

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA





Wyniki finansowe Grupy PGNiG
za I półrocze i II kwartał 2017 roku



18 sierpnia 2017 r.

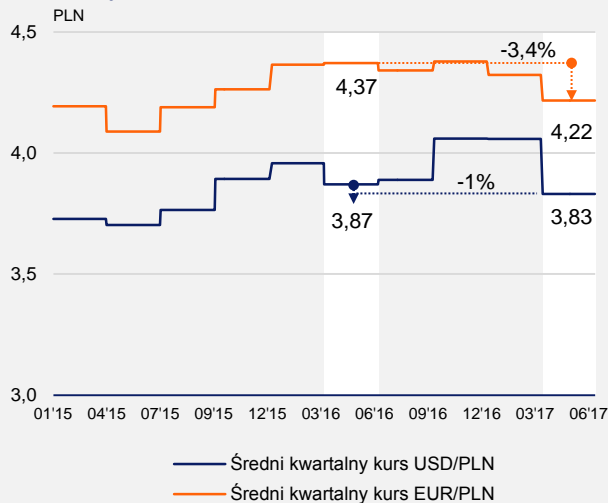


Spis Treści

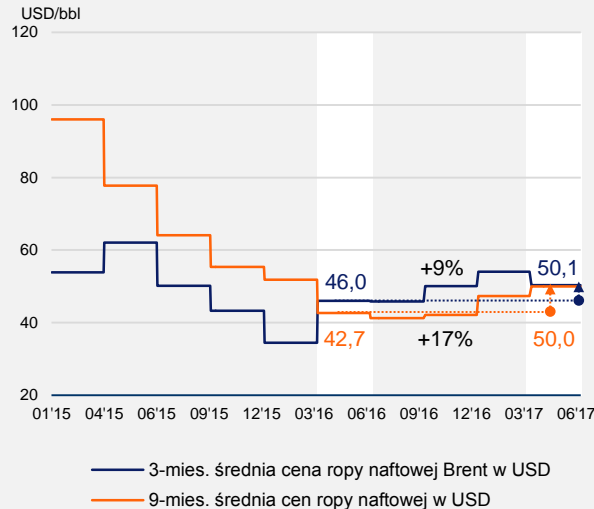
- > 1. Czynniki wpływające na wynik finansowy
- > 2. Podstawowe wyniki finansowe – Q2 2017
- > 3. Segmenty – omówienie:
 -  > Poszukiwanie i Wydobycie
 -  > Obrót i Magazynowanie
 -  > Dystrybucja
 -  > Wytwarzanie
- > 4. Załączniki

Czynniki wpływające na wynik finansowy

- Stabilne USD wobec PLN R/R, słabnące EUR wobec PLN R/R



- 9-miesięczna średnia cen ropy wzrosła w Q2 2017 o 17% R/R



- Wzrost przychodów ze sprzedaży na skutek wysokich wolumenów sprzedaży gazu, przy rosnącym jednostkowym koszcie pozyskania gazu.

- Ceny gazu TGE RDN oraz średnia cena kontraktów ważonych wolumenem

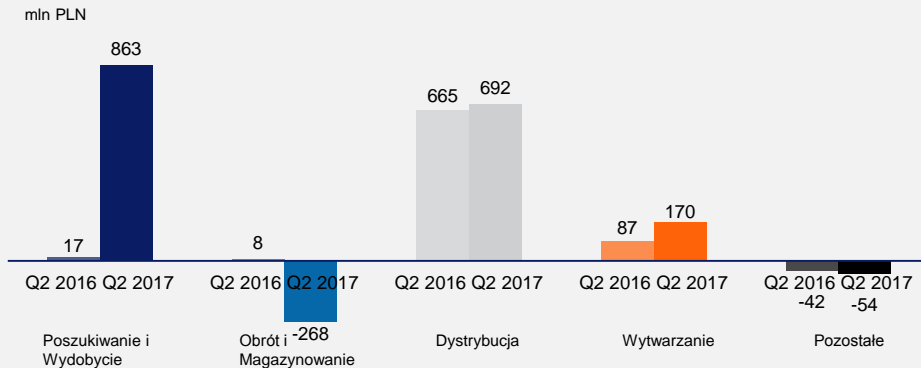


Uwagi:

- Cena sprzedaży na TGE: dominujące pod względem wolumenu terminy kontraktów gazowych na TGE i innych giełdach gazu to kontrakty kwartalne, sezonowe (lato/zima) i roczne. Rynek kontraktów terminowych miesięcznych i tygodniowych oraz rynek spot pełnią funkcję uzupełniającą.
- Ważoną wolumenem średnią kwartalną cenę kontraktów na TGE obliczono na podstawie kwotowań kontraktów z datą realizacji przypadającą na dany kwartał.

Podstawowe wyniki finansowe – Q2 2017

> EBITDA Grupy w podziale na segmenty w Q2 2017 vs Q2 2016



Poszukiwanie i Wydobywanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu R/R o 67 mln PLN (+10%).
- > Odpisy na rzeczowe aktywa trwałe w Q2 2017 +78 mln PLN i -710 mln PLN w Q2 2016.

Obrót i Magazynowanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu o 14% głównie za sprawą wzrostu wolumenu o 19%.
- > Zwiększenie odpisu na zapasie gazu w Q2 2017 o -21 mln PLN wobec częściowego odwrócenia odpisu na zapasie gazu w Q2 2016 na +51 mln PLN (stan odpisu na koniec Q2 2017 wyniósł 88 mln PLN).

Dystrybucja

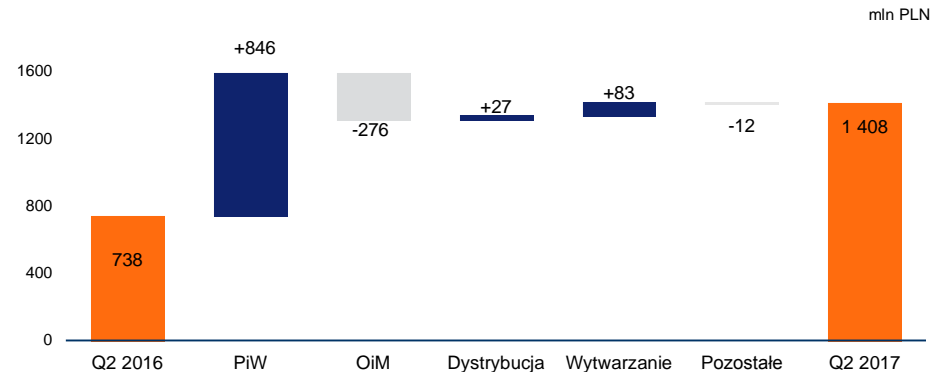
- > Wzrost wolumenu dystrybucji o 19% R/R w Q2 2017 i przychodów z usługi dystrybucyjnej o 10% R/R.

Wytwarzanie

- > Wzrost wolumenów sprzedaży ciepła i energii elektrycznej (z produkcji własnej) o ponad 25%.

