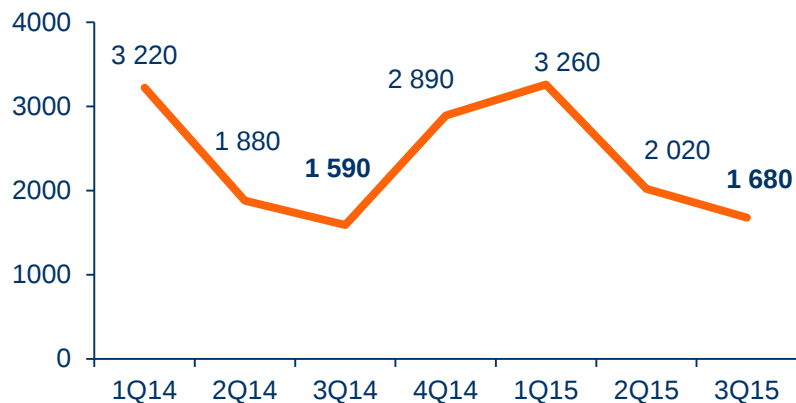
Segment – Dystrybucja



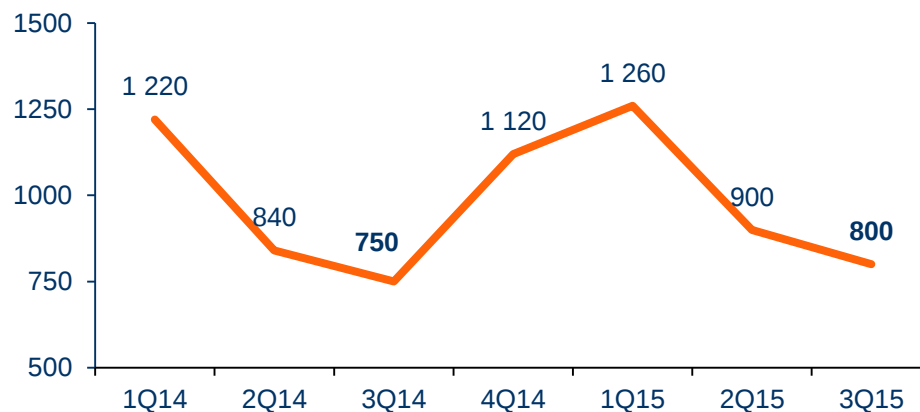
(m PLN)	3Q2014	3Q2015	Δ%
Przychody ze sprzedaży	887	1 030	16%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(514)	(433)	(16%)
EBITDA	372	596	60%
Amortyzacja	(216)	(223)	3%
EBIT	156	373	x2,4

- Wolumen dystrybuowanych gazów o 6% wyższy R/R sięgający 1,68 mld m³ oraz wzrost taryfy o 3% od 1 stycznia br.
- Saldo przychodów i kosztów z tytułu bilansowania systemu na 175m PLN w 3Q15 wobec 59m PLN rok wcześniej. Zgodnie z założeniami temperaturowej metody szacowania sprzedaży w 4Q15 wpływ bilansowania na wynik segmentu powinien być negatywny.
- Niższe koszty świadczeń pracowniczych w związku z redukcją zatrudnienia o ponad 1700 osób R/R.

Wolumen dystrybuowanych gazów (mln m³)



Przychód z usług dystrybucyjnych (mln PLN)

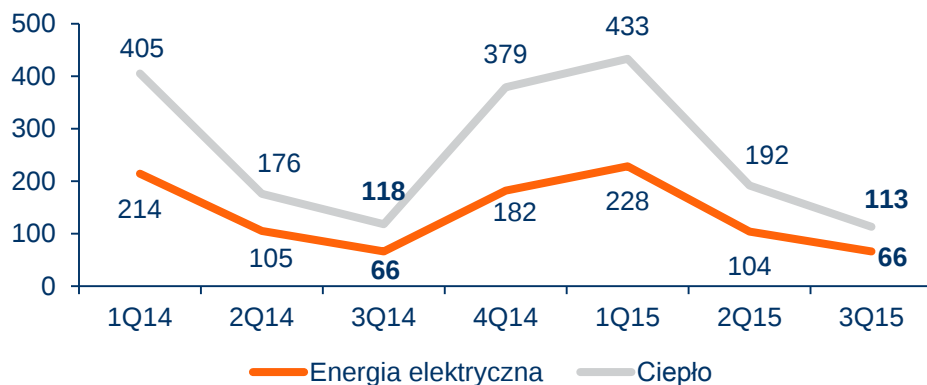


Dobre wyniki stabilnego segmentu

Segment – Wytwarzanie

(m PLN)	3Q2014	3Q2015	Δ%
Przychody ze sprzedaży	291	239	(18%)
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(270)	(234)	(13%)
EBITDA	21	5	(76%)
Amortyzacja	(68)	(74)	9%
EBIT	(47)	(69)	47%

