

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

Wyniki finansowe Grupy PGNiG
za III kwartał 2017 roku



LAT
DZIAŁALNOŚCI
PGNiG NA OBSZARZE
NORWESKIEGO
SZELFU KONTYNENTALNEGO

13 listopada 2017 r.

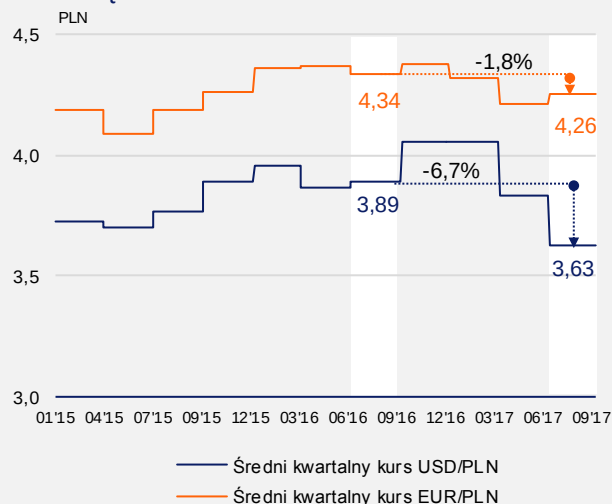


Spis Treści

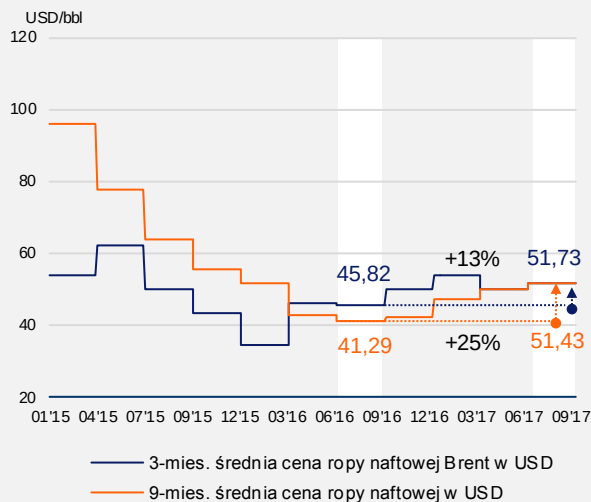
- > 1. Czynniki wpływające na wynik finansowy
- > 2. Podstawowe wyniki finansowe – Q3 2017
- > 3. Segmenty – omówienie:
 -  > Poszukiwanie i Wydobycie
 -  > Obrót i Magazynowanie
 -  > Dystrybucja
 -  > Wytwarzanie
- > 4. Załączniki

Czynniki wpływające na wynik finansowy

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

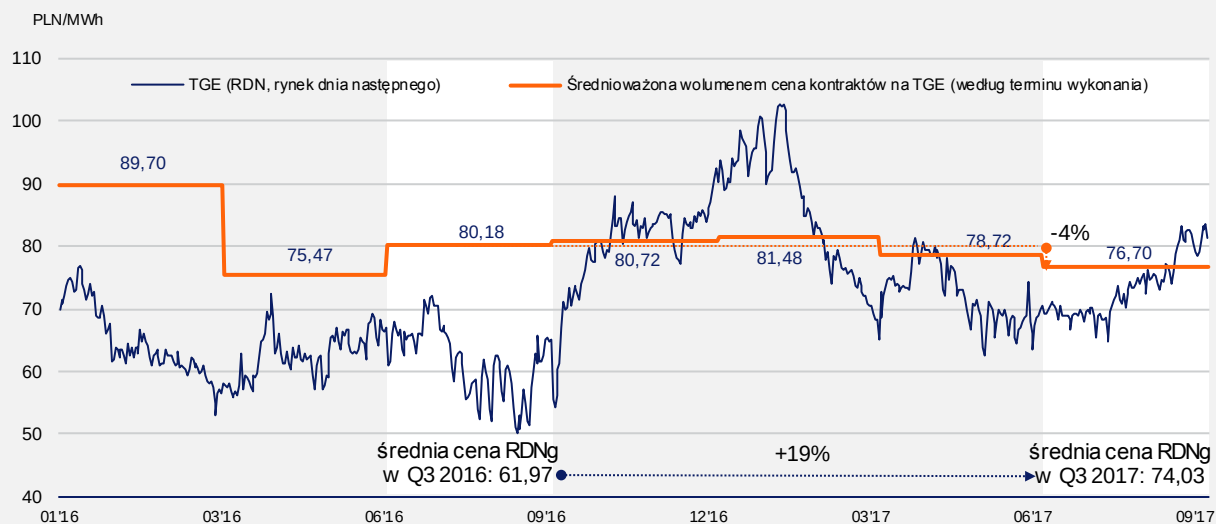


- Wzrost 9-miesięcznej średniej cen ropy w USD o 25% R/R



- Wzrost przychodów ze sprzedaży w wyniku wzrostu cen oraz wolumenów sprzedaży gazu

- Ceny gazu TGE RDN oraz średnia cena kontraktów ważonych wolumenem

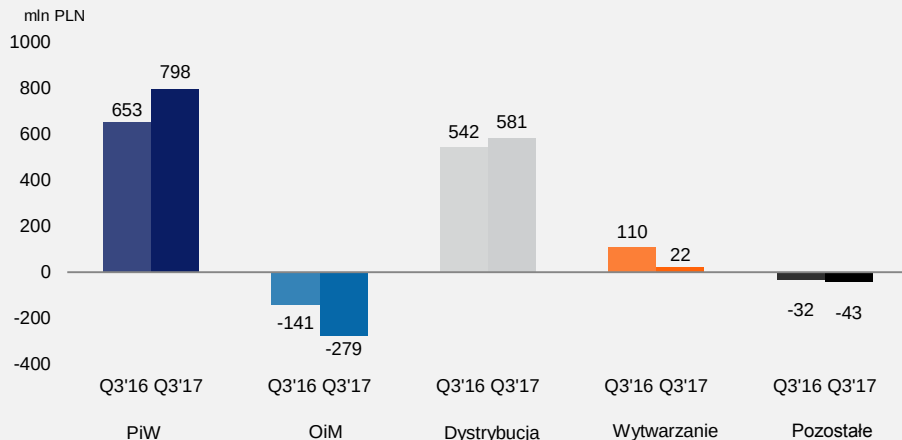


Uwagi:

- 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 Q3 2017

> EBITDA Grupy w podziale na segmenty w Q3 2017 vs Q3 2016



Poszukiwanie i Wydobywanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu R/R o 176 mln PLN (+29%).
- > Odpisy na rzeczowe aktywa trwałe, sejsmikę oraz odwierty negatywne w Q3 2017 -20 mln PLN wobec -35 mln PLN w Q3 2016.