[mln PLN]	Q2 2016	Q2 2017	Δ%
Przychody ze sprzedaży	6 369	7 165	12%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(5 631)	(5 757)	2%
EBITDA	738	1 408	91%
<i>EBITDA (bez odpisów akt. rzecz. akt. trw.)</i>	1 463	1 352	(8%)
Amortyzacja	(665)	(640)	(4%)
EBIT	73	768	10x
Wynik na działalności finansowej	(68)	(10)	(85%)
Zysk netto	(115)	499	5x

> Wzrost EBITDA Grupy PGNiG w Q2 2016 vs Q2 2017*



*Zmiany nie uwzględniają uzgodnienia do danych skonsolidowanych

Segment – Poszukiwanie i Wydobywanie

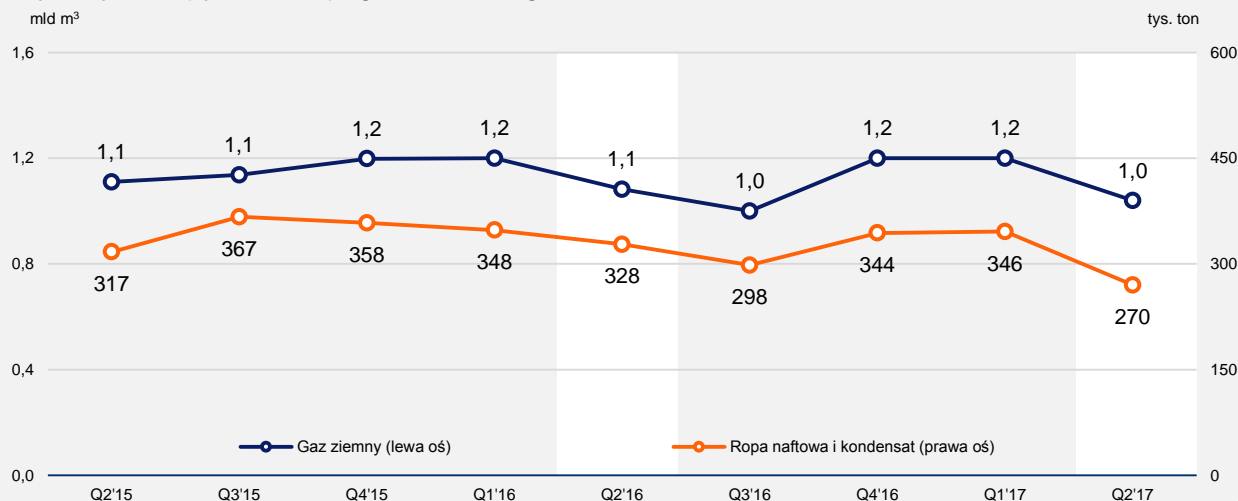
[mIn PLN]	Q2 2016	Q2 2017	Δ%
Przychody ze sprzedaży	1 232	1 294	5%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(1 215)	(431)	(65%)
EBITDA	17	863	50x
<i>EBITDA (bez odpisów akt. rzecz. akt. trw.)</i>	727	785	8%
Amortyzacja	(290)	(257)	(11%)
EBIT	(273)	606	(3x)

- Wzrost przychodów podążający za cenami ropy i gazu

Komentarz:

- Zwiększenie przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu (R/R o 5 mln PLN) przy rosnącej o blisko 8% średniej kwartalnej cenie ropy wyrażonej w PLN oraz spadku wolumenu sprzedaży o -6% R/R do 315 tys. ton.
- Wyższe przychody ze sprzedaży gazu w segmencie (R/R o 67 mln PLN) w wyniku wzrostu cen rynkowych gazu, przy stabilnych wolumenach sprzedaży.
- Spisane odwierty negatywne i sejsmika: -81 mln PLN w Q2 2017 przy -36 mln PLN w Q2 2016.
- Odpisy na rzeczowe aktywa trwałe w Q2 2017 bez znaczących zdarzeń jednorazowych (+78 mln PLN). Wysokie odpisy w Q2 2016 (-710 mln PLN).

Wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego w Q2 2017 R/R



Segment – Obrót i Magazynowanie

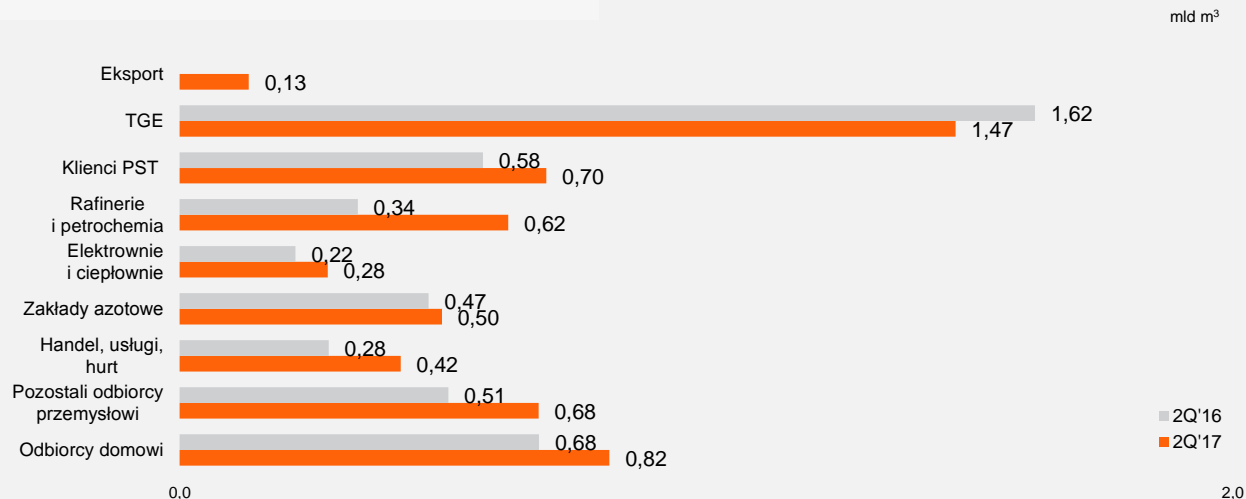
[mIn PLN]	Q2 2016	Q2 2017	Δ%
Przychody ze sprzedaży	5 262	5 887	12%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(5 254)	(6 155)	17%
EBITDA	8	(268)	(35x)
Amortyzacja	(53)	(52)	(2%)
EBIT	(45)	(321)	6x

- Wzrost przychodów w wyniku wzrostu wolumenu przy nieznacznie wyższych cenach rynkowych gazu

Komentarz:

- Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu o 675 mln PLN (do 5,4 mld PLN w Q2 2017) skorelowany z wyższymi cenami sprzedaży gazu oraz wyższym wolumenem.
- Wyższy wolumen sprzedaży do odbiorców przemysłowych zarówno w obrocie detalicznym jak i hurtowym oraz wzrost wolumenu sprzedaży do odbiorców domowych. Niższy wolumen sprzedaży na TGE.
- Udział sprzedaży energii elektrycznej w przychodach w Q2 2017 na poziomie 399 mln PLN, spadek o 58 mln PLN (-13 % R/R).
- Zwiększenie odpisu na zapasie gazu w Q2 2017 o -21 mln PLN wobec częściowego odwrócenia odpisu na zapasie gazu w Q2 2016 na +51 mln PLN (stan odpisu na koniec Q2 2017 wyniósł 88 mln PLN).
- Zwiększenie rezerwy na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności energetycznej o 15 mln PLN do 40 mln PLN.
- Wpływ transakcji zabezpieczających zakup gazu: -16 mln PLN w Q2 2017 w porównaniu do -202 mln PLN w Q2 2016.