Przychody PGNiG Termika ze sprzedaży ciepła i energii elektrycznej (z produkcji, mln PLN)



Stabilny wynik w sezonowo najslabszym kwartale

- Malejące o 4% przychody ze sprzedaży ciepła: do 0,11 mld PLN przy wolumenie niższym o blisko 6% i przy wzroście taryfy na ciepło od 15.08.15r.
- Zmniejszenie przychodów ze sprzedaży Ee o 34% do 0,10 mld PLN ze względu na ograniczenie obrotu zakupioną Ee (równoległe z korespondującymi z nimi kosztami). Stabilne przychody z wytworzonej Ee: 66 mln PLN w 3Q15 i rok wcześniej, przy wzroście ceny sprzedaży.
- Niższy koszt paliw do produkcji ciepła i Ee.

Wolumen sprzedaży PGNiG Termika w 3Q15 (z produkcji):

- Sprzedaż ciepła na poziomie 2,7 PJ, czyli o 6% mniej R/R.
- Energia elektryczna: 328 GWh, czyli o 15% mniej R/R.

- Zmniejszenie skali obrotu zakupioną Ee.
- Spadek kosztów w spółkach Grupy w związku z redukcją zatrudnienia o 4,1 tys. osób R/R do 25,5 tys., co oznacza zmniejszenie o 14%.
- Ograniczenie kosztów na różnych pozycjach w ramach PPE (m.in. usługi gazownicze, transportowe, wynajmu).
- W 3Q14 rozwiązanie odpisu na zapasach gazu o wartości 141m PLN.
- Wzrost amortyzacji o -55m PLN w spółce norweskiej ze względu na większą R/R sprzedaż ropy naftowej.
- Wzrost wolumenu sprzedaży o 0,4 mld m³ R/R do 3,9 mld m³, przy niższych kosztach jednostkowych zakupu gazu ziemnego. Dla uzyskania porównywalności dane 3Q15 można pomniejszyć pro-forma o 0,31 mld PLN zakupu gazu na TGE przez PGNiG OD w lipcu 2015.
- Wzrost kosztów o 0,16 mld PLN głównie wskutek rosnących: amortyzacji (82m PLN) i kosztu gazu (78m PLN, przy wolumenie sprzedaży wyższym o 0,4 mld m³).

13

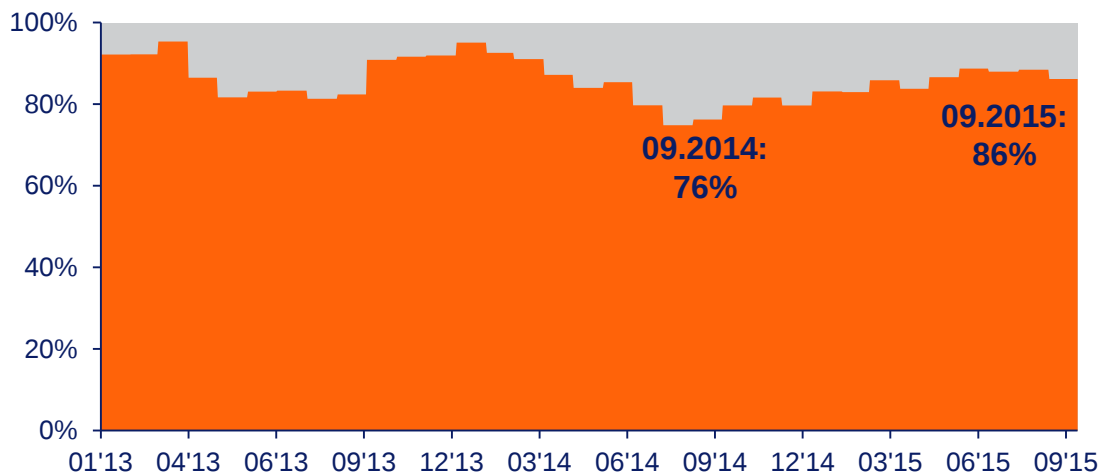
Załączniki



Zmiany na polskim rynku gazu

Wolumen sprzedaży gazu (mln m3)	1-3Q2014	1-3Q2015	Δ%
Grupa PGNiG ogółem	11 805	16 460	39%
PGNiG SA	9 740	9 330	(4%)
w tym PGNiG SA poprzez TGE	1 166	5 525	374%
PGNiG Obrót Detaliczny	751	5 428	x7