Obrót i Magazynowanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu o 9% głównie za sprawą wzrostu wolumenu o 7%.
- > W Q3 2017 wpływ rozwiązania odpisu na zapasie gazu +64 mln PLN, przy jednoczesnym zawiązaniu odpisu na utratę wartości posiadanych świadectw energetycznych, głównie białych certyfikatów, na -48 mln PLN. W Q3 2016 zwiększenie się odpisu na zapasie gazu na -26 mln PLN (głównie z tytułu wyceny rynkowej gazu w terminalu LNG).

Dystrybucja

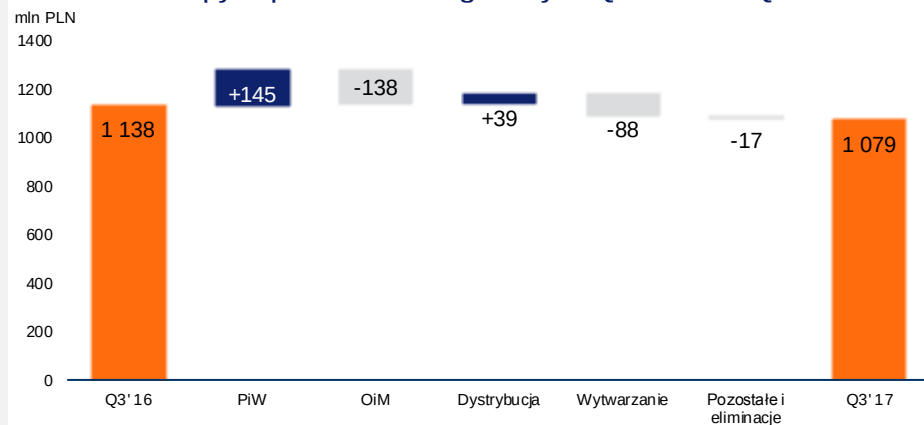
- > Wzrost wolumenu dystrybucji o 5% R/R w Q3 2017 i przychodów z usługi dystrybucyjnej o 6% R/R.

Wytwarzanie

- > Wzrost wolumenów sprzedaży ciepła o 18% R/R i spadek wolumenów sprzedaży energii elektrycznej o 3% R/R (z własnej produkcji).
- > Raportowany wynik zniekształcony przez zdarzenia jednorazowe.

[mln PLN]	Q3 2016	Q3 2017	Δ%
Przychody ze sprzedaży	5 701	6 075	7%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-4 563	-4 996	9%
EBITDA	1 138	1 079	-5%
<i>EBITDA (bez odpisów rzecz. aktywów trwałych)</i>	<i>1 176</i>	<i>1 039</i>	<i>-12%</i>
Amortyzacja	-619	-661	7%
EBIT	519	418	-19%
Wynik na działalności finansowej	7	22	3x
Zysk netto	357	367	3%

> EBITDA Grupy w podziale na segmenty w Q3 2017 vs Q3 2016*



*Eliminacje w Q3 2017: 0 mln PLN oraz w Q3 2016: 6 mln PLN

Segment – Poszukiwanie i Wydobywanie

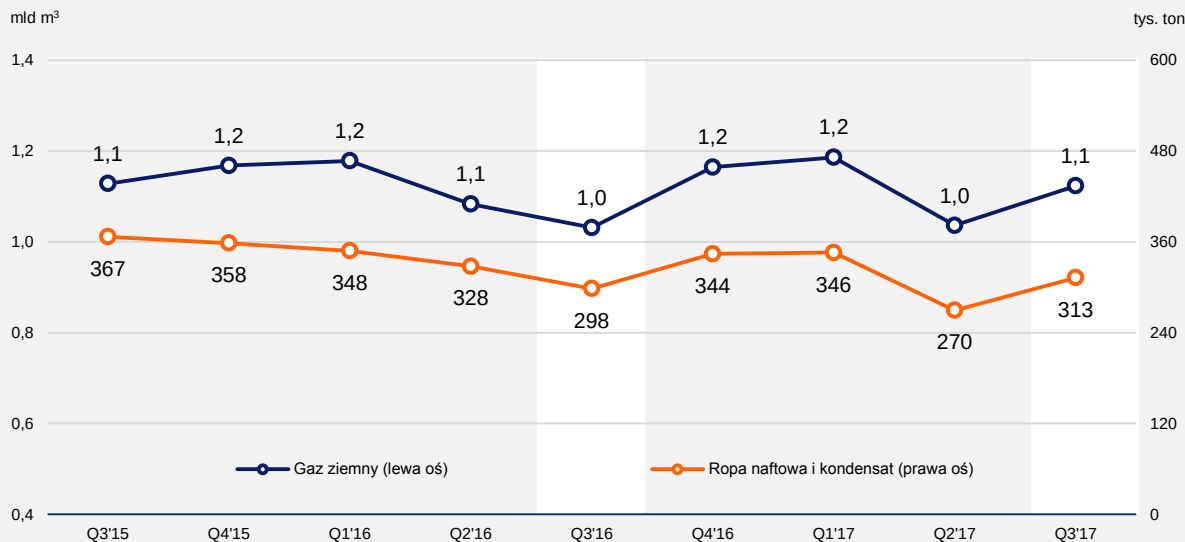
[mln PLN]	Q3 2016	Q3 2017	Δ%
Przychody ze sprzedaży	1 119	1 270	13%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-466	-472	1%
EBITDA	653	798	22%
<i>EBITDA (bez odpisów rzecz. aktywów trwałych)</i>	688	764	11%
Amortyzacja	-237	-258	9%
EBIT	416	540	30%

- Wzrost przychodów podążający za cenami gazu. Niższa sprzedaż ropy w kwartale.