Grupa PGNiG* – wolumen sprzedaży gazu w grupach odbiorców



* Łączny wolumen sprzedaży gazu poza GK PGNiG obejmujący segmenty PiW i OiM

Segment – Dystrybucja

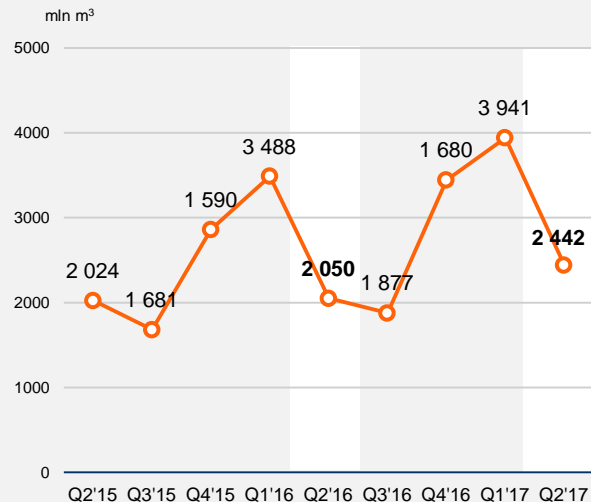
[mln PLN]	Q2 2016	Q2 2017	Δ%
Przychody ze sprzedaży	1 065	1 142	7%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(400)	(450)	13%
EBITDA	665	692	4%
Amortyzacja	(230)	(229)	-
EBIT	435	463	6%

- Wyniki segmentu pod wpływem wzrostu wolumenu dystrybucji gazu

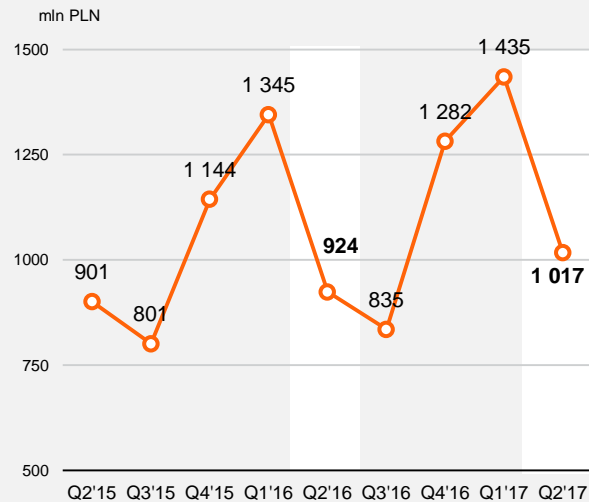
Komentarz:

- Wolumen dystrybuowanego gazu wyższy o 19% R/R sięgający 2,4 mld m³ (nowe przyłącza i niższa temperatura).
- Przychody ze świadczenia usługi dystrybucyjnej wyższe o 92 mln PLN R/R (10%).
- Saldo przychodów i kosztów z tytułu bilansowania systemu wyższe R/R: 172 mln PLN w Q2 2017 wobec 156 mln PLN rok wcześniej.
- Wzrost świadczeń pracowniczych o 82 mln PLN dotyczy przede wszystkim wzrostu zatrudnienia wynikającego ze zmiany struktury organizacyjnej Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. (o 3,5% R/R), zmiany systemu wynagradzania i premiowania oraz przesunięcia wypłaty premii z Q3 2017 na Q2 2017.

Wolumen dystrybuowanych gazów



Przychód z usług dystrybucyjnych



Segment – Wytwarzanie

[mIn PLN]	Q2 2016	Q2 2017	Δ%
Przychody ze sprzedaży	381	408	7%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(294)	(238)	(19%)
EBITDA	88	170	93%
Amortyzacja	(80)	(90)	13%
EBIT	8	81	9x

- Wynik segmentu wsparty akwizycjami oraz wzrostem wolumenu sprzedaży ciepła

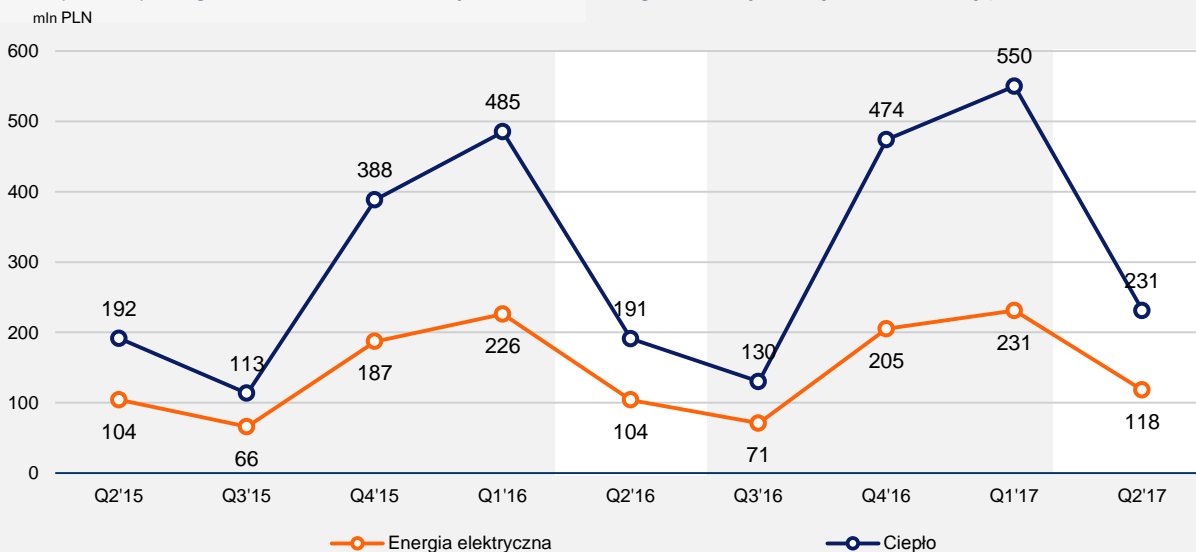
Komentarz:

- Wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła R/R o 21% do poziomu 231 mln PLN przy wolumenie wyższym o 26%.
- Wzrost przychodów ze sprzedaży Ee z wytwarzania R/R o 14 mln PLN do poziomu 118 mln PLN w związku ze wzrostem wolumenu sprzedaży o 25%.
- Wzrost o 23% R/R kosztów zakupu węgla do poziomu -113 mln PLN w Q2 2017.
- Ograniczenie obrotu energią elektryczną w segmencie.

