

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA





Wyniki finansowe Grupy PGNiG
w IV kwartale i całym
2018 roku



14 marca 2019 r.

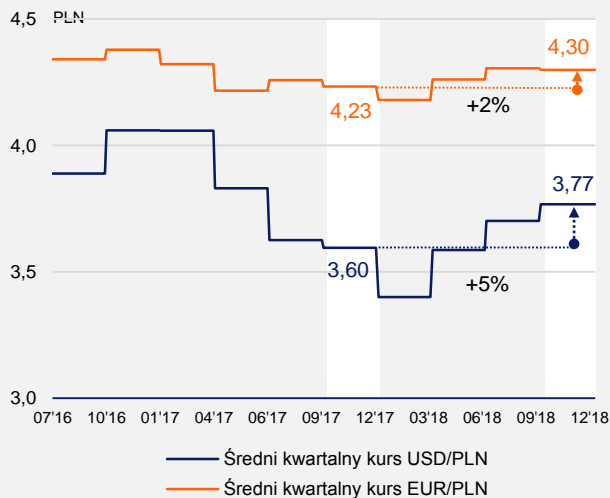


Spis Treści

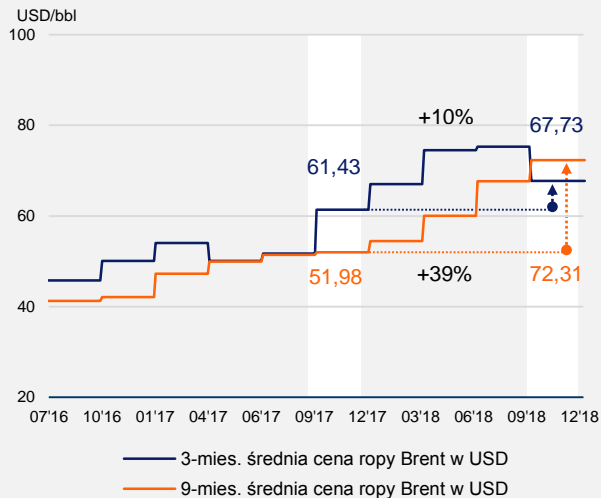
- > 1. Podsumowanie roku
- > 2. Czynniki wpływające na wynik finansowy
- > 3. Podstawowe wyniki finansowe – Q4 2018
- > 4. Segmenty – omówienie:
 -  > Poszukiwanie i Wydobywanie
 -  > Obrót i Magazynowanie
 -  > Dystrybucja
 -  > Wytwarzanie
- > 5. Załączniki