Komentarz:

- Spadek przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu (R/R o 32 mln PLN) mimo wzrostu o 5% średniej kwartalnej ceny ropy wyrażonej w PLN na skutek spadku wolumenu sprzedaży o -12% R/R do 251 tys. ton.
- Wyższe przychody ze sprzedaży gazu w segmencie (+29% R/R, o 176 mln PLN) w wyniku wzrostu cen rynkowych gazu i wyższych wolumenów sprzedaży (R/R +8%).
- Spisane odwierty negatywne i sejsmika: -54 mln PLN w Q3 2017. W Q3 2016 brak odpisów z tego tytułu.
- Odpisy na rzeczowe aktywa trwałe bez znaczących zdarzeń jednorazowych: +34 mln PLN w Q3 2017 vs -35 mln PLN w Q3 2016.

Wolumen wydobywania gazu i ropy naftowej R/R



Segment – Obrót i Magazynowanie

[mln PLN]	Q3 2016	Q3 2017	Δ%
Przychody ze sprzedaży	4 724	5 051	7%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-4 865	-5 330	10%
EBITDA	-141	-279	2x
Amortyzacja	-54	-52	-4%
EBIT	-195	-331	70%

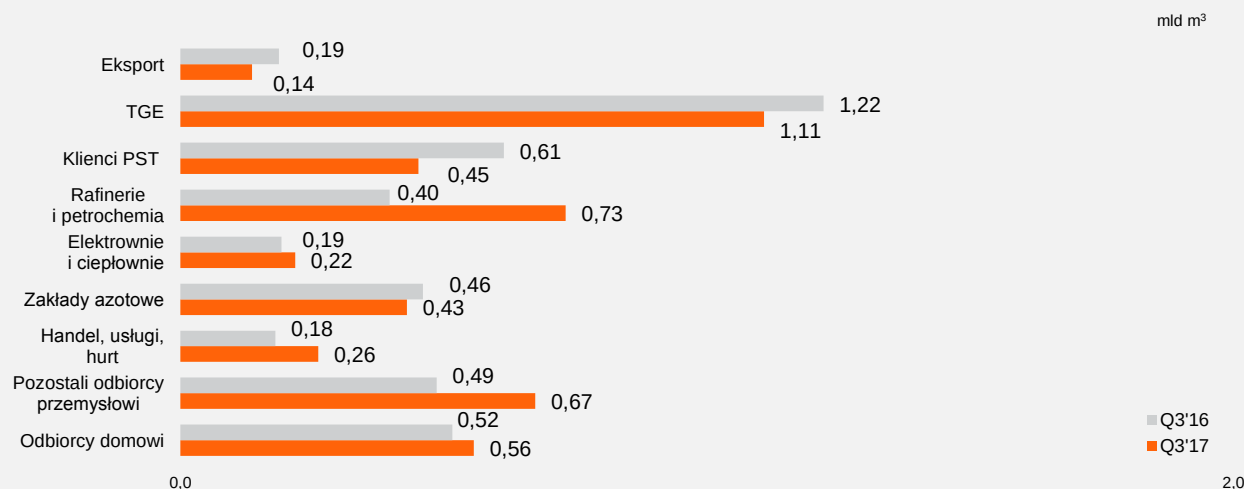
- Wzrost przychodów w wyniku wzrostu wolumenu, przy niższych cenach sprzedaży

Komentarz:

- Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu R/R o 379 mln PLN (do 4,6 mld PLN w Q3 2017) skorelowany z wyższym wolumenem, przy niższej średniej cenie sprzedaży gazu w kontraktach terminowych.
- 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.
- Wzrost wolumenu importu gazu do Polski R/R (Q3 2017: 3,49 mld m³ PLN vs Q3 2016: 3,02 mld m³ PLN) przy spadku importu z kierunku wschodniego.
- Udział sprzedaży energii elektrycznej w przychodach w Q3 2017 na poziomie 407 mln PLN, spadek o 60 mln PLN (-13 % R/R). Jednocześnie spadek kosztów z tytułu energii elektrycznej na cele handlowe.
- Odwroćenie odpisu na zapasie gazu w Q3 2017 r. na +64 mln PLN wobec zwiększonego odpisu o -26 mln PLN w Q3 2016. Stan odpisu: 24 mln PLN.
- Zwiększenie rezerwy na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności energetycznej o 15 mln PLN do 35 mln PLN.
- Zawiązanie odpisu w Q3 2017 z tytułu utraty wartości posiadanych świadectw energetycznych, głównie białych certyfikatów, w wysokości -48 mln PLN.



Grupa PGNiG* – wolumen sprzedaży gazu w grupach odbiorców

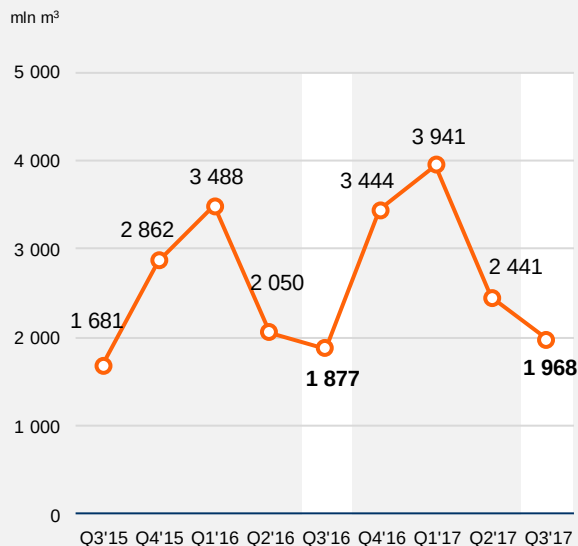


*Łączny wolumen sprzedaży gazu poza GK PGNiG obejmujący segmenty PiW i OiM

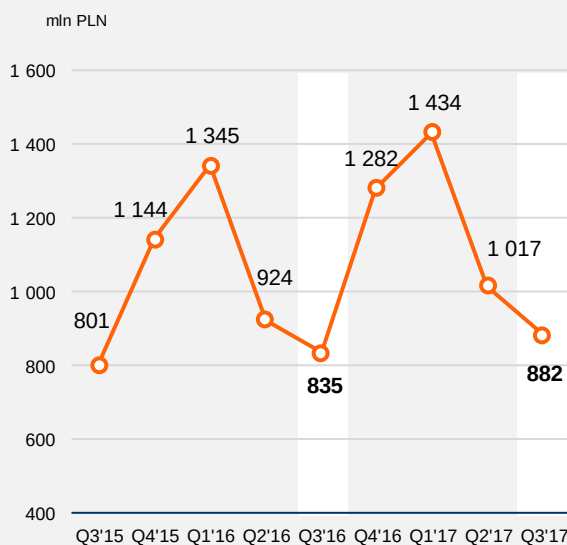
Segment – Dystrybucja

[mln PLN]	Q3 2016	Q3 2017	Δ%
Przychody ze sprzedaży	1 037	1 085	5%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-495	-504	2%
EBITDA	542	581	7%
Amortyzacja	-232	-228	-2%
EBIT	310	353	14%