Wolumen sprzedaży w Q2 2017:

- Sprzedaż ciepła poza GK PGNiG na poziomie 6,7 PJ.
- Energia elektryczna z produkcji: 737 GWh.

Przychody segmentu ze sprzedaży ciepła i energii elektrycznej (z produkcji)



Informacje kontaktowe

Marcin Piechota

Kierownik Działu Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 589 43 22

Kom.: +48 885 889 890

faks: +48 22 691 81 23

e-mail: marcin.piechota@pgnig.pl

Piotr Gałek

Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 589 48 46

Kom.: +48 723 235 652

faks: +48 22 691 81 23

e-mail: piotr.galek@pgnig.pl

Aleksander Kutnik

Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 589 47 97

Kom.: +48 723 239 162

faks: +48 22 691 81 23

e-mail: aleksander.kutnik@pgnig.pl

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

ul. M. Kasprzaka 25

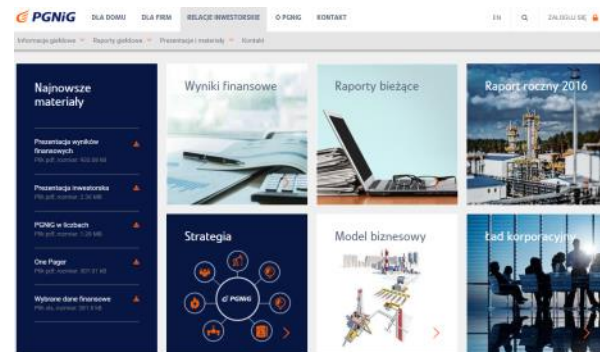
01-224 Warszawa

www.pgnig.pl

Zastrzeżenie

Wszystkie opinie, oceny i prognozy zawarte w niniejszej prezentacji (Prezentacja) są przygotowywane przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo (PGNiG) S.A. na podstawie publicznie dostępnych informacji. Informacje zawarte w Prezentacji mogą ulec zmianie bez wcześniejszego powiadomienia, mogą być niepełne lub skrócone, oraz mogą nie zawierać wszystkich istotnych informacji. Informacje zawarte w niniejszej Prezentacji nie stanowią oferty inwestycyjnej, rekomendacji inwestycyjnej ani oferty świadczenia jakiegokolwiek usługi. Prezentacja zawiera także informacje i oświadczenia, które są związane z przyszłymi, ale nie przeszłymi zdarzeniami. Wszelkie takie wypowiedzi prognozujące oparte są na założeniach i oczekiwaniach PGNiG, ale ze względu na ich przyszły i niepewny charakter noszą ze sobą ryzyko, że w rzeczywistości przyszłe fakty lub wydarzenia mogą się znacznie różnić od tych stwierżeń dotyczących przyszłości, zawartych w Prezentacji. Prezentacja nie powinna być wykorzystywana przy podejmowaniu jakichkolwiek decyzji lub jakichkolwiek działań inwestycyjnych. Aby uzyskać więcej informacji dotyczących PGNiG zajrzyj do jego raportów bieżących i okresowych. PGNiG nie ponosi odpowiedzialności za dokładność, kompletność lub wykorzystywanie informacji zawartych w Prezentacji, i nie zobowiązuje się do jej aktualizacji. Informacje zawarte w niniejszej Prezentacji nie stanowią porady prawnej lub innej profesjonalnej porady.

› Więcej informacji



Strona Relacji Inwestorskich

www.ri.pgnig.pl



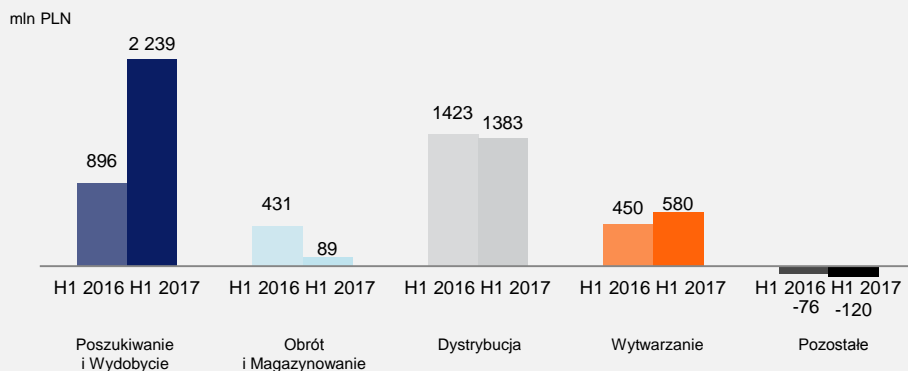
Załączniki

- 1. Podstawowe wyniki finansowe – H1 2017
- 2. Sprzedaż i struktura importu gazu
- 3. Koszty operacyjne
- 4. Zadłużenie i źródła finansowania
- 5. Bilans, rachunek przepływów pieniężnych, wskaźniki finansowe i zatrudnienie
- 6. Wolumeny operacyjne



Podstawowe wyniki finansowe – H1 2017

> EBITDA Grupy w podziale na segmenty w H1 2017 vs H1 2016



Poszukiwanie i Wydobywanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu R/R o 285 mln PLN (+19%)
- > Odpisy na rzeczowe aktywa trwałe w H1 2017 +83 mln PLN vs -657 mln PLN w H1 2016.

Obrót i Magazynowanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu o 8% głównie za sprawą wzrostu ogólnego wolumenu o 14%.
- > Zwiększenie odpisu na zapasie gazu w H1 2017 o 57 mln PLN wobec częściowego odwrócenia odpisu na zapasie gazu w H1 2016 na +218 mln PLN (stan odpisu na koniec Q2 2017 wyniósł 88 mln PLN).

Dystrybucja

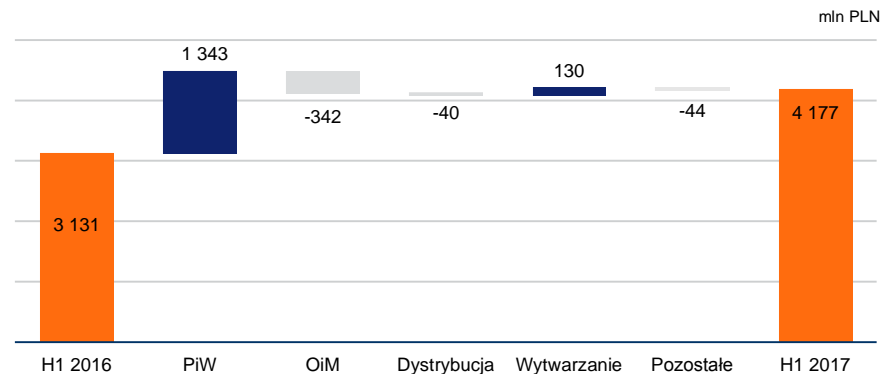
- > Wzrost wolumenu dystrybucji o 15% R/R w H1 2017.
- > W H1 2017 wzrost kosztów świadczeń pracowniczych (565 mln PLN w H1 2017 vs 420 mln PLN w H1 2016).

