

# Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA





Wyniki finansowe Grupy PGNiG  
za IV kwartał 2017  
i cały rok 2017



14 marca 2018 r.



# Spis Treści

- > 1. Podsumowanie roku
- > 2. Czynniki wpływające na wynik finansowy
- > 3. Podstawowe wyniki finansowe – Q4 2017
- > 4. Segmenty – omówienie:
  -  > Poszukiwanie i Wydobycie
  -  > Obrót i Magazynowanie
  -  > Dystrybucja
  -  > Wytwarzanie
- > 5. Załączniki

# Podsumowanie 2017 roku

**35,9 mld zł**

Przychody ze sprzedaży

**6,6 mld zł**

EBITDA

**2,9 mld zł**

Zysk netto

**48,2 mld zł**

Suma bilansowa

**26,8 mld m<sup>3</sup>**

Wolumen sprzedaży gazu w Grupie Kapitałowej



- > 4,5 mld m<sup>3</sup> – wydobycie gazu ziemnego
- > 1,3 mln ton – wydobycie ropy naftowej, kondensatu i NGL
- > 795 mln boe – zasoby gazu i ropy naftowej

- > 26,0 mld m<sup>3</sup> – wolumen sprzedaży gazu w segmencie
- > 8,5 mld m<sup>3</sup> – wolumen sprzedaży gazu na TGE
- > 13,7 mld m<sup>3</sup> – wolumen importu gazu

- > 7,0 mln – liczba klientów
- > 11,6 mld m<sup>3</sup> – wolumen dystrybucji gazu
- > 1,5 tys. – liczba zgazyfikowanych gmin

- > 1,2 GW – moc elektryczna
- > 3,9 TWh – produkcja energii elektrycznej
- > 5,5 GW – moc cieplna
- > 42,1 PJ – produkcja ciepła

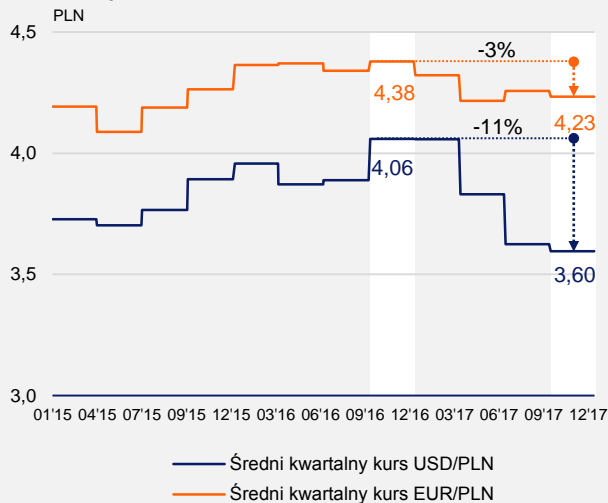
## Kluczowe wydarzenia

- > Złożenie wiążącej oferty w ramach Open Season 2017 projektu Baltic Pipe na rezerwację przepustowości w kwocie ok. 8,1 mld zł (październik)
- > Zawarcie 5-letniego kontraktu na dostawy amerykańskiego LNG (listopad)
- > Przyznanie przez agencję Fitch ratingu BBB- z perspektywą stabilną (kwiecień) oraz potwierdzenie przez agencję Moody's ratingu Baa3 z perspektywą stabilną (maj)
- > Zawarcie aneksu z Polskim LNG S.A na rezerwację przez PGNiG pełnych mocy Terminala LNG (sierpień)
- > Otwarcie biura handlowego w Londynie (luty)
- > Przyjęcie nowej strategii GK PGNiG na lata 2017-2022 z perspektywą do 2026 r. (marzec)
- > Zawarcie dodatkowej umowy długoterminowej z Qatargas, w ramach której wzrósł wolumen importu do 2,17 mln ton LNG (marzec)
- > Rozpoczęcie wydobycia gazu i ropy ze złoża Gina Krog w Norwegii (czerwiec)
- > Dywidenda w kwocie 1 156 mln zł, czyli 0,20 zł na jedną akcję (sierpień)
- > Zwolnienie z obowiązku przedkładania do akceptacji Prezesa URE taryf dla odbiorców o profilu biznesowym (październik)