> Wolumen dystrybuowanych gazów



> Przychód z usług dystrybucyjnych



- > Wyniki segmentu pod wpływem wzrostu wolumenu dystrybucji gazu

Komentarz:

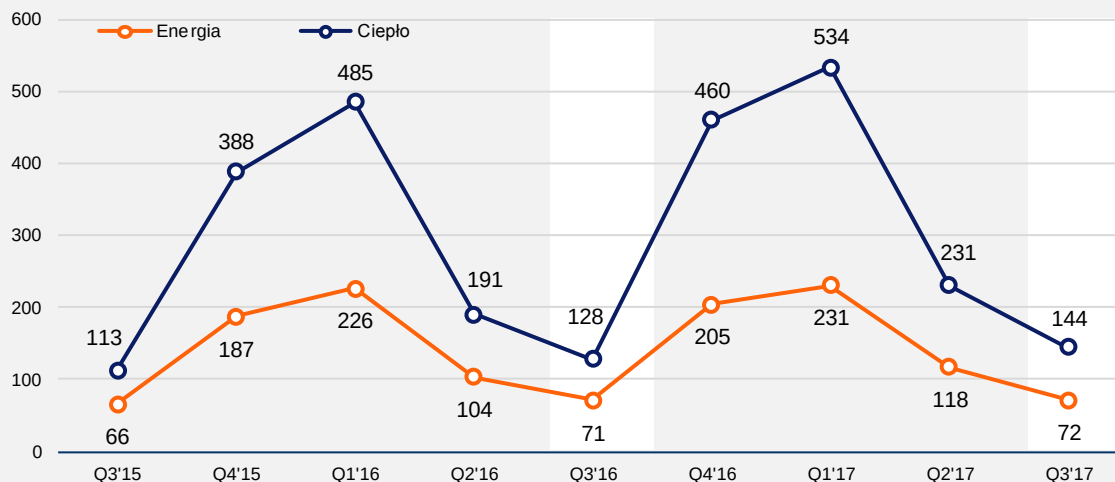
- > Wolumen dystrybuowanego gazu wyższy o 5% R/R sięgający 1,97 mld m³ (głównie na skutek nowych przyłączy).
- > Przychody ze świadczenia usługi dystrybucyjnej wyższe o 47 mln PLN R/R (6%).
- > Saldo przychodów i kosztów z tytułu bilansowania systemu nieznacznie wyższe R/R: 147 mln PLN w Q3 2017 wobec 139 mln PLN rok wcześniej.
- > Wzrost kosztów usługi przesyłowej o 7% R/R sięgający 150 mln PLN.

Segment – Wytwarzanie

[mln PLN]	Q3 2016	Q3 2017	Δ%
Przychody ze sprzedaży	316	262	-17%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-206	-240	17%
EBITDA	110	22	-80%
<i>EBITDA (oczyszczona o zdarzenia jednorazowe)</i>	37	43	16%
Amortyzacja	-83	-110	33%
EBIT	27	-88	-4x

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

mln PLN



> Wynik segmentu pod wpływem zdarzeń jednorazowych

Komentarz:

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła R/R o 13% do poziomu 144 mln PLN przy wolumenie wyższym o 18%.
- > Stabilny poziom przychodów ze sprzedaży Ee z wytwarzania (wzrost o 1% R/R do poziomu 72 mln PLN) przy utrzymującym się wolumenie sprzedaży (spadek o 3% R/R).
- > Stabilne koszty zakupu węgla: -61 mln PLN w Q3 2017 vs -63 mln PLN w Q3 2016.
- > Ograniczenie obrotu energią elektryczną w segmencie.
- > Ujemny wpływ na EBITDA zwiększenia stanu rezerw o 19 mln PLN z poziomu -8 mln PLN na koniec Q3 2016 do -28 mln PLN na koniec Q3 2017.
- > W Q3 2016 wykazany zysk z okazynego nabycia aktywów SEJ w wysokości 73 mln PLN.

Wolumen sprzedaży w Q3 2017:

- > Sprzedaż ciepła poza GK PGNiG na poziomie 3,5 PJ.
- > Energia elektryczna z produkcji: 407 GWh.

Informacje kontaktowe

Marcin Piechota

Kierownik Działu Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 589 43 22

kom.: +48 885 889 890

e-mail: marcin.piechota@pgnig.pl

Piotr Gałek

Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 589 48 46

kom.: +48 723 235 652

e-mail: piotr.galek@pgnig.pl

Aleksander Kutnik

Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 589 47 97

kom.: +48 723 239 162

e-mail: aleksander.kutnik@pgnig.pl

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

ul. M. Kasprzaka 25

01-224 Warszawa

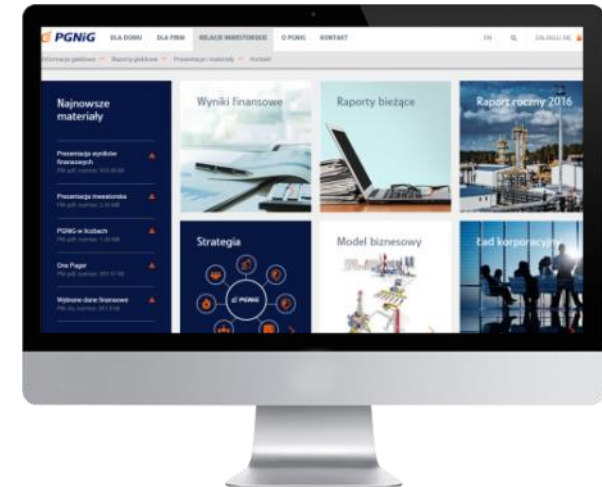
faks: +48 22 691 81 23

www.pgnig.pl

Zastrzeżenie

Wszystkie opinie, analizy 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 jakiejkolwiek 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 stwierdzeń 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