Wytwarzanie

- > Wzrost wolumenów sprzedaży ciepła o 14% i energii elektrycznej (z produkcji) o 11% w H1 2017.

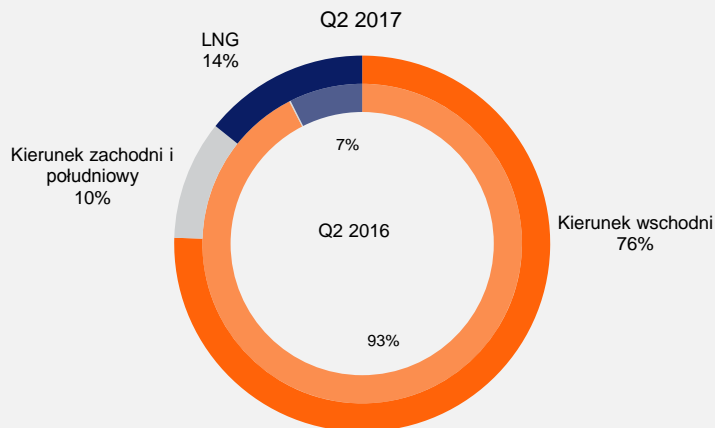
[mln PLN]	H1 2016	H1 2017	Δ%
Przychody ze sprzedaży	17 349	18 817	8%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(14 218)	(14 640)	3%
EBITDA	3 131	4 177	33%
<i>EBITDA (bez odpisów akt. rzecz. akt. trw.)</i>	3 807	4 101	8%
Amortyzacja	(1 337)	(1 335)	(1%)
EBIT	1 794	2 842	58%
Wynik na działalności finansowej	(20)	9	(147%)
Zysk netto	1 271	2 098	65%

> Wzrost EBITDA Grupy PGNiG w H1 2016 vs H1 2017



Sprzedaż i struktura importu gazu

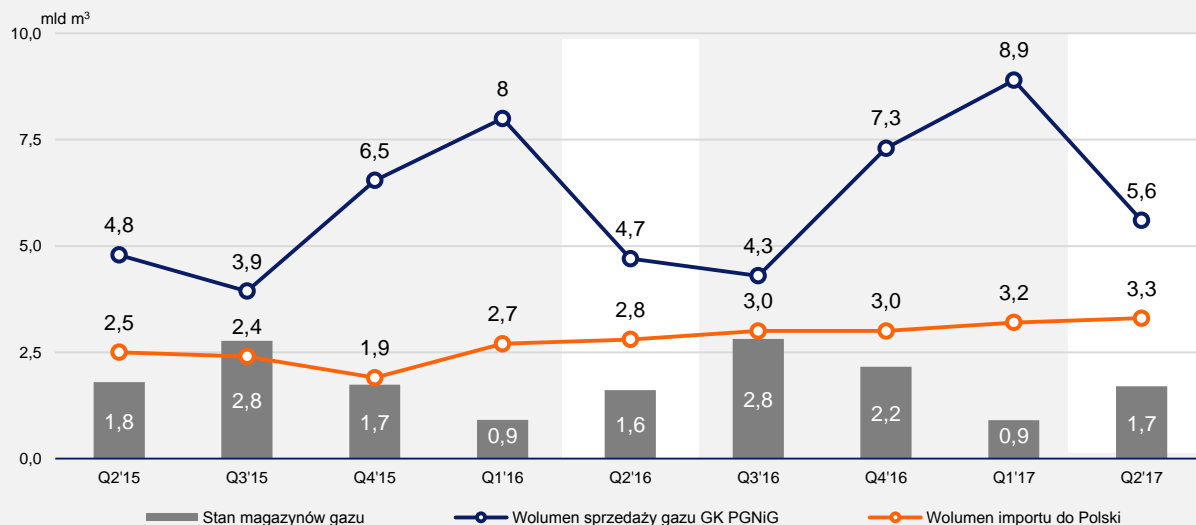
> Struktura importu gazu do Polski w Q2 2017 vs Q2 2016



> Istotny wzrost udziału LNG w strukturze importu w Q2 2017.

> Sprzedaż gazu Grupy PGNiG w Q2 2017 wyższa R/R o 0,9 mld m³, zarówno do odbiorców przemysłowych w obrocie detalicznym i hurtowym, jak i odbiorców domowych.

> Sprzedaż gazu Grupy PGNiG, stan magazynów i wolumen importu



Komentarz:

> Zapas LNG w terminalu: 25 mln m³ (na 30.06.2017 r.).

Koszty operacyjne w Q2 2017 vs Q2 2016

[mIn PLN]	Q2 2016	Q2 2017	Δ%
Paliwa do produkcji ciepła i energii	(105)	(119)	13%
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(389)	(415)	7%
Świadczenia pracownicze	(639)	(672)	5%
Usługa przesyłowa	(271)	(263)	(3%)
Koszt odwiertów negatywnych i sejsmiki	(36)	(81)	125%
Pozostałe usługi obce	(313)	(410)	31%
<i>Usługi gazownicze (w tym regazyfikacja LNG)</i>	<i>(16)</i>	<i>(103)</i>	<i>5x</i>
Pozostałe przychody i koszty operacyjne netto	(914)	(232)	(75%)
<i>Zmiana stanu odpisów</i>	<i>(677)</i>	<i>39</i>	<i>(106%)</i>
<i>-Odpis na zapasy</i>	<i>46</i>	<i>(32)</i>	<i>(170%)</i>
<i>-Odpis aktualizujący wartość składników majątku trwałego</i>	<i>(725)</i>	<i>56</i>	<i>(108%)</i>
<i>Podatki i opłaty</i>	<i>(56)</i>	<i>(43)</i>	<i>(23%)</i>
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	161	229	42%
Amortyzacja	(665)	(640)	(4%)
Koszty operacyjne bez kosztu sprzedanego gazu	(3 171)	(2 603)	(18%)
Koszt sprzedanego gazu	(3 126)	(3 793)	21%
Koszty operacyjne ogółem	(6 297)	(6 396)	2%

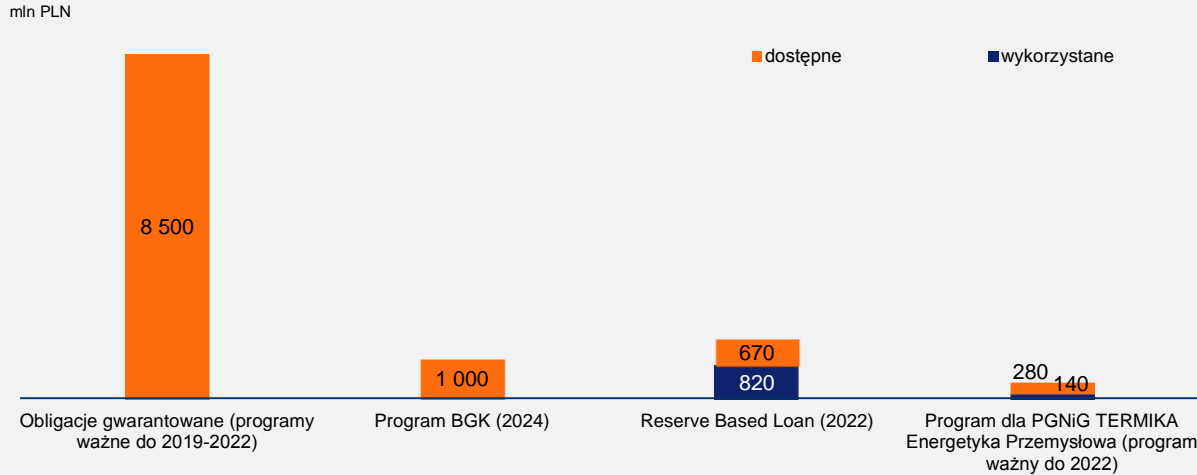
- Wzrost kosztów pozyskania gazu, w tym kosztów regazyfikacji zrekompensowany brakiem negatywnych zdarzeń jednorazowych, jakie miały miejsce w Q2 2016