Czynniki wpływające na wynik finansowy

> Słabszy PLN wobec USD oraz wobec EUR R/R

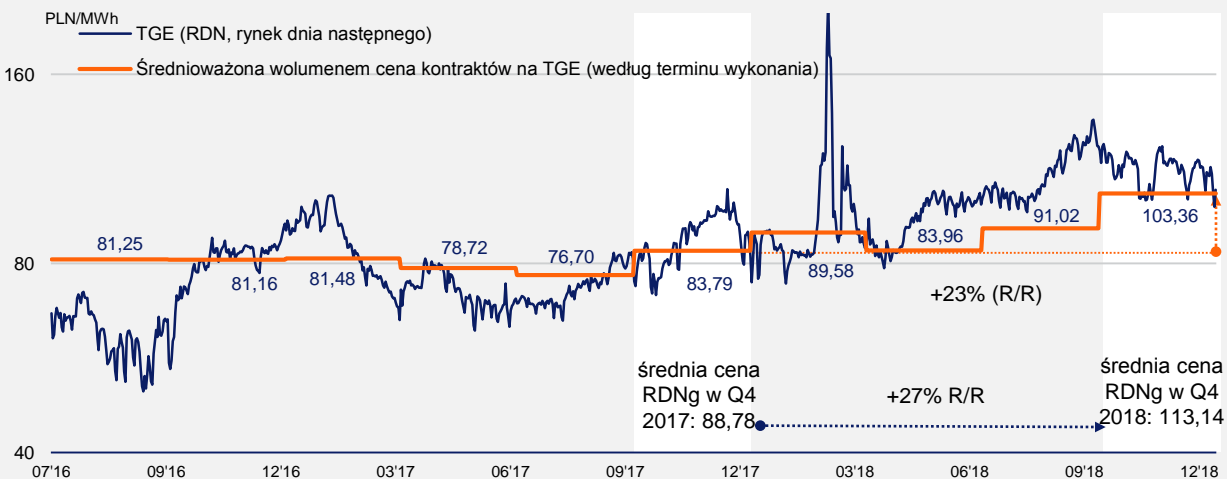


> 9-miesięczna średnia cen ropy wzrosła w Q4 2018 o 39% R/R



- > Wzrost przychodów ze sprzedaży na skutek wysokich cen węglowodorów.
- > Rosnący koszt jednostkowy 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.

Zmiany w prezentacji usług wg MSSF 15

- > Prezentacja wpływu wdrożenia MSSF 15 na skonsolidowany rachunek zysków i strat

Skonsolidowany rachunek zysków i strat w 2017 roku (w mln zł)	Q4 2017 przed zmianą	wpływ	Q4 2017 po zmianie
Przychody ze sprzedaży, w tym:	10 965	-57	10 908
Przychody ze sprzedaży gazu	8 788	-1 084	7 704
Przychody ze sprzedaży pozostałe	2 177	1 027	3 204
Koszty operacyjne (bez amortyzacji), w tym:	-9 642	57	-9 585
Usługi przesyłowe	-305	49	-256
Pozostałe usługi	-550	8	-542

Skonsolidowany rachunek zysków i strat w 2018 roku (w mln zł)	Q4 2018 przed zmianą	wpływ	Q4 2018 po zmianie
Przychody ze sprzedaży, w tym:	12 803	-50	12 753
Przychody ze sprzedaży gazu	10 620	-1 050	9 570
Przychody ze sprzedaży pozostałe	2 183	1 000	3 183
Koszty operacyjne (bez amortyzacji), w tym:	-11 456	50	-11 406
Usługi przesyłowe	-301	39	-262
Pozostałe usługi	-575	11	-564

- > Grupa zastosowała wymogi nowych standardów MSSF 9 i MSSF 15 z wykorzystaniem zmodyfikowanego podejścia retrospektywnego ze skutkiem od 1 stycznia 2018 roku i zgodnie z MSSF w raporcie okresowym nie przekształcono okresu porównawczego.
- > Dla ułatwienia interpretacji wyników finansowych niniejszy slajd przedstawia w uproszczeniu wpływ MSSF 15 na prezentację Q4 2017 oraz Q4 2018.
- > **Kolejne slajdy prezentacji porównują Q4 2018 z przekształconym Q4 2017 w zakresie MSSF 15.**

MSSF 9 – Instrumenty finansowe:

- > zmiana w zasadach klasyfikacji i wyceny aktywów finansowych,
- > wprowadzenie nowego modelu wyznaczania oczekiwanych strat kredytowych oraz
- > zmiana wymogów w zakresie rachunkowości zabezpieczeń.

MSSF 15 – Przychody z tytułu umów z klientami

- > Spółki Grupy które zidentyfikowały dobra lub usługi, dla których pełnią rolę pośrednika (agenta) zmieniły sposób prezentacji przychodów i kosztów. Przychody prezentowane są w kwocie wynagrodzenia netto.
- > Grupa jako podmiot nie mający wpływu na główne cechy świadczonych usług i ich cenę pełni rolę pośrednika (agenta) w zakresie usług przesyłu gazu i dystrybucji energii elektrycznej. Przychody ze sprzedaży usługi dystrybucji gazu prezentowane są w pełnej kwocie świadczonych usług na rzecz klientów spoza Grupy PGNiG.