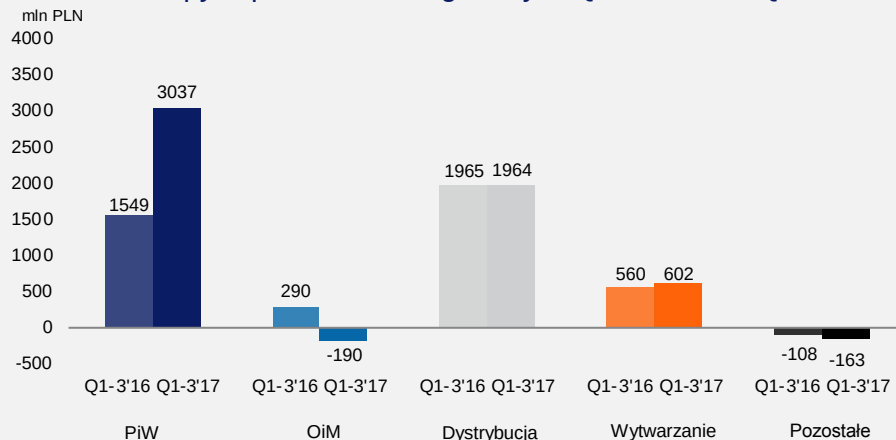
Załączniki

- 1. Podstawowe wyniki finansowe – Q1-3 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 Q1-3 2017

> EBITDA Grupy w podziale na segmenty w Q1-3 2017 vs Q1-3 2016



Poszukiwanie i Wydobywanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu R/R o 461 mln PLN (+22%).
- > Odpisy na rzeczowe aktywa trwałe w Q1-3 2017 +117 mln PLN vs -692 mln PLN w Q1-3 2016.

Obrót i Magazynowanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu o 8% głównie za sprawą wzrostu wolumenu sprzedaży o 11% R/R.
- > W Q1-3 2017 wpływ rozwiązania odpisu na zapasie gazu +7 mln PLN. W Q1-3 2016 wpływ rozwiązania odpisu na zapasie gazu na +194 mln PLN.

Dystrybucja

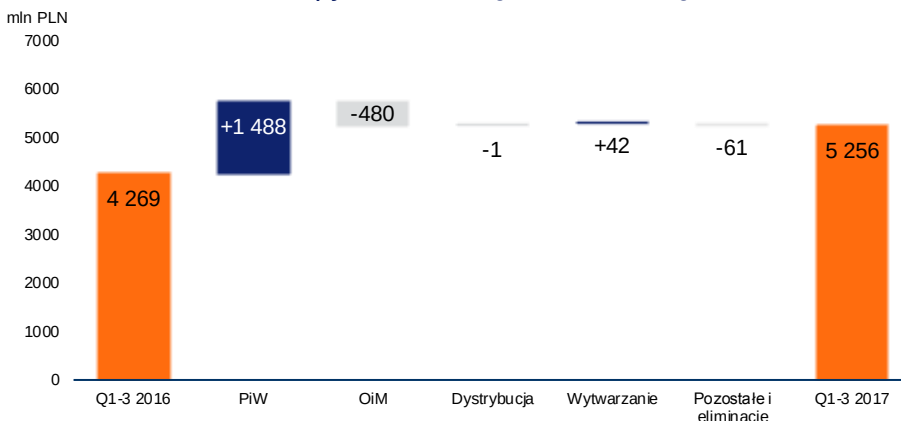
- > Wzrost wolumenu dystrybucji o 13% R/R.
- > W Q1-3 2017 wzrost kosztów świadczeń pracowniczych (816 mln PLN w Q1-3 2017 vs 663 mln PLN w Q1-3 2016) – w wyniku wzrostu zatrudnienia i nowych zasad premiowania w PSG w 2017 r.

Wytwarzanie

- > Wzrost wolumenów sprzedaży ciepła o 14% i energii elektrycznej (z produkcji) o 8% w Q1-3 2017.

[mln PLN]	Q1-3 2016	Q1-3 2017	Δ%
Przychody ze sprzedaży	23 050	24 892	8%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-18 781	-19 636	5%
EBITDA	4 269	5 256	23%
<i>EBITDA (bez odpisów rzecz. aktywów trwałych)</i>	4 983	5 141	3%
Amortyzacja	-1 956	-1 996	2%
EBIT	2 313	3 260	41%
Wynik na działalności finansowej	-13	31	3x
Zysk netto	1 628	2 465	51%