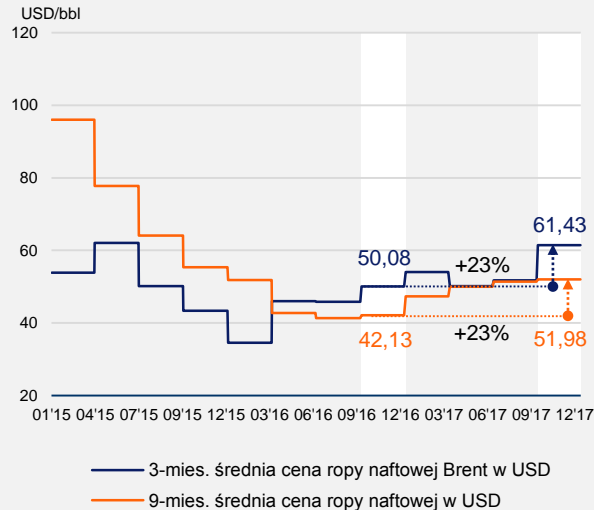


# Czynniki wpływające na wynik finansowy

- Slabnące EUR wobec PLN R/R, slabnące USD wobec PLN R/R

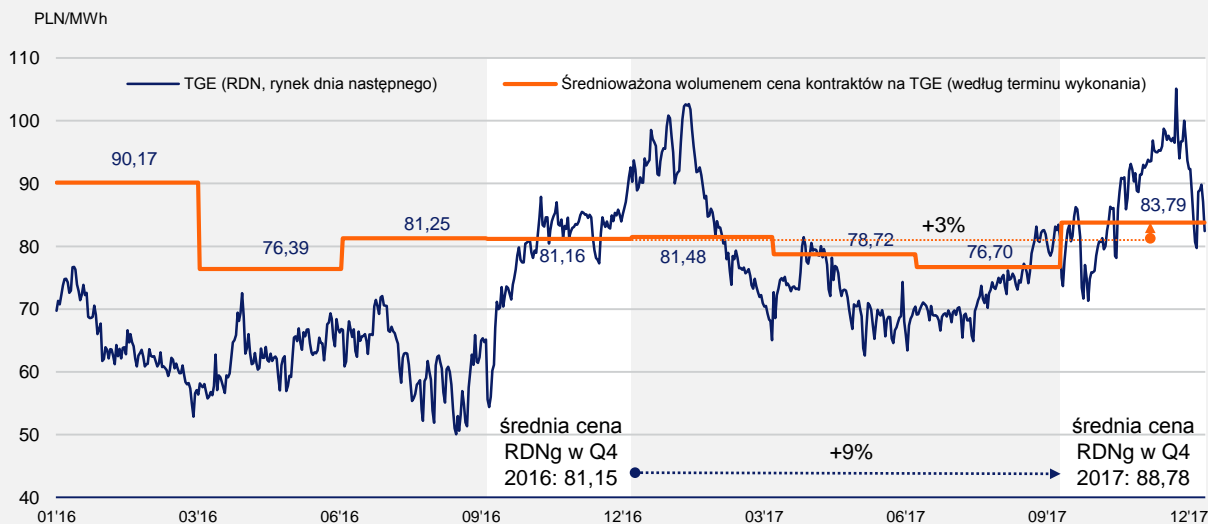


- 9-miesięczna średnia cen ropy wzrosła w Q4 2017 o 23% R/R



- 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

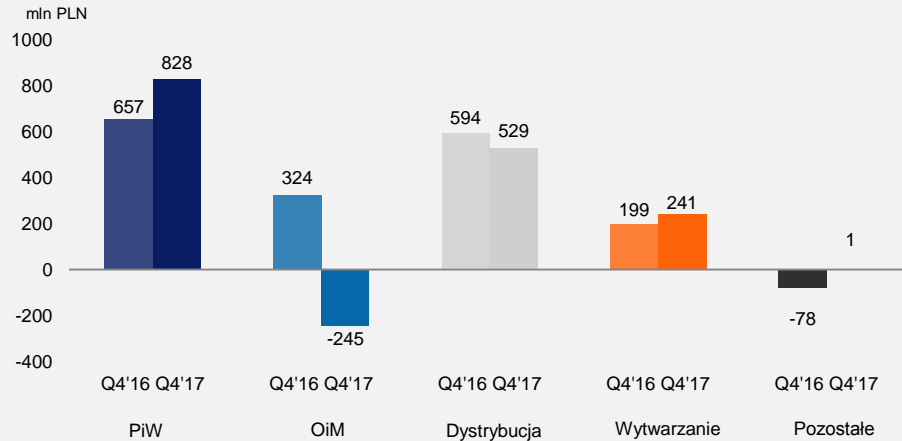


## Uwagi:

- 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 cen kontraktów na TGE obliczono na podstawie kwotowań kontraktów z datą realizacji przypadającą na dany kwartał.

# Podstawowe wyniki finansowe Q4 2017

## > EBITDA Grupy w podziale na segmenty w Q4 2016 vs Q4 2017



## Poszukiwanie i Wydobywanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu R/R o 127 mln PLN (+14%).
- > Odpisy na rzeczowe aktywa trwałe, sejsmikę oraz odwierty negatywne w Q4 2017 -444 mln PLN wobec -315 mln PLN w Q4 2016.

## Obrót i Magazynowanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu o 11% głównie za sprawą wzrostu wolumenu o 11% R/R.
- > W Q4 2017 zawiązanie odpisu na zapasie gazu -26 mln PLN. W Q4 2016 wpływ rozwiązania odpisu na zapasie gazu na +32 mln PLN (głównie z tytułu wyceny rynkowej gazu w terminalu LNG). Odpis wartości środków trwałych związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej w bloku energetycznym w Wierchowicach -364 mln PLN w Q4 2017. Odpisy w Q4 2016 wyniosły -10 mln PLN.

## Dystrybucja

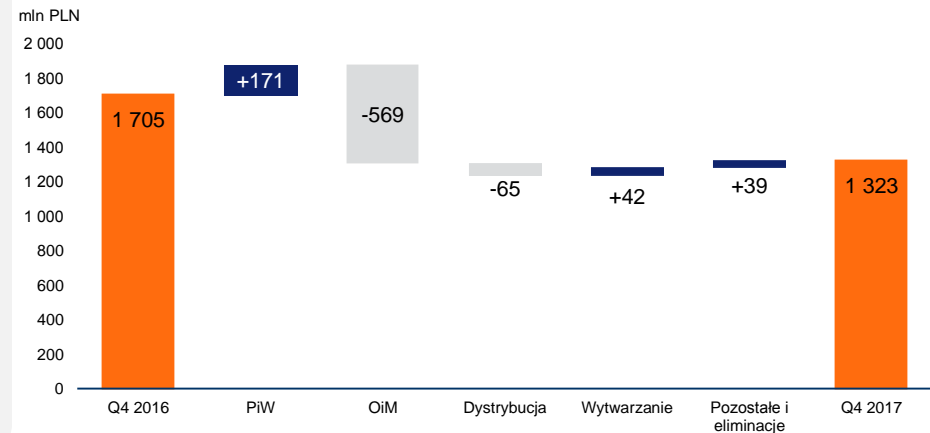
- > Spadek wolumenu dystrybucji o 4% R/R w Q4 2017 i przychodów z usługi dystrybucyjnej o 2% R/R.

## Wytwarzanie

- > Wzrost wolumenów sprzedaży energii elektrycznej o 6% R/R (z własnej produkcji) i spadek wolumenów sprzedaży ciepła o 6% R/R

[mln PLN]	Q4 2016	Q4 2017	Δ%
Przychody ze sprzedaży	10 146	<b>10 965</b>	8%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-8 441	<b>-9 642</b>	14%
EBITDA	1 705	<b>1 323</b>	-22%
<i>EBITDA (bez odpisów rzecz. aktywów trwałych)</i>	1 827	<b>1 871</b>	2%
Amortyzacja	-658	<b>-673</b>	2%
EBIT	1 047	<b>650</b>	-38%
Wynik na działalności finansowej	-63	<b>-47</b>	-25%
Zysk netto	721	<b>456</b>	-37%

## > EBITDA Grupy PGNiG w Q4 2016 vs Q4 2017\*



\*Eliminacje w Q4 2017: 31 mln PLN oraz w Q4 2016: -9 mln PLN



# Segment – Poszukiwanie i Wydobywanie

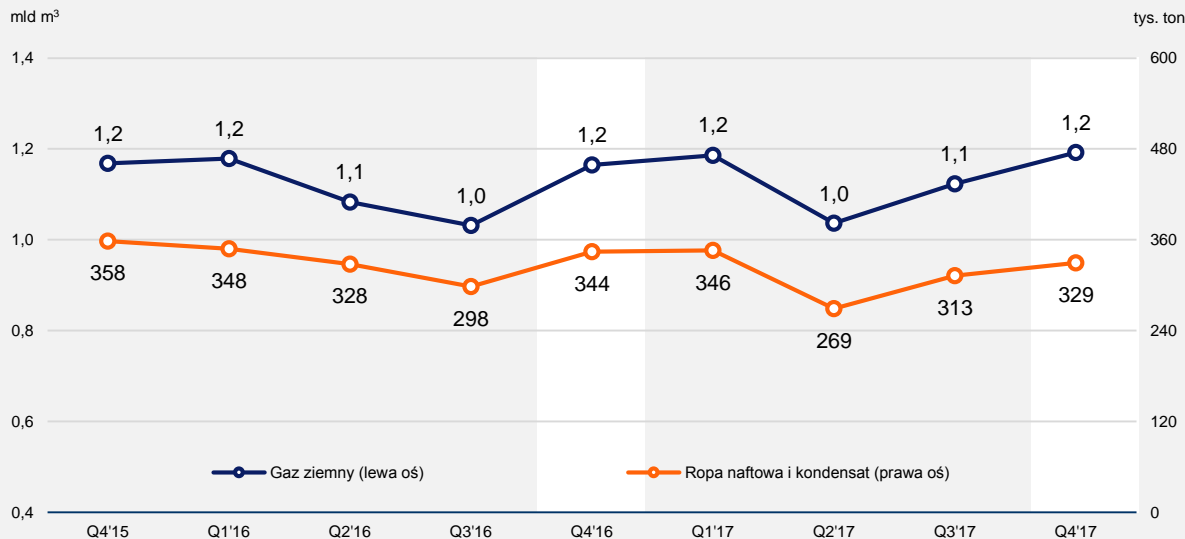
[mIn PLN]	Q4 2016	Q4 2017	Δ%
Przychody ze sprzedaży	1 587	<b>1 702</b>	7%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-930	<b>-874</b>	-6%
EBITDA	657	<b>828</b>	26%
<i>EBITDA (bez odpisów rzecz. aktywów trwałych)</i>	734	<b>1 023</b>	39%
Amortyzacja	-255	<b>-253</b>	1%
EBIT	402	<b>575</b>	43%