Skutki zmian prezentacji wg MSSF 15 - segmenty

Bez uwzględnienia zmiany prezentacji MSSF 15

	Q4 2017	Q4 2018
Obrót i Magazynowanie		
Przychody ze sprzedaży	9 625	11 440
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-9 870	-11 790
Dystrybucja		
Przychody ze sprzedaży	1 242	1 156
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	233	166
Sprzedaż między segmentami	1 009	990
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-713	-734

Wpływ MSSF 15

Obrót i Magazynowanie		
Przychody ze sprzedaży	-1 087	-1 058
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	1 087	1 058
Dystrybucja		
Przychody ze sprzedaży	0	0
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 032	1 008
Sprzedaż między segmentami	-1 032	-1 008
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	0	0

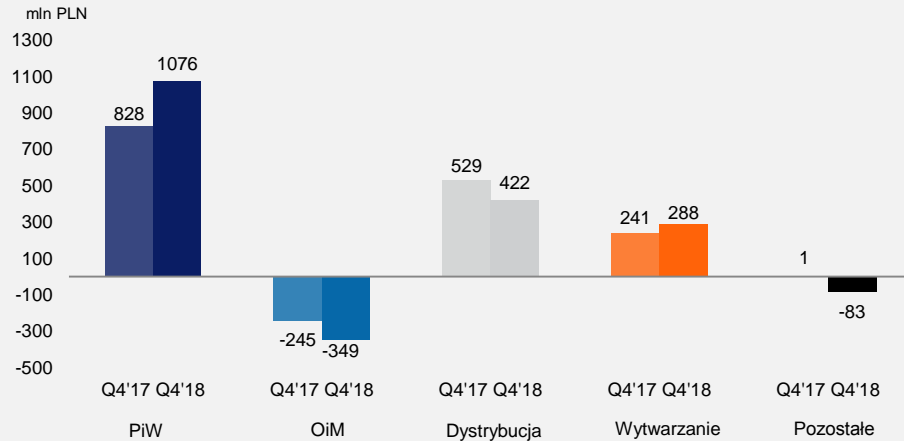
Nowy sposób prezentacji

	Q4 2017	Q4 2018
Obrót i Magazynowanie		
Przychody ze sprzedaży	8 538	10 382
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-8 783	-10 732
Dystrybucja		
Przychody ze sprzedaży	1 242	1 156
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 265	1 174
Sprzedaż między segmentami	-23	-18
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-713	-734

- > Segment Obrót i Magazynowanie pełni rolę pośrednika (agenta) w zakresie usług dystrybucji gazu, przesyłu gazu i dystrybucji energii elektrycznej, dlatego przychody i koszty zostały zaprezentowane w kwocie netto.
- > W segmencie Dystrybucja zmiana prezentacji polega na wykazaniu przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych świadczonych na rzecz klientów spoza GK PGNiG jako sprzedaż zewnętrzną.
- > Kolejne slajdy prezentacji porównują Q4 2018 według nowych standardów z przekształconym Q4 2017 w zakresie MSSF 15.

Podstawowe wyniki finansowe w Q4 2018

> EBITDA Grupy w podziale na segmenty w Q4 2017 vs Q4 2018



Poszukiwanie i Wydobywanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży R/R: gazu o 294 mln PLN (+28% R/R), a ropy naftowej i kondensatu o 169 mln PLN (+34% R/R).
- > Koszt odwiertów negatywnych i spisanej sejsmiki: -146 mln PLN wobec -249 mln PLN w Q4 2017 r.

Obrót i Magazynowanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu o +24% R/R i kosztów paliwa gazowego o 31% R/R, głównie w wyniku wyższych cen ropy i gazu.
- > Wynik na realizacji instrumentów zabezpieczających objętych rachunkowością zabezpieczeń odniesiony w wynik finansowy +45 mln PLN.
- > Wpływ zwiększenia odpisu na zapasie gazu o -15 mln PLN. W Q4 2017 r. zwiększenie odpisu na zapasie gazu na poziomie -26 mln PLN.

Dystrybucja

- > Wyższy wolumen dystrybucji (o +4% R/R) oraz niższe o -4% R/R przychody z tytułu świadczenia usługi dystrybucyjnej w związku z niższą taryfą od 01.03.2018 r.
- > Saldo przychodów i kosztów z tytułu bilansowania systemu niższe o -79 mln PLN R/R.