> Wzrost EBITDA Grupy PGNiG w Q1-3 2016 vs Q1-3 2017*

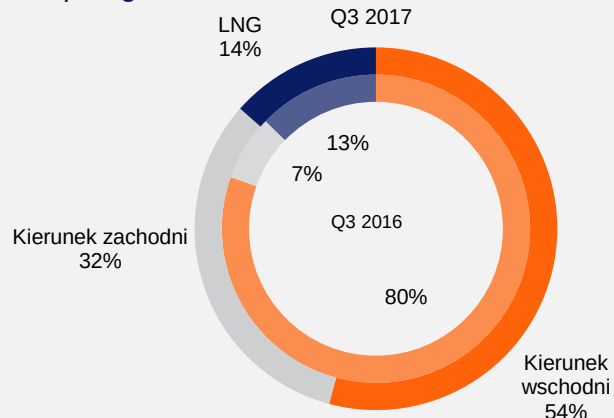


*Eliminacje w Q1-3 2017: 6 mln PLN oraz w Q1-3 2016: 13 mln PLN



Sprzedaż i struktura importu gazu

> Import gazu do Polski



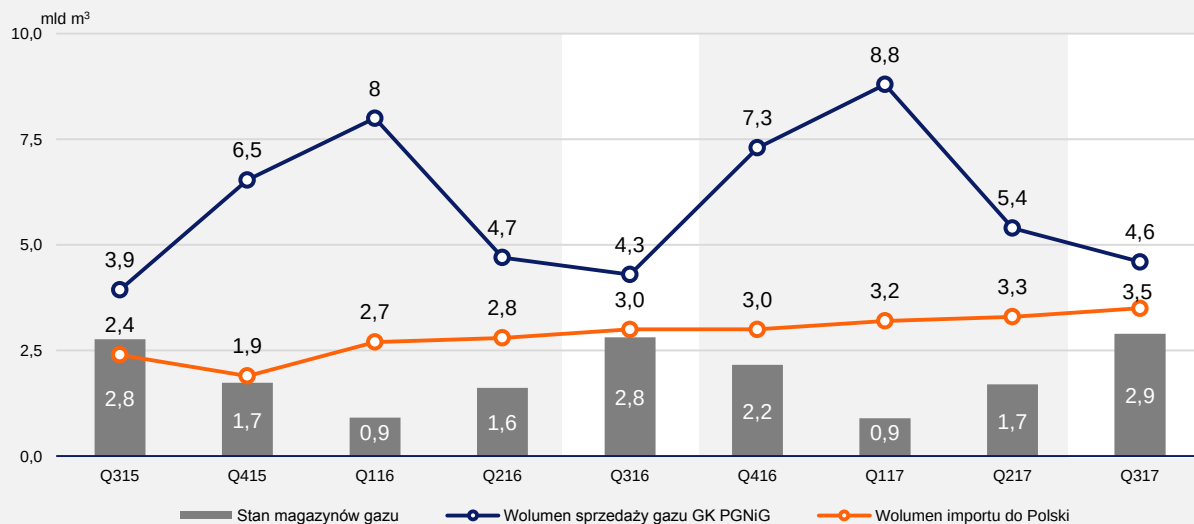
> Sprzedaż gazu poza GK PGNiG według spółek

	[mln m ³]	3Q 2016	3Q 2017	Δ%
Grupa PGNiG:		4 249	4 594	8%
PGNiG SA		2 605	3 021	16%
PGNiG OD		1 028	1 121	9%
PST		614	452	-26%

> Istotny wzrost udziału kierunku zachodniego w strukturze importu w Q3 2017

> Sprzedaż gazu Grupy PGNiG w Q3 2017 wyższa R/R o 0,3 mld m³: wzrost zarówno do odbiorców przemysłowych, jak i domowych

> Sprzedaż gazu Grupy PGNiG, stan magazynów i wolumen importu



Komentarz:

> Zapas LNG w terminalu: 75 mln m³ (stan na 30.09.2017 r.).

Koszty operacyjne w Q3 2017 vs Q3 2016

[mln PLN]	Q3 2016	Q3 2017	Δ%
Koszt sprzedanego gazu	-2 754	-3 073	12%
Paliwa do produkcji ciepła i energii	-68	-77	13%
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	-458	-450	-2%
Świadczenia pracownicze	-611	-590	-4%
Usługa przesyłowa	-264	-283	7%
Pozostałe usługi obce	-375	-426	14%
<i>Usługi regazyfikacji LNG</i>	-84	-90	7%
Podatki i opłaty	-128	-103	-20%
Pozostałe przychody i koszty operacyjne netto*	-69	-200	3x
<i>Zmiana stanu odpisów na zapasy</i>	-36	16	-144%
Odpisy z tytułu utraty wartości rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	-38	-13	-62%
<i>Koszt odwiertów negatywnych i sejsmiki</i>	0	-54	-
<i>Odpisy rzeczowych aktywów trwałych</i>	-37	40	-2x
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	202	219	8%
Amortyzacja	-619	-661	7%
Koszty operacyjne ogółem	-5 384	-5 877	9%
<i>Koszty operacyjne bez kosztu sprzedanego gazu</i>	-2 428	-2 584	6%

- Wzrost kosztów operacyjnych w kwartale, głównie kosztu pozyskania gazu

Komentarz:

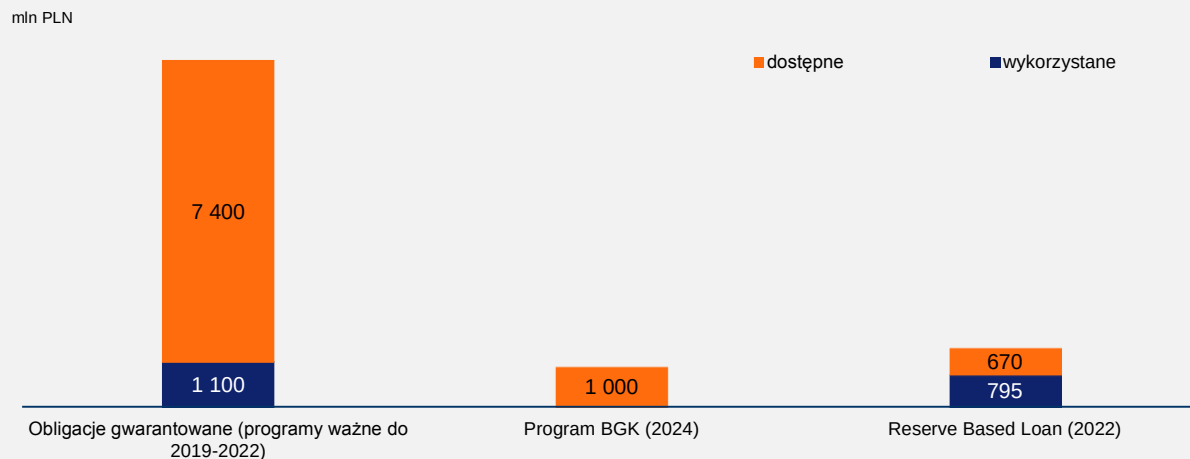
- Wyższe R/R pozostałe przychody i koszty operacyjne (Q3 2017: 200 mln PLN vs Q3 2016: 69 mln PLN). W Q3 2016 wykazany zysk z okazynego nabycia aktywów SEJ w wysokości 73 mln PLN
- Wzrost kosztów sprzedanego gazu R/R o 319 mln PLN (+12%).
- Wzrost kosztów spisania odwiertów negatywnych R/R o 54 mln PLN. W Q3 2017 spisano 3 odwierty negatywne, w Q3 2016 odpisy nie miały miejsca. Brak kosztów spisanej sejsmiki w Q3 2017 i w okresie porównawczym.
- Wzrost kosztów regazyfikacji (+6 mln PLN R/R) z uwagi na większy udział LNG w wolumenie.
- Koszty transakcji zabezpieczających ceny gazu: -28 mln PLN w Q3 2017 vs -16 mln PLN w Q2 2017.