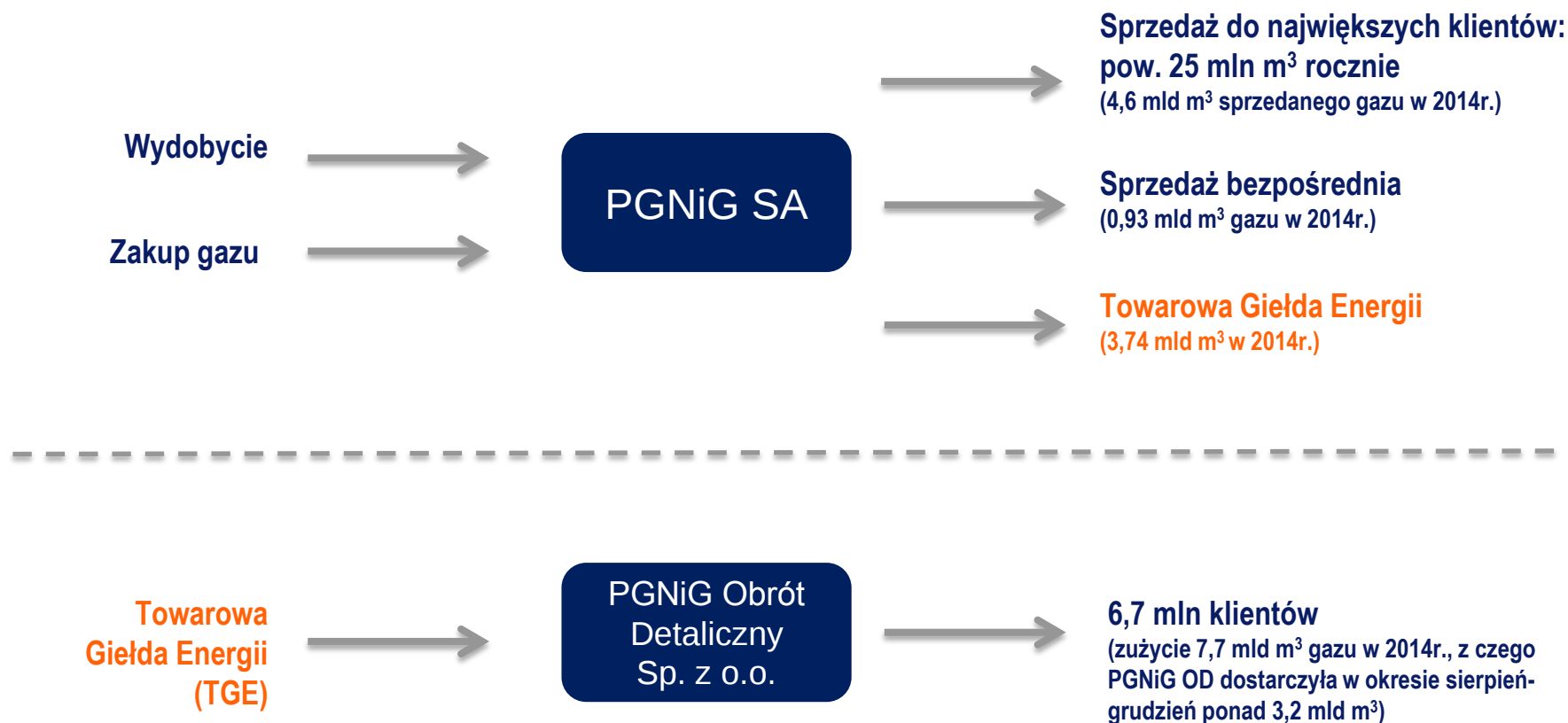
Udział PGNiG w imporcie gazu do Polski*



- Od 01.08.2014r. wolumen sprzedaży gazu przez Grupę PGNiG zawiera zarówno sprzedaż giełdową PGNiG SA, jak i sprzedaż PGNiG OD do klientów końcowych i na giełdzie.
- Sprzedaż PGNiG OD uwzględnia również gaz zaazotowany, który został ujęty w tabeli w ekwiwalencie gazu E.
- Dla uzyskania porównywalności okresów R/R można pro-forma pomniejszyć koszt i przychód o wartość zakupu gazu przez PGNiG OD na TGE w okresie styczeń-lipiec oraz w samym lipcu, który wyniósł odpowiednio 5,1 mld PLN oraz 0,31 mld PLN.
- Dane na wykresie nie wskazują na udział w polskim rynku gazu. Pochodzą one z publikowanych przez OGP Gaz-System wolumenów gazu przesyłanych przez interkonektory i obrazują udział PGNiG SA w przepływach gazu do Polski.