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

## Komentarz:

- Wzrost przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu (R/R o 40 mln PLN) na skutek wzrostu o 9% średniej kwartalnej ceny ropy wyrażonej w PLN, pomimo spadku wolumenu sprzedaży o -4% R/R do 313 tys. ton.
- Wyższe przychody ze sprzedaży gazu w segmencie (+14% R/R, o 127 mln PLN) w wyniku wzrostu cen rynkowych gazu i wyższych wolumenów sprzedaży (R/R +2%).
- Spisane odwierty negatywne i sejsmika: -249 mln PLN w Q4 2017 vs Q4 2016 -237 mln.
- Odpisy na rzeczowe aktywa trwałe: -195 mln PLN w Q4 2017 vs -78 mln PLN w Q4 2016.
- Wyższe pozostałe przychody operacyjne w Q4 2017 r. w wyniku wyceny rynkowej pozycji *underlift* w Norwegii – wpływ na wynik +65 mln zł.

## Wolumen wydobycia gazu i ropy naftowej R/R



# Segment – Obrót i Magazynowanie

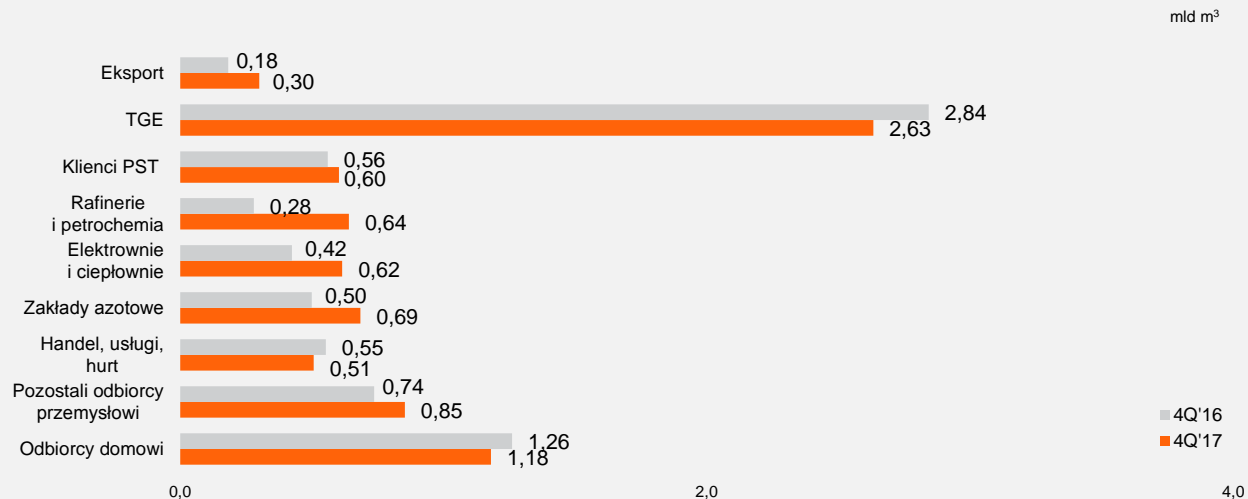
[mIn PLN]	Q4 2016	Q4 2017	Δ%
Przychody ze sprzedaży	8 573	<b>9 625</b>	12%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-8 249	<b>-9 870</b>	20%
EBITDA	324	<b>-245</b>	-176%
<i>EBITDA (bez odpisów rzecz. aktywów trwałych)</i>	334	<b>120</b>	-64%
Amortyzacja	-54	<b>-51</b>	-7%
EBIT	270	<b>-296</b>	-210%

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

## Komentarz:

- Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu R/R o 871 mln PLN (do 8,7 mld PLN w Q4 2017) skorelowany z wyższym wolumenem oraz wyższą średnią ceną sprzedaży gazu w kontraktach terminowych.
- Wyższy wolumen sprzedaży do odbiorców przemysłowych, szczególnie w obrocie hurtowym oraz wzrost wolumenu eksportowanego surowca.
- Wzrost wolumenu importu gazu do Polski R/R (Q4 2017: 3,67 mld m<sup>3</sup> PLN vs Q4 2016: 2,97 mld m<sup>3</sup> PLN) przy stabilnym imporcie z kierunku wschodniego (niższy udział w strukturze importu)
- Sprzedaż energii elektrycznej w przychodach w Q4 2017 na poziomie 723 mln PLN, wzrost o 148 mln PLN (+26% R/R). Wzrost przychodów z tytułu energii elektrycznej na cele handlowe o 152 mln PLN (+39% R/R) oraz kosztów o 137 mln PLN (+25% R/R).
- Zwiększenie odpisu na zapasie gazu w Q4 2017 r. o -26 mln PLN wobec odwrócenia odpisu o +32 mln PLN w Q4 2016. Stan odpisu: 50 mln PLN.
- Odpis wartości środków trwałych związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej w bloku energetycznym w Wierchowicach -364 mln PLN.
- Zmniejszenie rezerwy na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności energetycznej o 51 mln PLN do 9 mln PLN R/R.

## Grupa PGNiG\* – wolumen sprzedaży gazu w grupach odbiorców



\*Łączny wolumen sprzedaży gazu poza GK PGNiG obejmujący segmenty PiW i OiM.  
Wolumeny w grupie: rafinerie i petrochemia, elektrownie i ciepłownie oraz zakłady azotowe zostały przekształcone.

# Segment – Dystrybucja

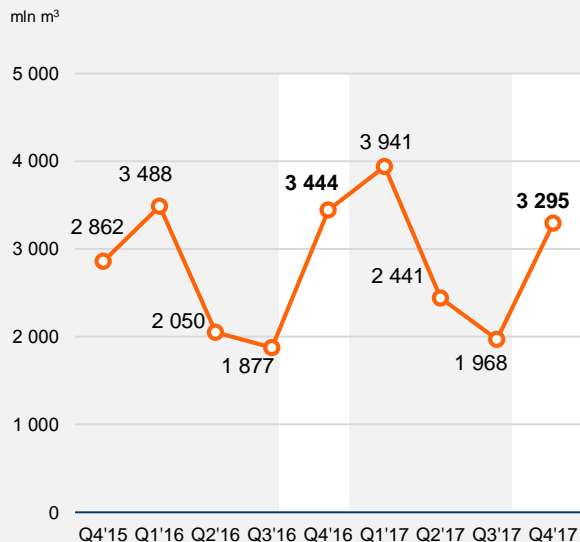
[mln PLN]	Q4 2016	Q4 2017	Δ%
Przychody ze sprzedaży	1 416	<b>1 242</b>	-12%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-822	<b>-713</b>	-13%
EBITDA	594	<b>529</b>	-11%
Amortyzacja	-237	<b>-237</b>	-
EBIT	357	<b>292</b>	-18%