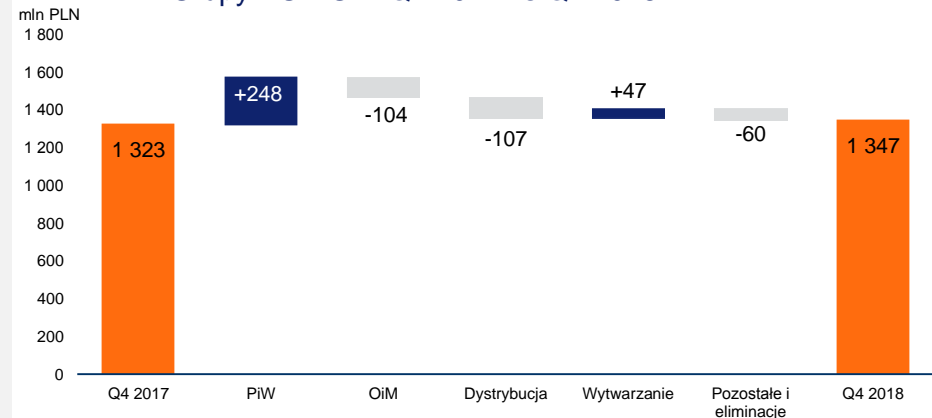
Wytwarzanie

- > Wyższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej o +31% R/R będące wynikiem wyższego wolumenu produkcji oraz wyższych notowań cen energii elektrycznej.

[mln PLN]	Q4 2017	Q4 2018	Δ%
Przychody ze sprzedaży	10 908*	12 753	+17%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-9 585*	-11 406	+19%
EBITDA	1 323	1 347	+2%
<i>EBITDA (bez odpisów rzecz. aktywów trwałych)</i>	1 872	1 574	-16%
Amortyzacja	-673	-751	+12%
EBIT	651	596	-8%
Wynik na działalności finansowej	-48	-14	+71%
Zysk netto	457	388	-15%

*Dane przekształcone do porównywalności w związku z zastosowaniem nowego standardu sprawozdawczości finansowej MSSF 15

> EBITDA Grupy PGNiG w Q4 2017 vs Q4 2018**



**Eliminacje w Q4 2018: -7 mln PLN oraz w Q4 2017: -31 mln PLN



Segment – Poszukiwanie i Wydobywanie

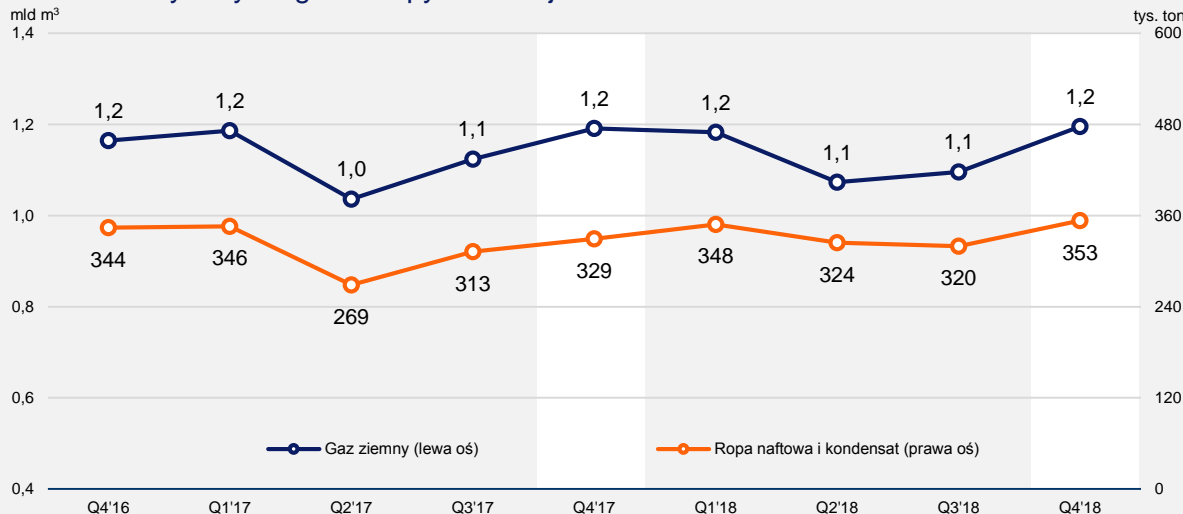
[mln PLN]	Q4 2017	Q4 2018	Δ%
Przychody ze sprzedaży	1 702	2 156	+27%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-874	-1 080	+24%
<i>Koszty odwiertów negatywnych i spisanej sejsmiki</i>	-249	-146	-41%
<i>Odpis aktualizujący majątek trwały</i>	-196	-239	+22%
EBITDA	828	1 076	+30%
Amortyzacja	-253	-289	+14%
EBIT	575	787	+37%

- Wzrost przychodów na skutek wyższych R/R cen ropy i gazu oraz wyższych wolumenów sprzedaży ropy.