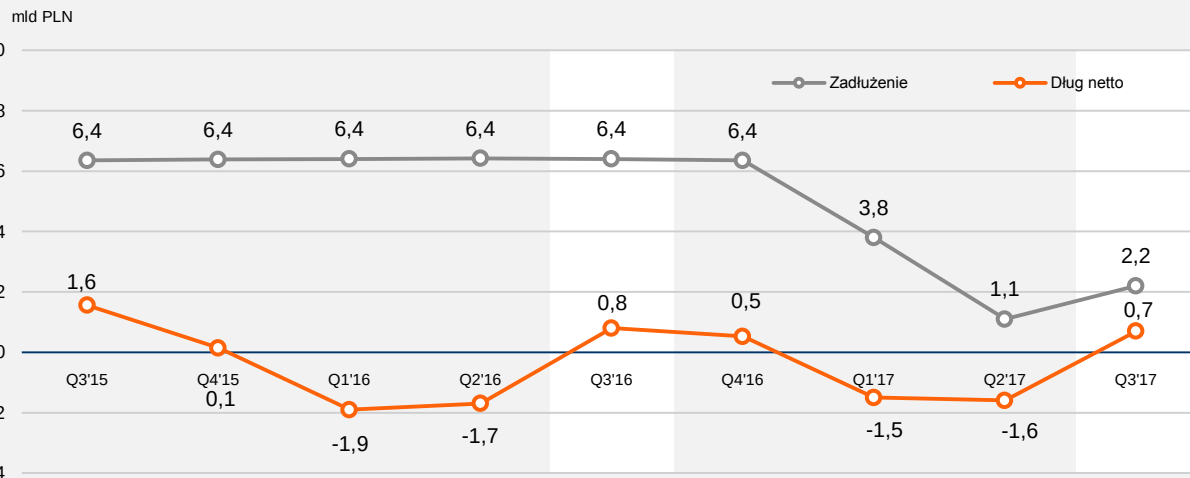
* Pozostałe koszty operacyjne w powyższym zestawieniu nie uwzględniają kosztów z tytułu podatków i opłat oraz odpisów z tytułu utraty wartości rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych

Zadłużenie i źródła finansowania

> Źródła finansowania (stan na 30.09.2017 r.)



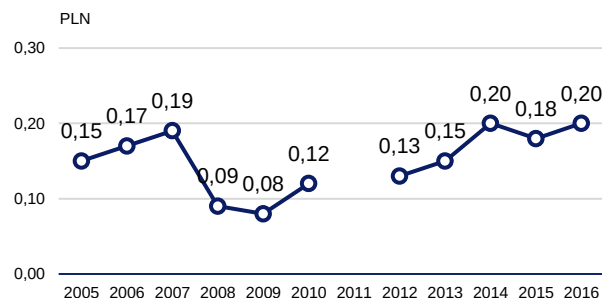
> Zadłużenie na koniec kwartału



Komentarz:

> Dnia 31 sierpnia 2017 roku zostało zawarte porozumienie w sprawie rozwiązania Umowy Programu Emisji Obligacji oraz zwolnienia zabezpieczeń pomiędzy Bankiem Gospodarstwa Krajowego, Alior Bankiem S.A. oraz PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A.

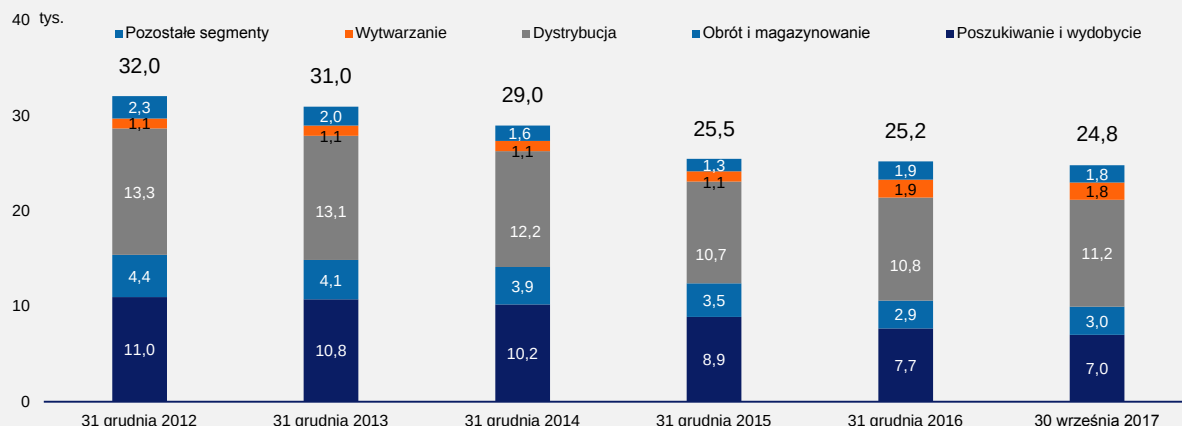
> Dywidenda na akcje



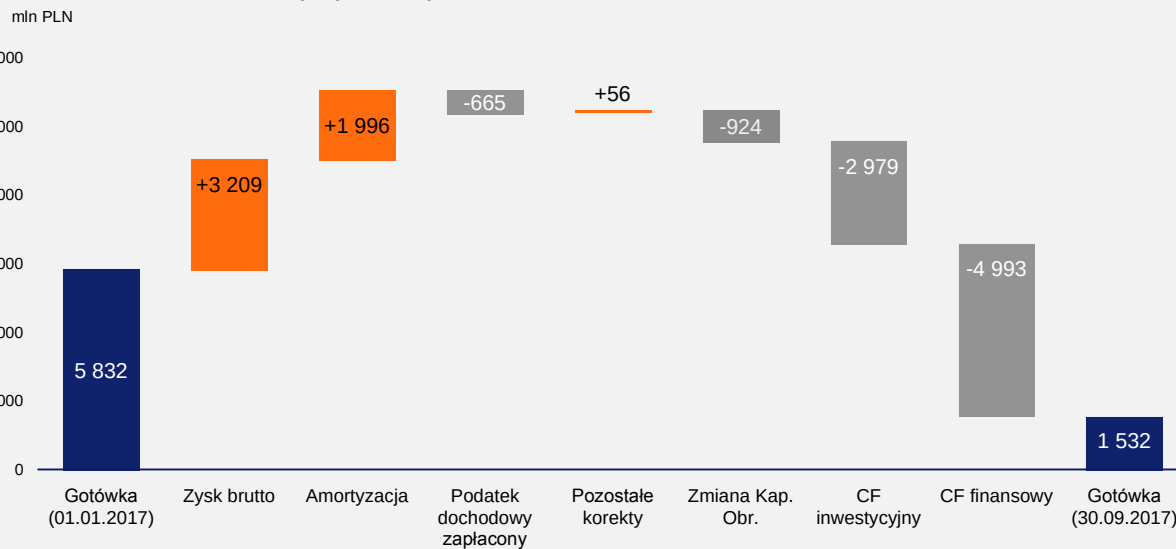
> Założenie Strategii: wypłata do 50% skonsolidowanego zysku netto w postaci dywidendy w latach 2015-2022 (przy założeniu stabilnej sytuacji finansowej, zabezpieczenia potrzeb inwestycyjnych).