- Wyniki segmentu pod wpływem spadku wolumenu dystrybucji gazu

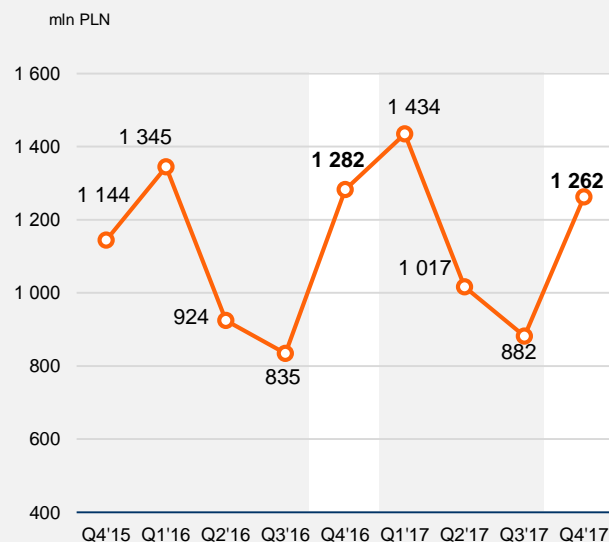
## Komentarz:

- Wolumen dystrybuowanego gazu niższy o 4% R/R sięgający 3,29 mld m<sup>3</sup> (głównie na skutek czynników temperaturowych).
- Przychody ze świadczenia usługi dystrybucyjnej niższe o 20 mln PLN (-2% R/R).
- Niższe saldo przychodów i kosztów z tytułu bilansowania systemu R/R: -229 mln PLN w Q4 2017 wobec -193 mln PLN rok wcześniej.
- Spadek kosztów usługi przesyłowej o 27 mln PLN (-14% R/R) do poziomu 171 mln PLN.
- Spadek przychodów i kosztów R/R w związku z przekwalifikowaniem w Q4 2016 budynku Powiśle Park z aktywa do sprzedaży na leasing finansowy. W Q4 2016 wpływ na wynik +26 mln PLN.

## Wolumen dystrybuowanych gazów



## Przychód z usług dystrybucyjnych



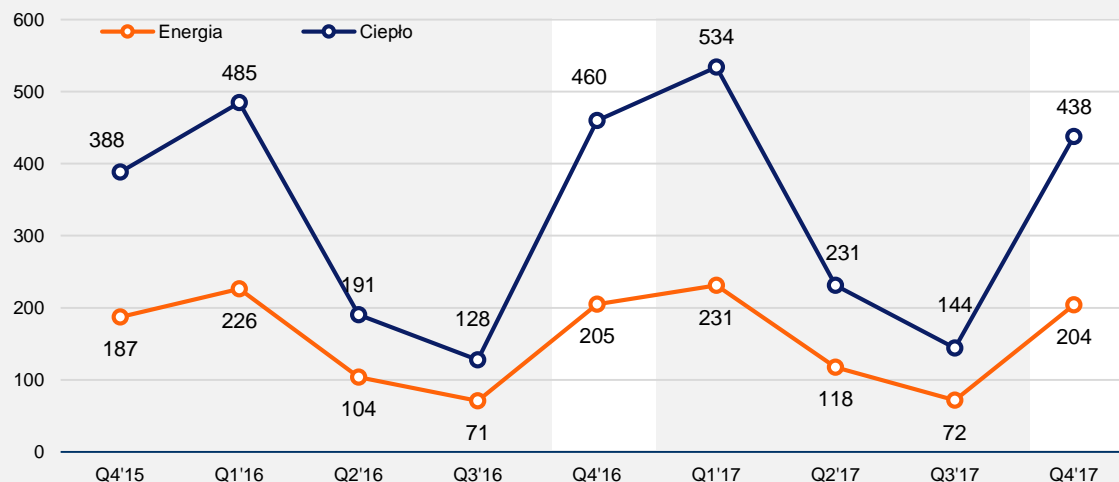


# Segment – Wytwarzanie

[mln PLN]	Q4 2016	Q4 2017	Δ%
Przychody ze sprzedaży	756	<b>722</b>	-4%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-557	<b>-481</b>	-14%
EBITDA	199	<b>241</b>	21%
Amortyzacja	-101	<b>-110</b>	9%
EBIT	98	<b>131</b>	34%

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

mln PLN



## Wynik segmentu pod wpływem czynników temperaturowych

### Komentarz:

- Spadek przychodów ze sprzedaży ciepła R/R o 5% do poziomu 438 mln PLN przy wolumenie niższym o 6%.
- Stabilny poziom przychodów ze sprzedaży Ee z wytwarzania (-0,4% R/R do poziomu 204 mln PLN) przy rosnącym wolumenie sprzedaży (wzrost o 6% R/R).
- Stabilne koszty zakupu węgla: -228 mln PLN w Q4 2017 vs -232 mln PLN w Q4 2016.
- Ograniczenie obrotu energią elektryczną w segmencie.
- W Q4 2016 odwrócenie zysku z okazjowego nabycia aktywów SEJ (aktualnie Termika EP) w wysokości 73 mln PLN.

### Wolumen sprzedaży w Q4 2017:

- Sprzedaż ciepła poza GK PGNiG na poziomie 14,2 PJ.
- Energia elektryczna z produkcji: 1 280 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](mailto: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](mailto: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](mailto:aleksander.kutnik@pgnig.pl)

## Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

ul. M. Kasprzaka 25

01-224 Warszawa

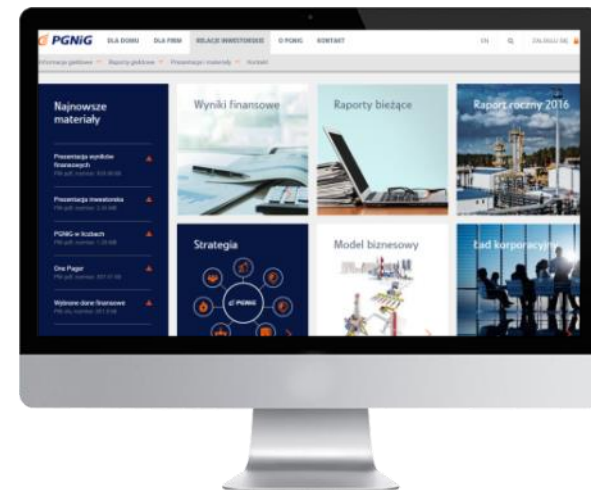
faks: +48 22 691 81 23

[www.pgnig.pl](http://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 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](http://www.ri.pgnig.pl)



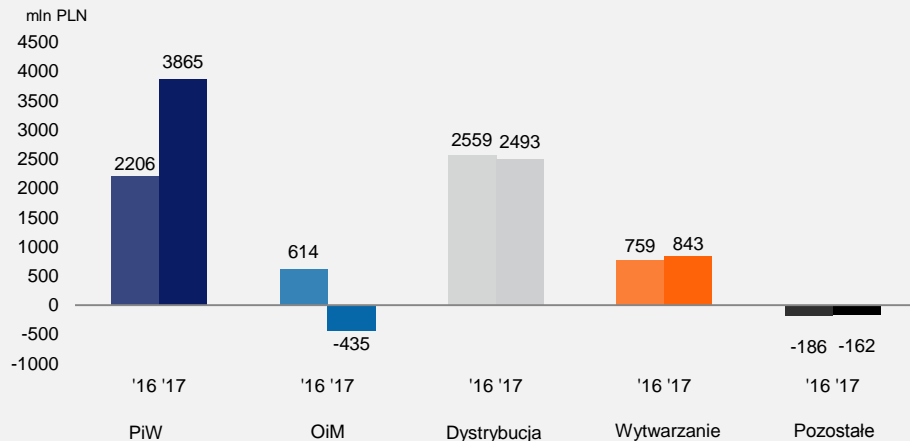
# Załączniki

- 1. Podstawowe wyniki finansowe za rok 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 w 2017

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



### Poszukiwanie i Wydobywanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu R/R o 589 mln PLN (+20%).
- > Odpisy na rzeczowe aktywa trwałe w 2017 -79 mln PLN vs -771 mln PLN w 2016.