Komentarz:

- Wzrost przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu (R/R o 169 mln PLN) głównie na skutek wzrostu o +16% średniej kwartalnej ceny ropy wyrażonej w PLN, oraz wzrostu wolumenu sprzedaży o +21% R/R do 378 tys. ton.
- Wyższe przychody ze sprzedaży gazu w segmencie (+28% R/R, o 294 mln PLN) w wyniku istotnego wzrostu cen gazu i stabilnych wolumenach sprzedaży.
- Spisane koszty odwiertów negatywnych i sejsmiki: -146 mln PLN wobec -249 mln PLN w Q4 2017.
- Zawiązanie odpisów na majątek trwały: -239 mln PLN w Q4 2018 wobec -196 mln PLN w Q4 2017.

Wolumen wydobycia gazu i ropy naftowej R/R



Segment – Obrót i Magazynowanie

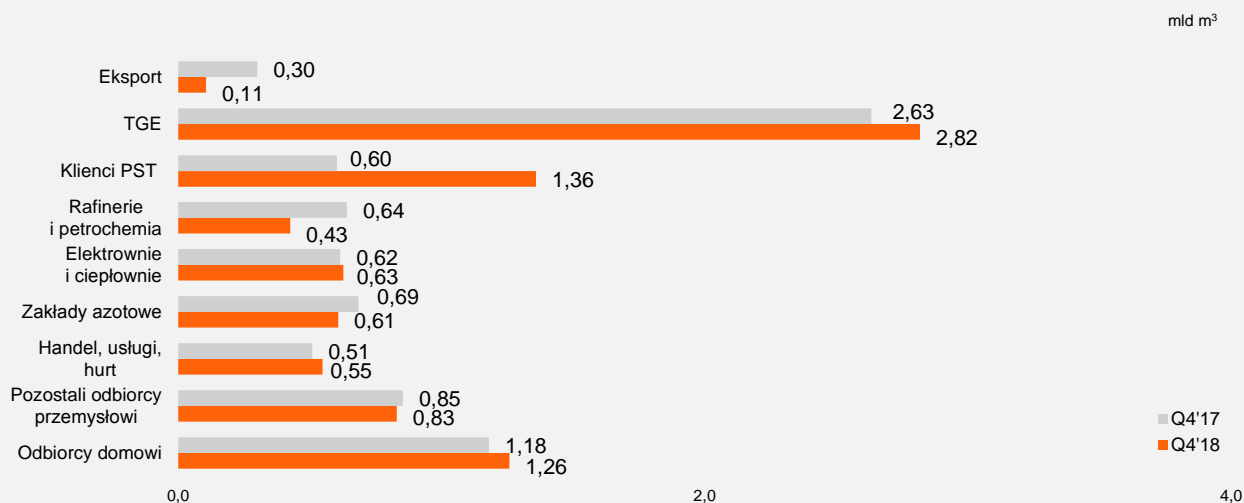
[mIn PLN]	Q4 2017	Q4 2018	Δ%
Przychody ze sprzedaży	8 538*	10 382	+22%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-8 783*	-10 732	+22%
<i>Odpis aktualizujący majątek trwały</i>	-364	-	-
EBITDA	-245	-349	-43%
Amortyzacja	-52	-48	-8%
EBIT	-296	-397	-34%

- Wyniki segmentu pod wpływem wzrostu rynkowych cen gazu i ropy naftowej.