Komentarz:

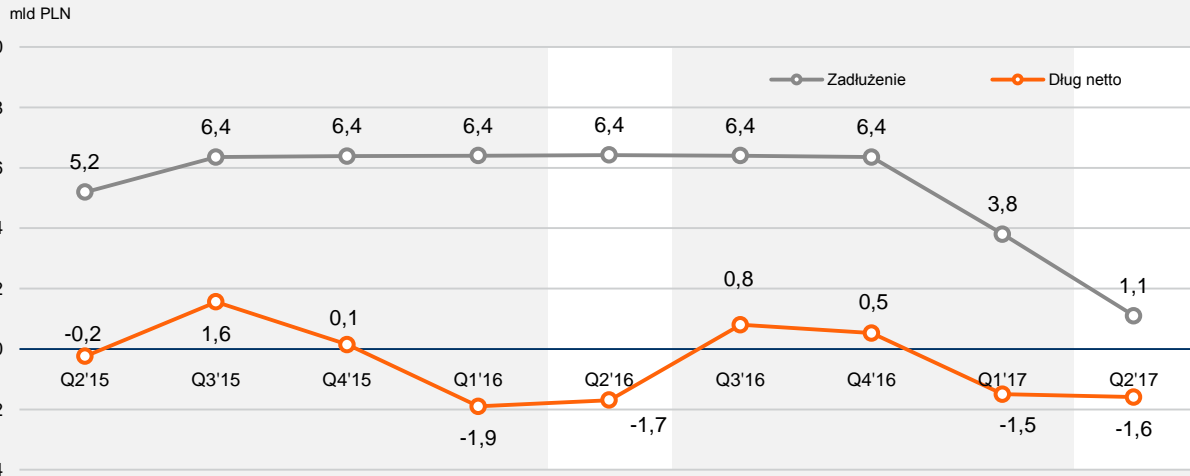
- Niższe R/R pozostałe koszty operacyjne na skutek braku negatywnego wpływu istotnych zdarzeń jednorazowych (w Q2 2016 zawiązanie odpisów aktualizujących na majątek trwały w wysokości -725 mln PLN)
- Wzrost kosztów sprzedanego gazu o 667 mln PLN R/R.
- Wzrost kosztów spisania odwiertów negatywnych i sejsmiki: -81 mln PLN w Q2 2017 vs -36 mln PLN w Q2 2016. W Q2 2017 spisano 4 odwierty negatywne, w Q2 2016 miały miejsce 2 odpisy.
- Wzrost kosztów regazyfikacji (+87 mln PLN R/R) z uwagi na większy udział LNG w wolumenie.
- Spadek kosztów transakcji zabezpieczających ceny gazu o 186 mln PLN (-16 mln PLN w Q2 2017 vs -202 mln PLN w Q1 2017)

Zadłużenie i źródła finansowania

> Źródła finansowania (stan na 30.06.2017)



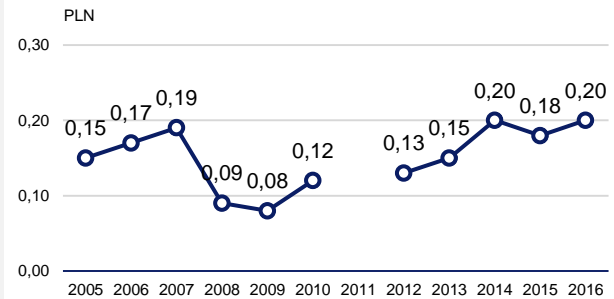
> Zadłużenie na koniec kwartału



Komentarz:

- > Wykupienie w dniu 19 czerwca 5-letnich obligacji krajowych o wartości nominalnej 2,5 mld PLN wraz z należnymi odsetkami – sfinansowane ze środków własnych.