### Obrót i Magazynowanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu o 9% głównie za sprawą wzrostu wolumenu sprzedaży o 11% R/R.
- > W 2017 zawiązanie odpisu na zapasie gazu -19 mln PLN. W 2016 wpływ rozwiązania odpisu na zapasie gazu na +226 mln PLN. Odpisy na rzeczowe aktywa trwałe -364 mln PLN w 2017 r. w porównaniu do -12 mln PLN w 2016 r.

### Dystrybucja

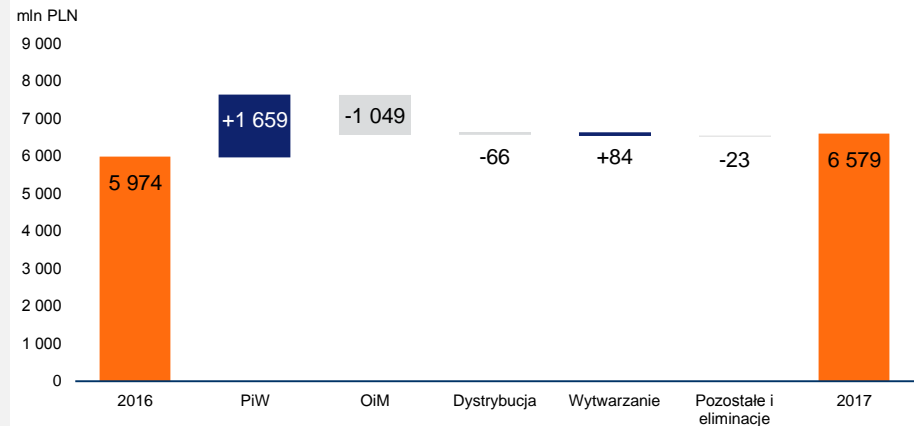
- > Wzrost wolumenu dystrybucji o 7% R/R.
- > W 2017 wzrost kosztów świadczeń pracowniczych (1 149 mln PLN w 2017 vs 995 mln PLN w 2016) – w wyniku wzrostu zatrudnienia i nowych zasad premiowania w PSG w 2017 r.

### Wytwarzanie

- > Wzrost wolumenów sprzedaży ciepła o 6% i energii elektrycznej (z produkcji) o 8% w 2017.

[mln PLN]	2016	2017	Δ%
Przychody ze sprzedaży	33 196	<b>35 857</b>	8%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-27 222	<b>-29 278</b>	8%
EBITDA	5 974	<b>6 579</b>	10%
<i>EBITDA (bez odpisów rzecz. aktywów trwałych)</i>	6 810	<b>7 012</b>	3%
Amortyzacja	-2 614	<b>-2 669</b>	2%
EBIT	3 360	<b>3 910</b>	16%
Wynik na działalności finansowej	-76	<b>-16</b>	-79%
Zysk netto	2 349	<b>2 921</b>	24%

## > EBITDA Grupy PGNiG w 2016 vs 2017\*

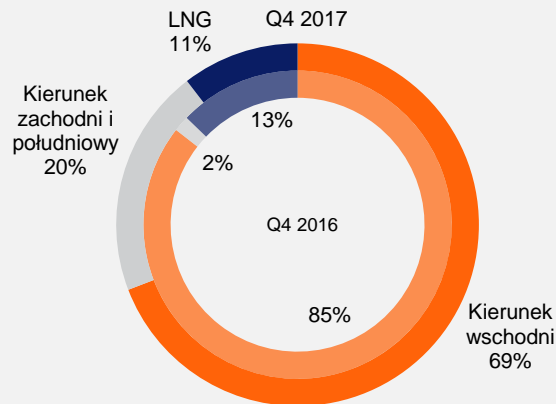


\*Eliminacje w 2017: -25 mln PLN oraz w 2016: 22 mln PLN



# Sprzedaż i struktura importu gazu

## > Import gazu do Polski



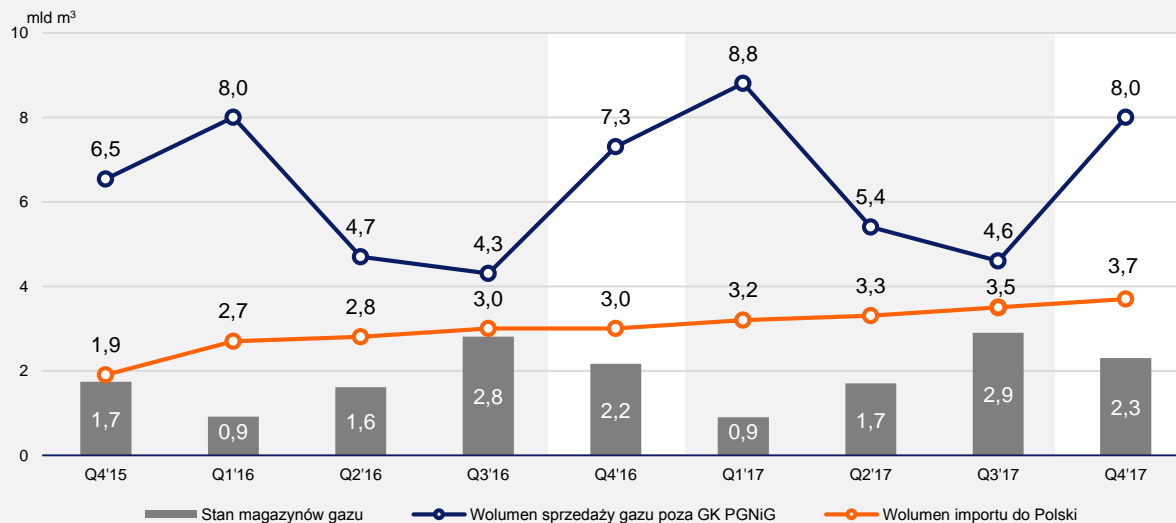
## > Sprzedaż gazu poza GK PGNiG według spółek

[mln m <sup>3</sup> ]	4Q 2016	4Q 2017	Δ%
Grupa PGNiG:	7 338	<b>8 022</b>	9%
<i>PGNiG SA</i>	4 474	<b>5 212</b>	16%
<i>PGNiG OD</i>	2 302	<b>2 207</b>	-4%
<i>PST</i>	561	<b>603</b>	7%

> Istotny wzrost udziału kierunku zachodniego w strukturze importu w Q4 2017

> Sprzedaż gazu Grupy PGNiG w Q4 2017 wyższa R/R o 0,7 mld m<sup>3</sup>. Zdecydowany wzrost do odbiorców przemysłowych, głównie: rafinerie i petrochemia, elektrownie i ciepłownie oraz zakłady azotowe.