Komentarz:

- Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu R/R (z uwzgl. wyniku na realizacji transakcji zabezpieczających +41 mln PLN w Q4 2018) o 1,8 mld PLN (do 9,5 mld PLN w Q4 2018) na skutek wyższej średniej ceny sprzedaży gazu oraz wyższego wolumenu sprzedaży (+12% R/R).
- Wyższy wolumen sprzedaży do klientów spółki PST oraz na TGE. Spadek sprzedaży gazu do grupy rafinerii i petrochemii.
- Wzrost kosztów pozyskania gazu w segmencie na skutek wyższych notowań cen ropy i gazu.
- Niższy wolumen importu gazu do Polski R/R (Q4 2018: 1,1 mld m³ vs Q4 2017: 2,5 mld m³) przy wyższym wolumenie importu LNG (+98% R/R).
- Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej: 592 mln PLN, spadek o 126 mln PLN R/R (-18% R/R) przy jednoczesnym spadku kosztów energii na cele handlowe o 126 mln PLN.
- Zwiększenie odpisu na zapasie gazu w Q4 2018 o -15 mln PLN vs. zwiększenie odpisu w Q4 2017 na poziomie -26 mln PLN. Stan odpisu na koniec Q4 2018 wyniósł 71 mln PLN.
- Wpływ zawiązania rezerwy na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności energetycznej -31 mln PLN w Q4 2018 wobec rozwiązania rezerwy +9 mln PLN R/R w Q4 2017.

Grupa PGNiG** – wolumen sprzedaży gazu w grupach odbiorców



* Dane przekształcone do porównywalności w związku z zastosowaniem nowego standardu sprawozdawczości finansowej MSSF 15.

** 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

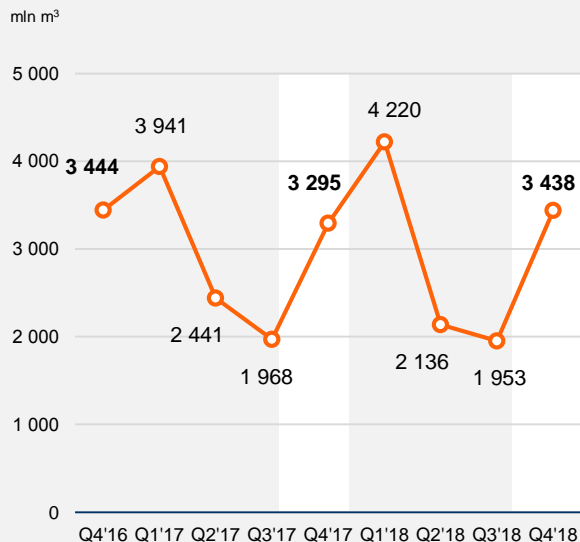
[mIn PLN]	Q4 2017	Q4 2018	Δ%
Przychody ze sprzedaży	1 242	1 156	-7%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-713	-734	+3%
EBITDA	529	422	-20%
Amortyzacja	-237	-239	+1%
EBIT	292	183	-37%

- Wyniki segmentu pod wpływem niższej taryfy i wyższych kosztów gazu na bilansowanie.

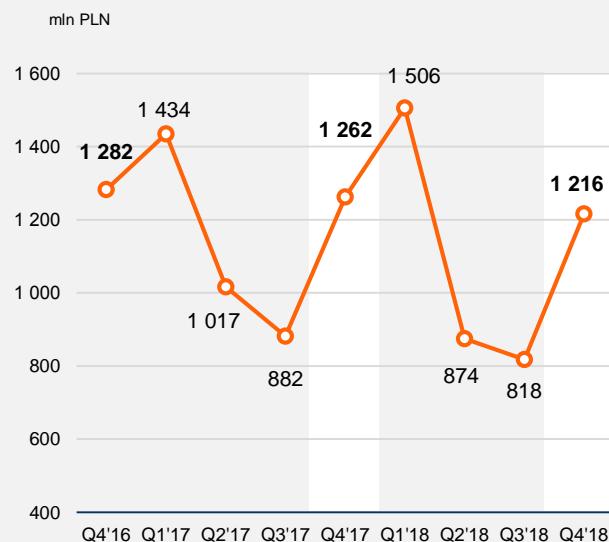
Komentarz:

- Wyższy wolumen dystrybuowanego gazu (o 4% R/R) sięgający 3,43 mld m³, przy niższej średniej temperaturze w kwartale o 0,3°C R/R.
- Przychody ze świadczenia usługi dystrybucyjnej niższe o 46 mln PLN (-4% R/R), głównie na skutek niższego poziomu taryfy od 01.03.2018 r.
- Saldo przychodów i kosztów z tytułu bilansowania systemu: -308 mln PLN w Q4 2018 wobec -229 mln PLN rok wcześniej, przy wyższych kosztach zakupu gazu na bilansowanie.
- Stabilne koszty działalności operacyjnej.