Liberalizacja rynku gazu wpływa na udział PGNiG w imporcie oraz strukturę sprzedaży

Obrót i sprzedaż detaliczna gazu po 1 sierpnia 2014r.



Sprzedaż na TGE realizowana przez PGNiG SA oraz zakupy na TGE przez PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., która rozpoczęła działalność operacyjną 1 sierpnia 2014 roku, **nie podlegają eliminacji w sprawozdaniu skonsolidowanym** i są wykazywane w segmencie Obrót i Magazynowanie.

Dane w przeliczeniu na gaz wysokometanowy (bez eliminacji w ramach Grupy).

Wolumeny operacyjne



WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO GK PGNiG					(mln m3)				
	Q3 2015	Q2 2015	Q1 2015	FY 2014	Q4 2014	Q3 2014	Q2 2014	Q1 2014	FY 2013
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	515	507	501	1 876	440	475	482	479	1 890
w tym w Polsce	359	362	367	1 457	368	361	362	367	1 550
w tym w Norwegii	156	145	134	419	73	114	120	112	340
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	622	602	684	2 627	692	582	650	704	2 692
w tym w Polsce	610	589	671	2 569	677	567	636	690	2 667
w tym w Pakistanie	12	13	13	58	14	15	15	14	25
RAZEM (przeliczony na E)	1 137	1 109	1 185	4 503	1 132	1 057	1 132	1 182	4 582
Wydobycie razem przeliczone na kboe/d	80	79	83	80	79	74	80	85	81
SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO w GK PGNiG					(mln m3)				
	Q3 2015	Q2 2015	Q1 2015	FY 2014	Q4 2014	Q3 2014	Q2 2014	Q1 2014	FY 2013
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	3 674	4 521	7 320	17 261	6 373	3 284	3 078	4 526	15 006
w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG	639	502	522	1 760	488	363	444	465	1 383
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	262	282	401	1 342	424	272	271	375	1 202
RAZEM (przeliczony na E)	3 936	4 803	7 721	18 602	6 797	3 556	3 349	4 900	16 208
w tym sprzedaż bezpośrednio ze złóż	176	175	212	808	212	177	180	238	749
IMPORT GAZU ZIEMNEGO przez PGNiG SA					(mln m3)				
	Q3 2015	Q2 2015	Q1 2015	FY 2014	Q4 2014	Q3 2014	Q2 2014	Q1 2014	FY 2013
Razem	2 398	2 495	2 574	9 700	2 423	2 143	2 594	2 541	10 850
w tym: kierunek wschodni	2 329	2 219	1 833	8 097	1 751	1 805	2 515	2 026	8 734
ROPA NAFTOWA w GK PGNiG					(tys. ton)				
	Q3 2015	Q2 2015	Q1 2015	FY 2014	Q4 2014	Q3 2014	Q2 2014	Q1 2014	FY 2013
Wydobycie ropy naftowej i kondensatu	367	317	386	1 207	271	304	310	322	1 099
w tym w Polsce	204	147	207	789	214	188	184	203	815
w tym w Norwegii	163	170	180	418	57	116	126	119	283
Wydobycie razem przeliczone na kbb/d	29	26	31	24	22	24	25	26	22
Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu	356	372	348	1 169	249	262	373	287	1 106
w tym w Polsce	196	148	217	780	213	181	185	201	809
w tym w Norwegii	160	224	131	389	36	81	188	85	297
PGNiG TERMIKA									
	Q3 2015	Q2 2015	Q1 2015	FY 2014	Q4 2014	Q3 2014	Q2 2014	Q1 2014	FY 2013
Produkcja E.c. netto (sprzedaż) (TJ)	2 701	5 810	15 055	36 617	12 980	2 867	5 336	15 434	40 175
Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) (GWh)	328	674	1 394	3 555	1 132	386	648	1 390	3 772