## > Sprzedaż gazu Grupy PGNiG, stan magazynów i wolumen importu

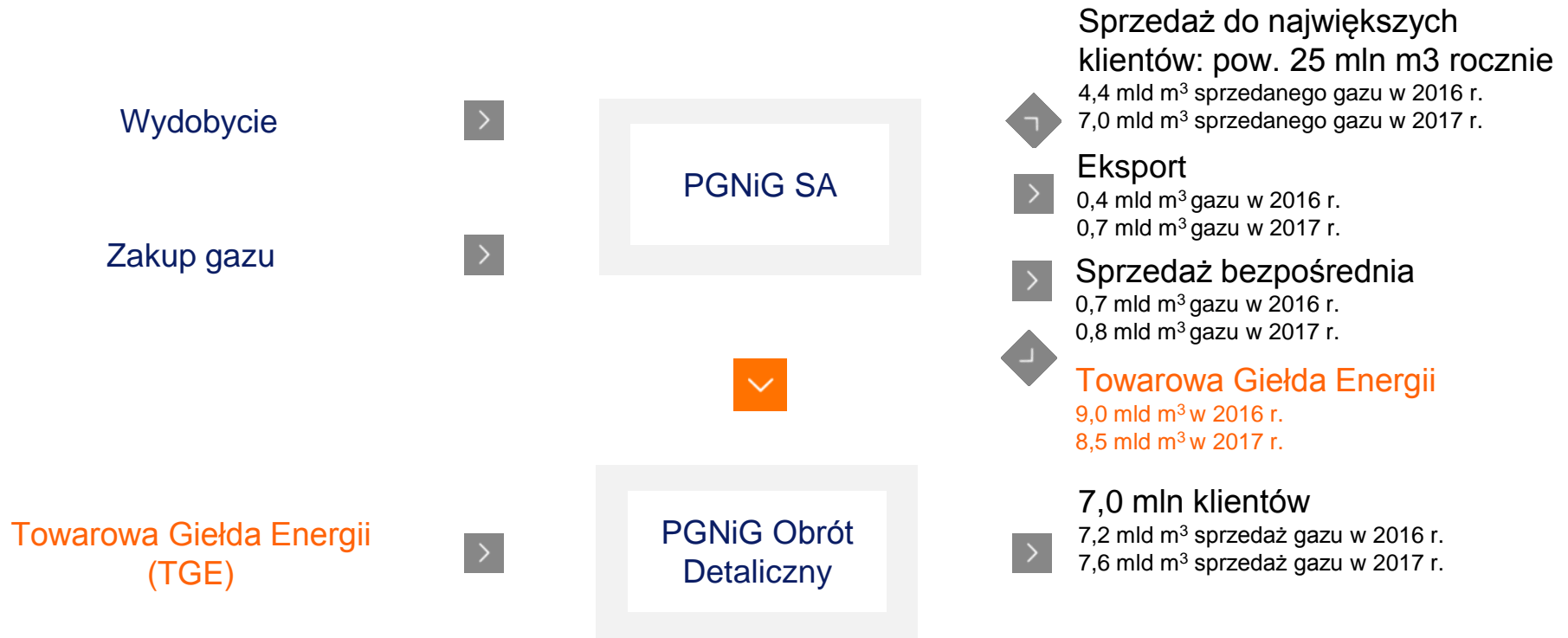


## Komentarz:

> Zapas LNG w terminalu: 80 mln m<sup>3</sup> (stan na 31.12.2017 r.).



# Obrót i sprzedaż detaliczna gazu



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.

# Koszty operacyjne w Q4 2017 vs Q4 2016

[mIn PLN]	Q4 2016	Q4 2017	Δ%
Koszt sprzedanego gazu	-5 447	<b>-6 512</b>	20%
Paliwa do produkcji ciepła i energii	-259	<b>-252</b>	-3%
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	-504	<b>-630</b>	25%
Świadczenia pracownicze	-778	<b>-794</b>	2%
Usługa przesyłowa	-332	<b>-304</b>	-8%
Pozostałe usługi obce	-488	<b>-551</b>	13%
<i>Usługi regazyfikacji LNG</i>	-83	<b>-86</b>	4%
Podatki i opłaty	-132	<b>-123</b>	-7%
Pozostałe przychody i koszty operacyjne netto*	-484	<b>-64</b>	-87%
<i>Zmiana stanu odpisów na zapasy</i>	3	<b>-34</b>	-12x
<i>Zmiana stanu rezerw</i>	-70	<b>19</b>	127%
Odpisy z tytułu utraty wartości rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	-359	<b>-797</b>	122%
<i>Koszt odwiertów negatywnych i sejsmiki</i>	-236	<b>-249</b>	6%
<i>Zmiana stanu odpisów na rzeczowych aktywach trwałych</i>	-123	<b>-548</b>	346%
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	342	<b>385</b>	13%
Amortyzacja	-658	<b>-673</b>	2%
<b>Koszty operacyjne ogółem</b>	<b>-9 099</b>	<b>-10 315</b>	13%
<i>Koszty operacyjne bez kosztu sprzedanego gazu</i>	<b>-3 652</b>	<b>-3 803</b>	4%

## Komentarz:

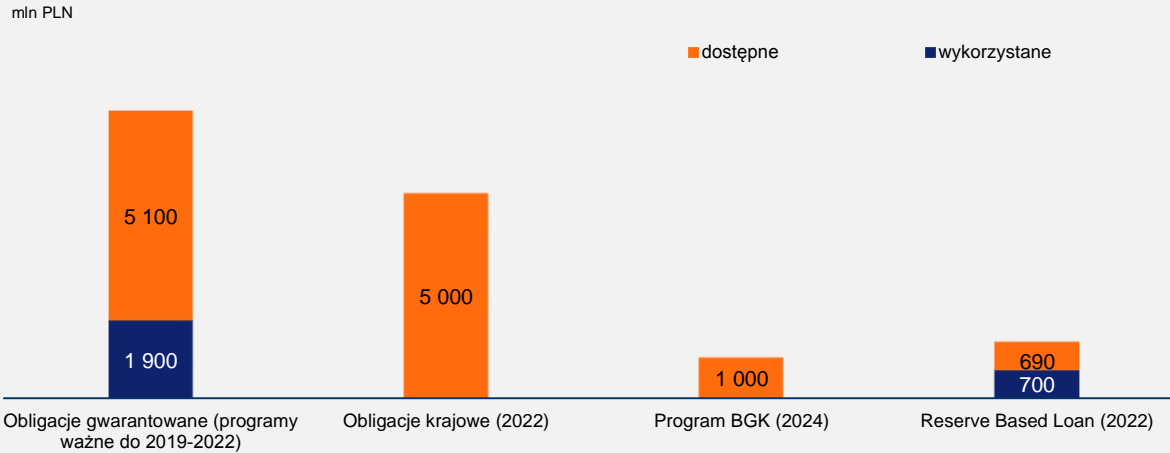
- > Wzrost kosztów sprzedanego gazu R/R o 1,1 mld PLN (+20%).
- > Wyższe R/R pozostałe przychody i koszty operacyjne (Q4 2017: -64 mln PLN vs Q4 2016: -484 mln PLN) m.in. wyższy wynik na zrealizowanych instrumentach pochodnych dotyczących działalności operacyjnej (o 120 mln PLN R/R do poziomu 72 mln PLN w Q4 2017) oraz dodatnie zmiany stanu rezerw R/R o 89 mln PLN do poziomu 19 mln PLN w Q4 2017.
- > Wyższe pozostałe koszty operacyjne w Q4 2016 r. m.in. w efekcie: odwrócenia zysku z okazynego nabycia aktywów Termika EP (d. SEJ) w wysokości 73 mln PLN oraz przekwalifikowania budynku Powiśle Park w pozycji leasingu finansowego (wpływ na koszty -126 mln PLN).
- > Wyższe pozostałe przychody operacyjne w Q4 2017 r. w wyniku wyceny rynkowej pozycji *underlift* w Norwegii: wpływ na wynik +65 mln zł.
- > Wzrost kosztów energii na cele handlowe o 141 mln PLN (487 mln PLN w Q4 2017) spowodowany zwiększeniem skali obrotu Ee z handlu o 18% R/R. Wolumen sprzedaży Ee w PST był wyższy R/R o 153% do poziomu 873 GWh.
- > Wzrost kosztów spisania odwiertów negatywnych o 61 mln PLN R/R do 152 mln PLN. W Q4 2017 spisano 7 odwiertów negatywnych vs 2 odwierty w Q4 2016.
- > Wyższe odpisy z tytułu utraty wartości rzeczowego majątku trwałego, głównie za sprawą odpisu wartości środków trwałych związanych z wytwarzaniem Ee w bloku energetycznym w Wierzchowicach (-346 mln PLN).
- > Koszty transakcji zabezpieczających ceny gazu: -13 mln PLN w Q4 2017 vs -28 mln PLN w Q3 2017.