Wolumen dystrybuowanych gazów



Przychód z usług dystrybucyjnych



Segment – Wytwarzanie

[mIn PLN]	Q4 2017	Q4 2018	Δ%
Przychody ze sprzedaży	721	820	+14%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-480	-533	+11%
EBITDA	241	288	+20%
Amortyzacja	-110	-158	+44%
EBIT	131	129	-2%

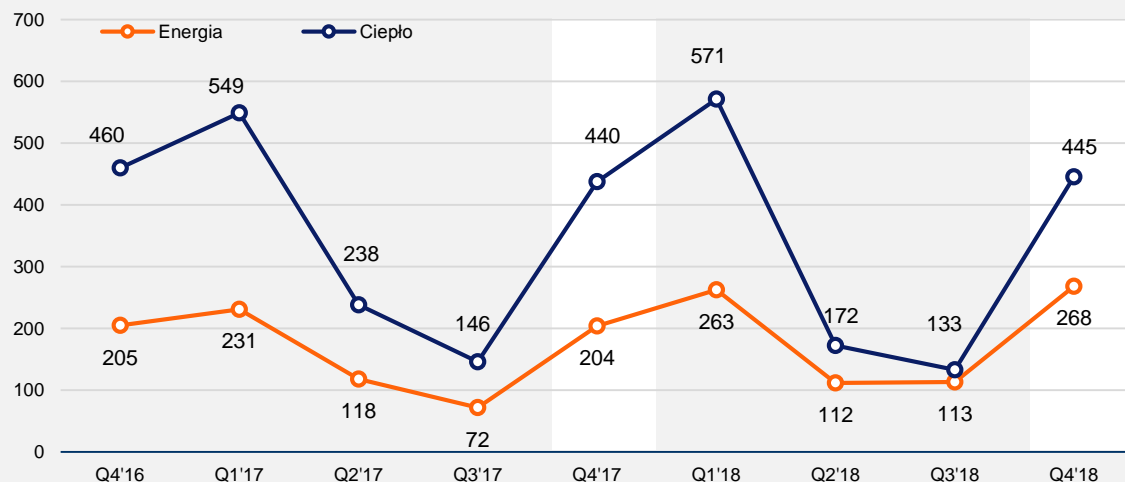
- Wynik segmentu pod wpływem wyższych wolumenów i cen sprzedaży energii elektrycznej oraz wyższych kosztów surowców.

Komentarz:

- Wzrost przychodów ze sprzedaży Ee z wytwarzania o 31% R/R do poziomu 268 mln PLN przy wyższych cenach rynkowych i wyższym wolumenie sprzedaży (+3% R/R).
- Stabilne przychody ze sprzedaży ciepła R/R na poziomie 445 mln PLN przy stabilnym wolumenie sprzedaży.
- Wzrost kosztów zakupu węgla o 56 mln PLN (do 284 mln PLN w Q4 2018), na skutek wyższej jednostkowej ceny węgla z transportem.
- Wolumen sprzedaży w Q4 2018:
 - Sprzedaż ciepła poza GK PGNiG na poziomie 14,26 PJ.
 - Energia elektryczna z produkcji: 1 315 GWh.

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

mln PLN



Informacje kontaktowe

Marcin Piechota

Kierownik Działu Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 106 43 22

kom.: +48 885 889 890

e-mail: marcin.piechota@pgnig.pl

Piotr Gałek

Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 106 48 46

kom.: +48 723 235 652

e-mail: piotr.galek@pgnig.pl

Anna Galińska

Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 106 41 09

kom.: +48 723 514 086

e-mail: anna.galinska@pgnig.pl

Aleksander Kutnik

Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 106 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