Bilans, rachunek przepływów pieniężnych, wskaźniki finansowe i zatrudnienie

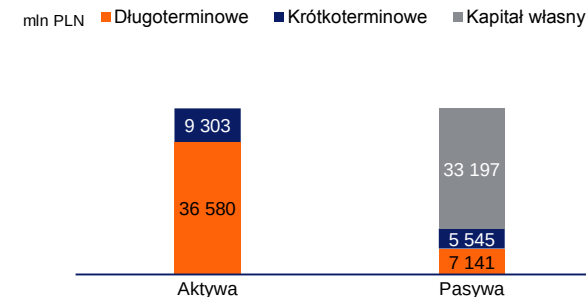
> Zatrudnienie (stan na dzień 30.09.2017 r.)*



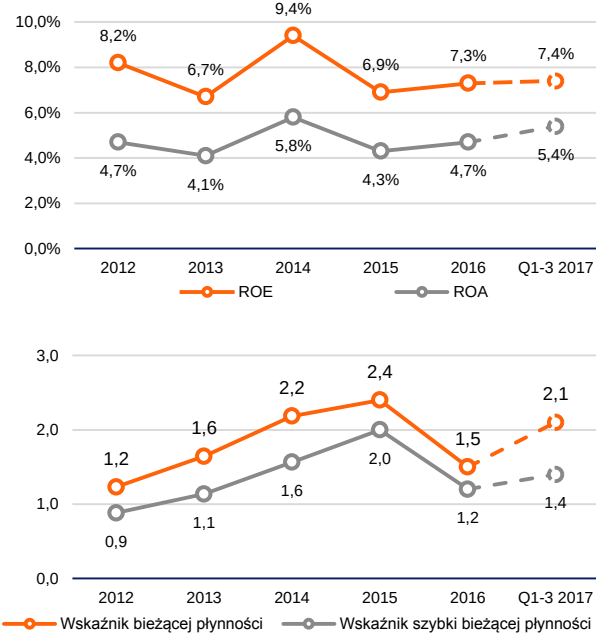
> Skonsolidowane przepływy pieniężne (01.01.2017 r. - 30.09.2017 r.)



> Bilans Grupy (stan na 30.09.2017 r.)



> Rentowność i wskaźniki płynności



*Zmiana prezentacji danych centrum korporacyjnego, w wyniku czego nastąpiły zmiany w segmencie Obrót i Magazynowanie oraz Pozostałe segmenty w 2016 r.

Wolumeny operacyjne

WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO GK PGNiG [mln m ³]	Q1-3 2017	Q3 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)	1 403	459	469	474	1 918	473	450	487	509	2 027	504	515	507	501
<i>w tym w Polsce</i>	981	325	327	328	1 401	347	346	349	359	1 454	366	359	362	367
<i>w tym w Norwegii</i>	422	134	142	146	517	126	104	138	150	573	138	156	145	134
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	1 943	664	567	712	2 540	692	582	596	670	2 564	664	612	602	685
<i>w tym w Polsce</i>	1 840	627	533	680	2 480	670	570	584	657	2 513	651	601	589	672
<i>w tym w Pakistanie</i>	104	38	34	32	59	22	12	13	13	52	13	12	13	13
RAZEM (przeliczony na E)	3 346	1 123	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	79	73	83	79	82	72	77	84	81	84	80	79	83

SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO w GK PGNiG [mln m³]

GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	17 688	4 298	5 078	8 311	22 900	6 923	4 005	4 411	7 560	21 653	6 184	3 662	4 497	7 311
<i>w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG</i>	1 583	452	481	649	2 511	561	614	571	764	2 311	648	639	502	522
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	1 077	296	312	469	1 373	419	244	298	412	1 295	355	261	285	395
RAZEM (przeliczony na E)	18 765	4 594	5 390	8 780	24 273	7 342	4 249	4 709	7 972	22 949	6 539	3 922	4 782	7 705
<i>w tym sprzedaż bezpośrednio ze złóż</i>	612	195	174	243	756	218	139	181	221	736	192	169	169	206

IMPORT GAZU ZIEMNEGO przez PGNiG SA [mln m³]

Razem	10 041	3 488	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>	7 116	1 889	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>	1 332	470	475	387	974	380	384	210	-	-	-	-	-	-

ROPA NAFTOWA w GK PGNiG [tys. ton]

Wydobycie ropy naftowej i kondensatu	928	313	270	346	1 318	344	298	328	348	1 428	358	367	317	386
<i>w tym w Polsce</i>	567	203	149	216	764	207	177	176	203	765	207	204	147	207
<i>w tym w Norwegii</i>	361	110	121	130	555	137	121	152	145	664	151	163	170	180
Wydobycie razem przeliczone na kbb/d	25	25	22	28	26	27	24	26	28	29	29	29	26	31
Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu	957	251	315	390	1 347	326	287	336	398	1 391	315	356	372	348
<i>w tym w Polsce</i>	570	190	161	218	754	198	179	172	205	772	211	196	148	217
<i>w tym w Norwegii</i>	387	61	154	172	593	127	108	164	193	619	104	160	224	131

WYTWARZANIE

Produkcja E.c. netto (sprzedaż) [TJ]	27 872	3 471	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]	2 601	407	737	1 458	3 604	1 204	418	591	1 390	3 487	1 136	328	674	1 349