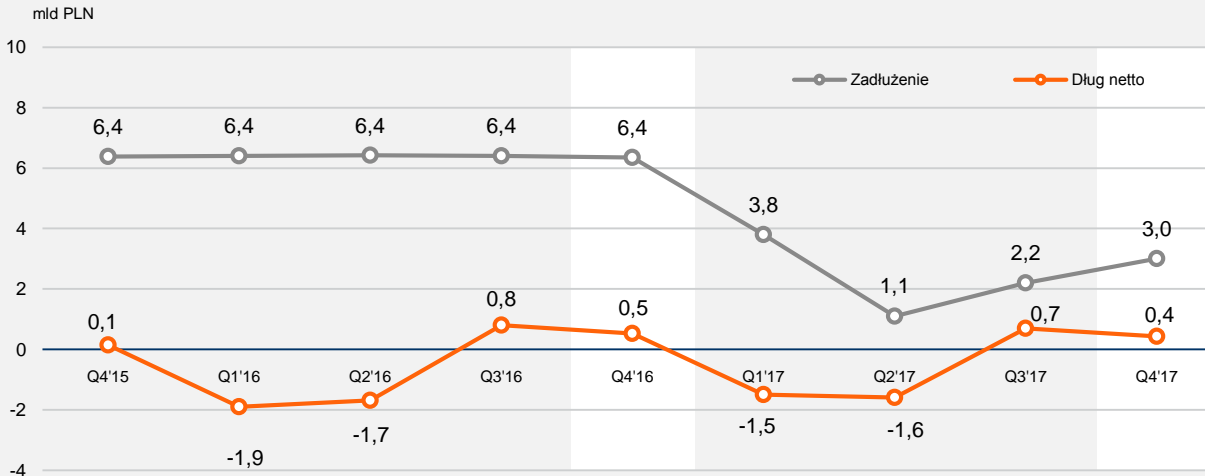
\* Pozostałe koszty operacyjne w powyższym zestawieniu nie uwzględniają kosztów z tytułu podatków i opłat oraz odpisów z tytułu utraty wartości rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych

# Zadłużenie i źródła finansowania

## > Źródła finansowania (stan na 31.12.2017 r.)



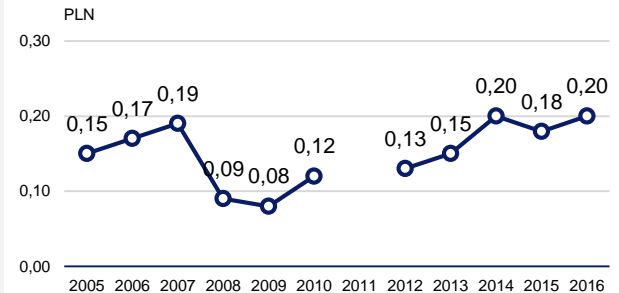
## > Zadłużenie na koniec kwartału



## Komentarz:

- > 21 grudnia 2017 r. PGNiG TERMIKA w związku z niedopasowaniem programu inwestycyjnego z Programem Emisji Obligacji (PEO) zawarła porozumienia rozwiązujące PEO do kwoty 1 500 milionów PLN zawiązany w dniu 4 lipca 2012 r., w wyniku czego łączna pula obligacji gwarantowanych wynosi 7 mld zł.
- > W dniu 21 grudnia 2017 r. PGNiG S.A. podpisał umowę programu emisji obligacji do kwoty 5 mld PLN. Organizatorami emisji są: ING Bank Śląski S.A., Bank Polska Kasa Opieki S.A., Bank Handlowy w Warszawie S.A. oraz Bank BGŻ BNP Paribas S.A.

## > Dywidenda na akcje

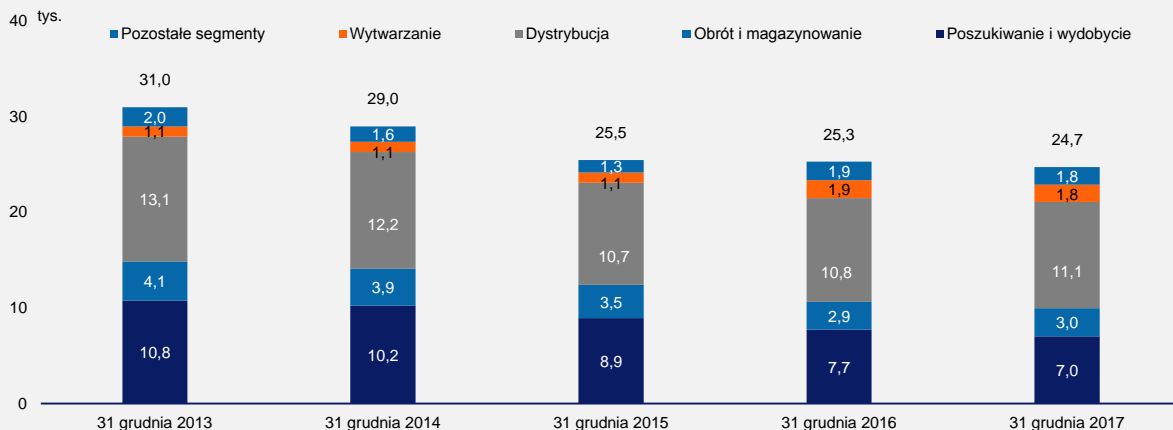


- > Założenie Strategii: wypłata do 50% skonsolidowanego zysku netto w postaci dywidendy w latach 2017-2022 (przy założeniu stabilnej sytuacji finansowej, zabezpieczenia potrzeb inwestycyjnych).