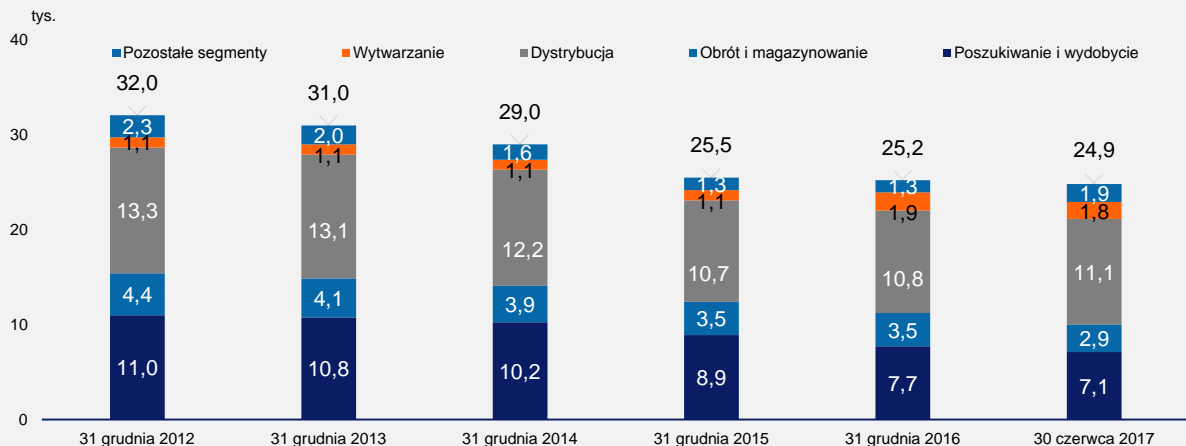
> Dywidenda na akcje



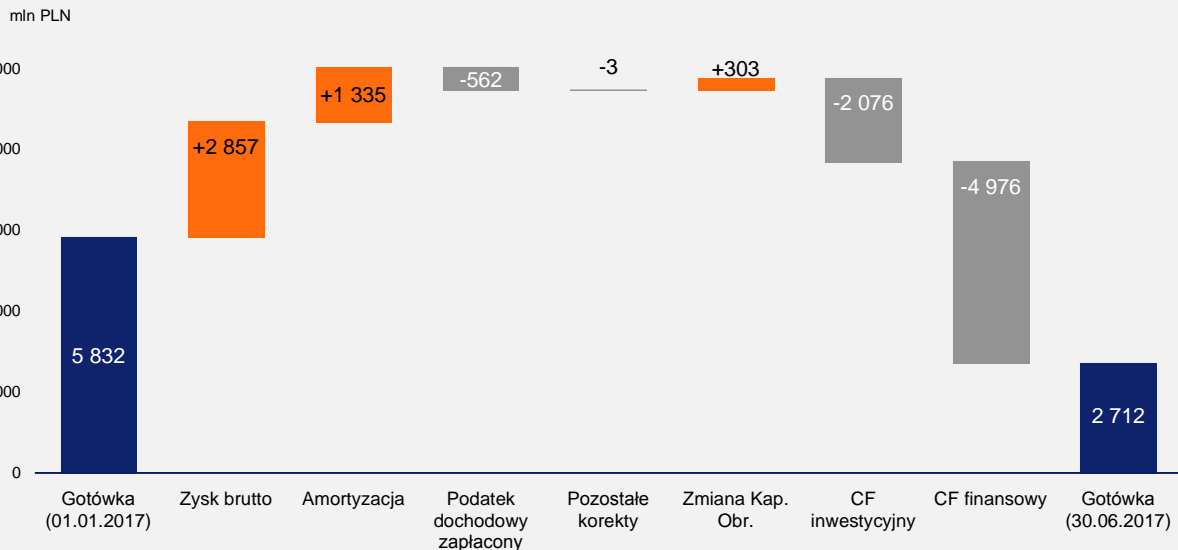
- > Założenie Strategii: wypłata do 50% skonsolidowanego zysku netto w postaci dywidendy w latach 2015-2022 (przy założeniu stabilnej sytuacji finansowej, zabezpieczenia potrzeb inwestycyjnych).

Bilans, rachunek przepływów pieniężnych, wskaźniki finansowe i zatrudnienie

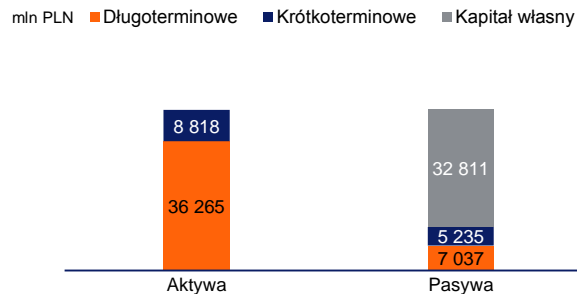
Zatrudnienie (stan na dzień)



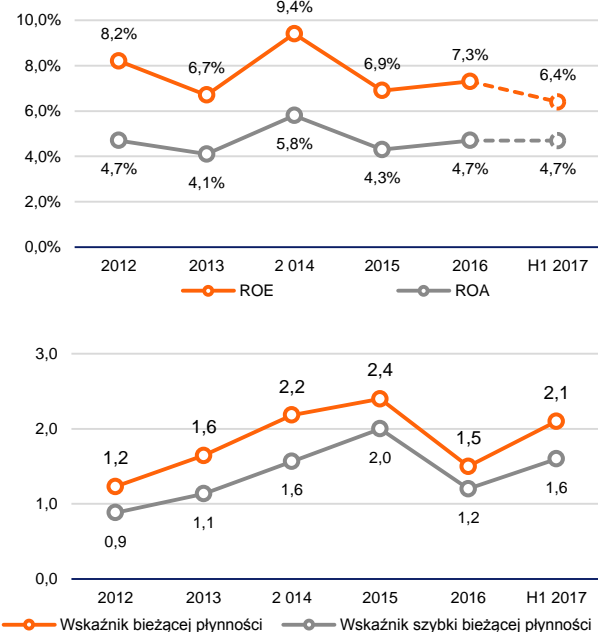
Skonsolidowane przepływy pieniężne (01.01.2017 r. - 30.06.2017 r.)



Bilans Grupy (stan na 30.06.2017 r.)



Rentowność i wskaźniki płynności



Wolumeny operacyjne

WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO GK PGNiG [mln m³]

	H1 2017	Q2 2017	Q1 2017	FY 2016	Q4 2016	Q3 2016	Q2 2016	Q1 2016	FY 2015	Q4 2015	Q3 2015	Q2 2015	Q1 2015
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	944	469	474	1 918	473	450	487	509	2 027	504	515	507	501
<i>w tym w Polsce</i>	656	327	328	1 401	347	346	349	359	1 454	366	359	362	367
<i>w tym w Norwegii</i>	288	142	146	517	126	104	138	150	573	138	156	145	134
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	1 279	567	712	2 540	692	582	596	670	2 564	664	612	602	685
<i>w tym w Polsce</i>	1 213	533	680	2 480	670	570	584	657	2 513	651	601	589	672
<i>w tym w Pakistanie</i>	66	34	32	59	22	12	13	13	52	13	12	13	13
RAZEM (przeliczony na E)	2 222	1 036	1 186	4 458	1 165	1 032	1 083	1 179	4 591	1 168	1 128	1 109	1 186
Wydobycie razem przeliczone na kboe/d	79	73	83	79	82	72	77	84	81	84	80	79	83

SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO w GK PGNiG [mln m³]

GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	13 686	5 290	8 396	22 900	6 923	4 006	4 411	7 560	21 653	6 184	3 662	4 497	7 311
<i>w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG</i>	1 426	693	734	2 511	561	614	571	764	2 311	648	639	502	522
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	781	312	469	1 373	419	244	298	412	1 295	355	261	285	395
RAZEM (przeliczony na E)	14 467	5 602	8 865	24 273	7 342	4 250	4 709	7 972	22 949	6 539	3 922	4 782	7 705
<i>w tym sprzedaż bezpośrednio ze złóż</i>	417	174	243	756	218	137	181	221	736	192	169	169	206

IMPORT GAZU ZIEMNEGO przez PGNiG SA [mln m³]

Razem	6 553	3 334	3 219	11 527	2 968	3 020	2 837	2 702	9 330	1 863	2 398	2 495	2 574
<i>w tym: kierunek wschodni</i>	5 227	2 517	2 709	10 248	2 539	2 429	2 623	2 657	8 155	1 774	2 329	2 219	1 833
<i>w tym: LNG</i>	862	475	387	974	380	384	210	-	-	-	-	-	-

ROPA NAFTOWA w GK PGNiG [tys. ton]

Wydobycie ropy naftowej i kondensatu	616	269	346	1 318	344	298	328	348	1 428	358	367	317	386
<i>w tym w Polsce</i>	365	149	216	764	207	177	176	203	765	207	204	147	207
<i>w tym w Norwegii</i>	251	121	130	555	137	121	152	145	664	151	163	170	180
Wydobycie razem przeliczone na kbb/d	25	22	28	26	27	24	26	28	29	29	29	26	31
Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu	705	316	390	1 347	326	287	336	398	1 391	315	356	372	348
<i>w tym w Polsce</i>	379	161	218	754	198	179	172	205	772	211	196	148	217
<i>w tym w Norwegii</i>	326	154	172	593	127	108	164	193	619	104	160	224	131

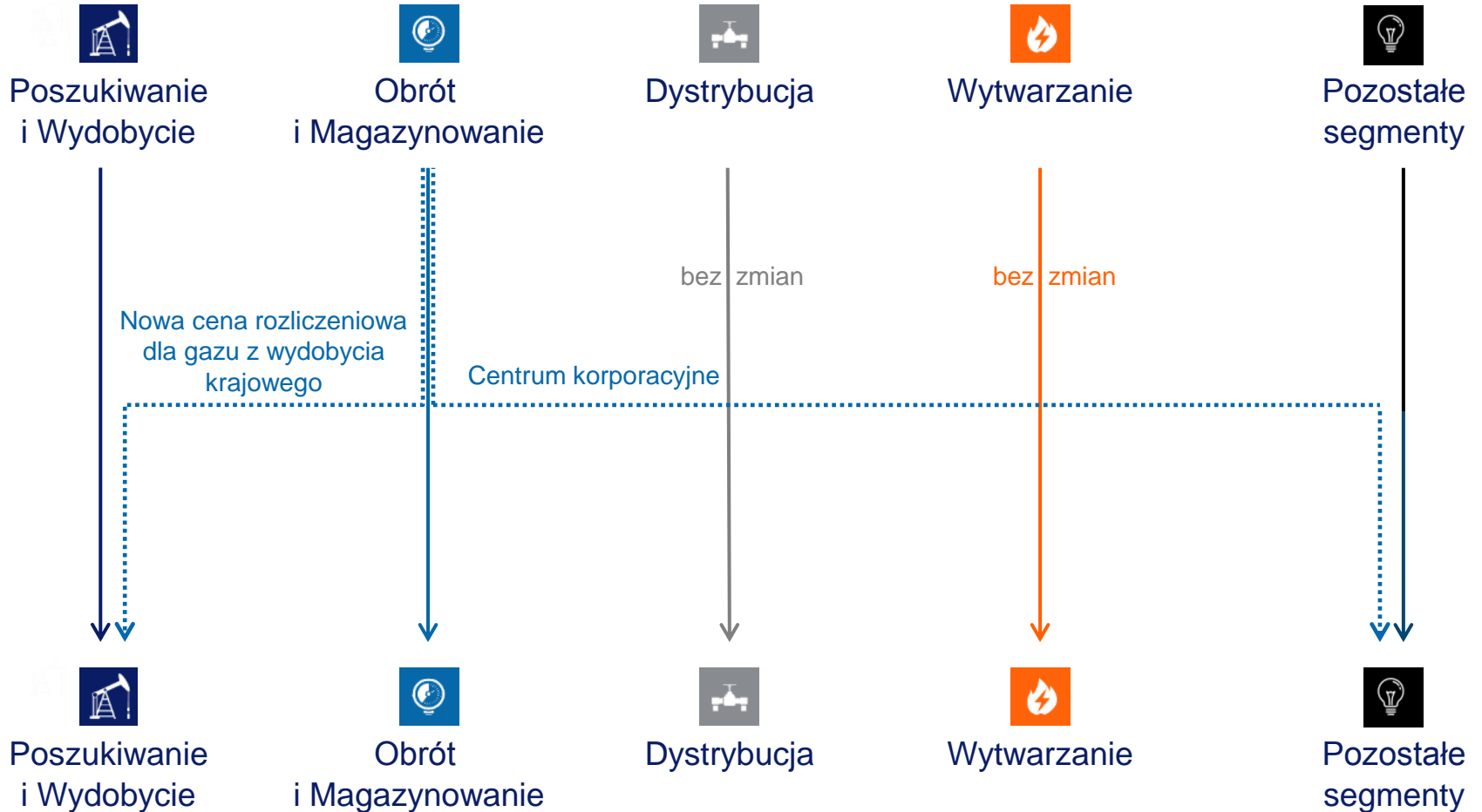
WYTWARZANIE

Produkcja E.c. netto (sprzedaż) [TJ]	24 401	6 732	17 669	39 527	15 079	2 945	5 351	16 152	36 209	12 643	2 701	5 810	15 055
Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) [GWh]	2 195	737	1 458	3 604	1 204	418	591	1 390	3 487	1 136	328	674	1 349

Zmiany w prezentacji segmentów działalności



Zmiana segmentów sprawozdawczych (1/4)



Zmiana segmentów sprawozdawczych (2/4)

1 Metoda ustalenia ceny rozliczeniowej



- > Przekazanie gazu pomiędzy segmentem Poszukiwanie i Wydobywanie a Obrót i Magazynowanie następuje po cenie kalkulowanej jako średnia miesięczna notowań TGE RDN (Rynek Dnia Następnego) pomniejszona o dyskonto gwarantujące segmentowi Obrót i Magazynowanie pokrycie uzasadnionej części kosztów magazynowania gazu wysokometanowego oraz marżę.

2 Wydzielenie centrum korporacyjnego



- > Zarząd PGNiG zdecydował o skorygowaniu wyników finansowych segmentu Obrót i Magazynowanie o przychody i koszty generowane przez Centralę PGNiG S.A. oraz PGNiG Finance AB, które pełnią funkcje wsparcia dla innych segmentów GK PGNiG.
- > Centrum korporacyjne zostało zaprezentowane w „Pozostałych segmentach”

3 Koszty operacyjne – pozostałe pozycje



- > W ramach prowadzonych prac uporządkowano inne pozycje kosztów operacyjnych, kierując się rodzajem prowadzonej działalności.

Skutki zmian [EBITDA 2016 w mln PLN] (3/4)

Dotychczasowy sposób raportowania	Q1 2016	Q2 2016	Q3 2016	Q4 2016	Q1 2017	Q2 2017
Poszukiwanie i Wydobywanie	619	(123)	494	295	-	-
Obrót i Magazynowanie	660	110	(8)	648	-	-
Dystrybucja	758	665	542	594	-	-
Wytwarzanie	362	87	110	199	-	-
Pozostałe segmenty	(10)	(5)	(6)	(40)	-	-
Eliminacje	4	2	5	11	-	-

Reklasyfikacja	Q1 2016	Q2 2016	Q3 2016	Q4 2016	Q1 2017	Q2 2017
Poszukiwanie i Wydobywanie	260	140	159	362	-	-
Obrót i Magazynowanie	(237)	(102)	(133)	(324)	-	-
Dystrybucja	-	-	-	-	-	-
Wytwarzanie	-	-	-	-	-	-
Pozostałe segmenty	(23)	(38)	(26)	(38)	-	-
Eliminacje	-	-	-	-	-	-

Nowy sposób raportowania	Q1 2016	Q2 2016	Q3 2016	Q4 2016	Q1 2017	Q2 2017
Poszukiwanie i Wydobywanie	879	17	653	657	1 376	863
Obrót i Magazynowanie	423	8	(141)	324	358	(268)
Dystrybucja	758	665	542	594	692	692
Wytwarzanie	362	87	110	199	409	170
Pozostałe segmenty	(33)	(42)	(32)	(78)	(66)	(54)
Eliminacje	4	2	5	11	-	5

Skutki zmian [EBITDA 2016 w mln PLN] (4/4)*