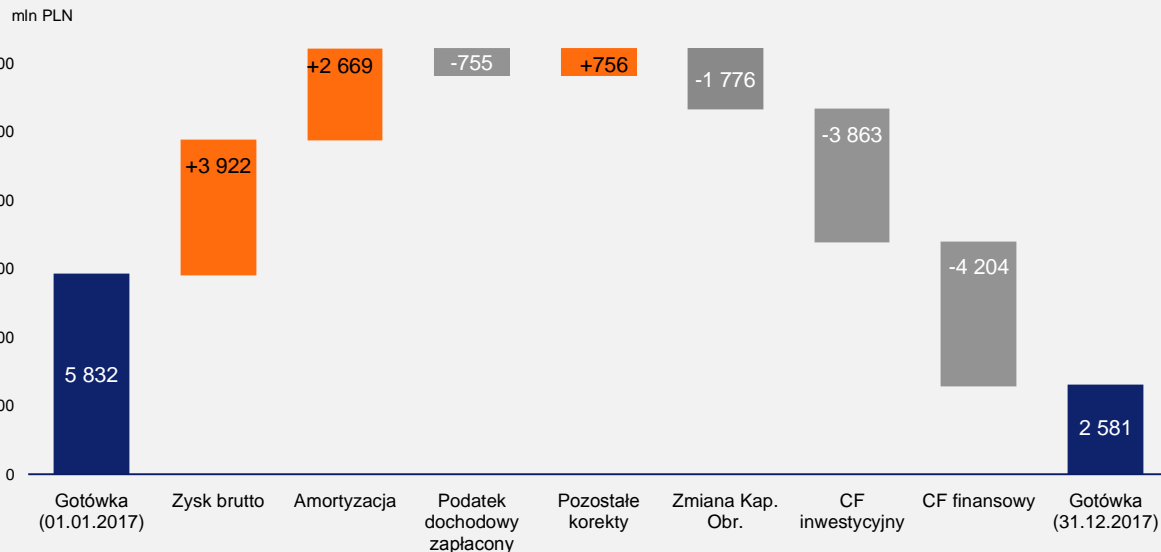


# Bilans, rachunek przepływów pieniężnych, wskaźniki finansowe i zatrudnienie

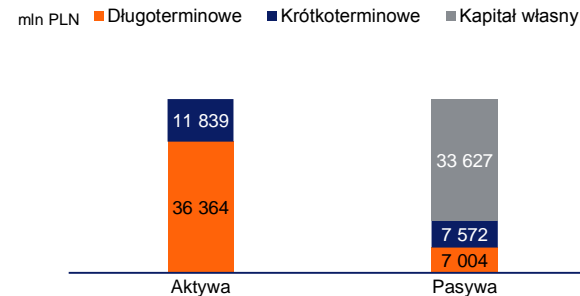
## > Zatrudnienie (stan na dzień 31.12.2017 r.)\*



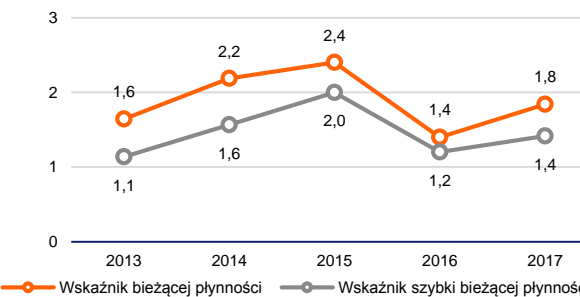
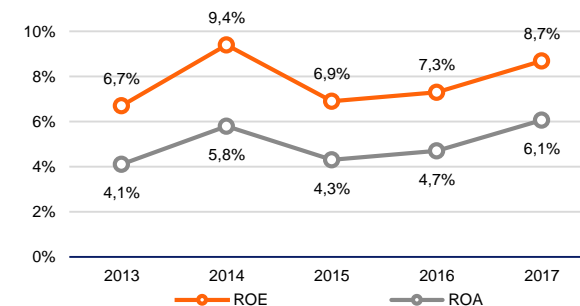
## > Skonsolidowane przepływy pieniężne (01.01.2017 r. - 31.12.2017 r.)



## > Bilans Grupy (stan na 31.12.2017 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<sup>3</sup>]

	FY 2017	Q4 2017	Q3 2017	Q2 2017	Q1 2017	FY 2016	Q4 2016	Q3 2016	Q2 2016	Q1 2016	Q4 2015	Q3 2015	Q2 2015	Q1 2015
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	1 863	461	459	469	474	1 919	473	449	487	509	504	515	507	501
<i>w tym w Polsce</i>	1 315	335	325	327	328	1 401	347	346	349	359	366	359	362	367
<i>w tym w Norwegii</i>	548	126	134	142	146	518	126	103	138	150	138	156	145	134
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	2 674	731	664	567	712	2 540	692	582	596	670	664	612	602	685
<i>w tym w Polsce</i>	2 524	684	627	533	680	2 481	670	570	584	657	651	601	589	672
<i>w tym w Pakistanie</i>	150	47	37	34	32	59	22	12	12	13	13	12	13	13
<b>RAZEM (przeliczony na E)</b>	<b>4 537</b>	<b>1 192</b>	<b>1 123</b>	<b>1 036</b>	<b>1 186</b>	<b>4 458</b>	<b>1 165</b>	<b>1 031</b>	<b>1 083</b>	<b>1 179</b>	<b>1 168</b>	<b>1 128</b>	<b>1 109</b>	<b>1 186</b>

## SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO w GK PGNiG [mln m<sup>3</sup>]

GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	25 291	7 603	4 298	5 079	8 311	22 895	6 921	4 004	4 410	7 560	6 184	3 662	4 497	7 311
<i>w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG</i>	2 186	603	452	482	649	2 510	561	614	571	764	648	639	502	522
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	1 496	419	296	312	469	1 371	417	244	298	412	355	261	285	395
<b>RAZEM (przeliczony na E)</b>	<b>26 787</b>	<b>8 022</b>	<b>4 594</b>	<b>5 391</b>	<b>8 780</b>	<b>24 266</b>	<b>7 338</b>	<b>4 248</b>	<b>4 708</b>	<b>7 972</b>	<b>6 539</b>	<b>3 922</b>	<b>4 782</b>	<b>7 705</b>
<i>w tym sprzedaż bezpośrednio ze złóż</i>	796	226	182	161	227	718	209	129	172	208	184	155	161	196

## IMPORT GAZU ZIEMNEGO przez PGNiG SA [mln m<sup>3</sup>]

Razem	13 714	3 673	3 488	3 334	3 219	11 527	2 968	3 020	2 837	2 702	1 863	2 398	2 495	2 574
<i>w tym: kierunek wschodni</i>	9 656	2 540	1 889	2 518	2 709	10 248	2 539	2 429	2 623	2 657	1 774	2 329	2 219	1 833
<i>w tym: LNG</i>	1 715	383	470	475	387	974	380	384	210	-	-	-	-	-

## ROPA NAFTOWA w GK PGNiG [tys. ton]

Wydobycie ropy naftowej i kondensatu	1257	329	313	269	346	1 318	344	298	328	348	358	367	317	386
<i>w tym w Polsce</i>	787	220	203	148	216	763	207	177	176	203	207	204	147	207
<i>w tym w Norwegii</i>	470	109	110	121	130	555	137	121	152	145	151	163	170	180
Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu	1270	313	251	316	390	1 346	325	287	336	398	315	356	372	348
<i>w tym w Polsce</i>	791	222	190	161	218	753	198	179	171	205	211	196	148	217
<i>w tym w Norwegii</i>	479	91	61	155	172	593	127	108	165	193	104	160	224	131

## WYTWARZANIE

Produkcja E.c. netto (sprzedaż) [TJ]	42 067	14 195	3 471	6 732	17 669	39 527	15 079	2 945	5 351	16 152	12 643	2 701	5 810	15 055
Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) [GWh]	3 882	1 280	407	737	1 458	3 604	1 204	418	592	1 390	1 136	328	674	1 349