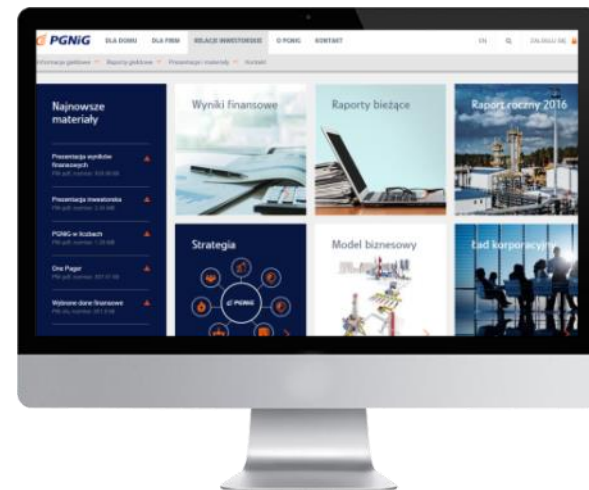
faks: +48 22 691 81 23

www.pgnig.pl

Zastrzeżenie

Wszystkie opinie, 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. Wpływ zmian MSSF na wyniki 2018
- 2. Podstawowe wyniki finansowe 2018
- 3. Sprzedaż i struktura importu gazu
- 4. Koszty operacyjne
- 5. Zadłużenie i źródła finansowania
- 6. CAPEX, Bilans, rachunek przepływów pieniężnych, wskaźniki finansowe
- 7. Wolumeny operacyjne

Zmiany w prezentacji usług wg MSSF 15

> Prezentacja wpływu wdrożenia MSSF 15 na skonsolidowany rachunek zysków i strat

Skonsolidowany rachunek zysków i strat w 2017 roku (w mln zł)	2017 przed zmianą	Wpływ	2017 po zmianie
Przychody ze sprzedaży, w tym:	35 857	-172	35 685
Przychody ze sprzedaży gazu	28 613	-3 944	24 669
Przychody ze sprzedaży pozostałe	7 244	3 772	11 016
Koszty operacyjne (bez amortyzacji), w tym:	-29 278	172	-29 106
Usługi przesyłowe	-1 144	153	-991
Pozostałe usługi	-1 749	19	-1 730

Skonsolidowany rachunek zysków i strat w 2018 roku (w mln zł)	2018 przed zmianą	wpływ	2018 po zmianie
Przychody ze sprzedaży, w tym:	41 422	-188	41 234
Przychody ze sprzedaży gazu	33 415	-3 787	29 628
Przychody ze sprzedaży pozostałe	8 007	3 599	11 606
Koszty operacyjne (bez amortyzacji), w tym:	-34 307	188	-34 119
Usługi przesyłowe	-1 195	156	-1 039
Pozostałe usługi	-1 897	32	-1 865

> Grupa zastosowała wymogi nowych standardów MSSF 9 i MSSF 15 z wykorzystaniem zmodyfikowanego podejścia retrospektywnego ze skutkiem od 1 stycznia 2018 roku i zgodnie z MSSF w raporcie okresowym nie przekształcono okresu porównawczego.

> Dla ułatwienia interpretacji wyników finansowych niniejszy slajd przedstawia w uproszczeniu wpływ MSSF 15 na prezentację 2017 oraz 2018 roku.

> **Kolejne slajdy prezentacji porównują 2018 rok z przekształconym 2017 rokiem w zakresie MSSF 15.**

MSSF 9 – Instrumenty finansowe:

- > zmiana w zasadach klasyfikacji i wyceny aktywów finansowych,
- > wprowadzenie nowego modelu wyznaczania oczekiwanych strat kredytowych oraz
- > zmiana wymogów w zakresie rachunkowości zabezpieczeń.

MSSF 15 – Przychody z tytułu umów z klientami

- > Spółki Grupy które zidentyfikowały dobra lub usługi, dla których pełnią rolę pośrednika (agenta) zmieniły sposób prezentacji przychodów i kosztów. Przychody prezentowane są w kwocie wynagrodzenia netto.
- > Grupa jako podmiot nie mający wpływu na główne cechy świadczonych usług i ich cenę pełni rolę pośrednika (agenta) w zakresie usług przesyłu gazu i dystrybucji energii elektrycznej. Przychody ze sprzedaży usługi dystrybucji gazu prezentowane są w pełnej kwocie świadczonych usług na rzecz klientów spoza Grupy PGNiG.



Skutki zmian prezentacji wg MSSF 15 - segmenty

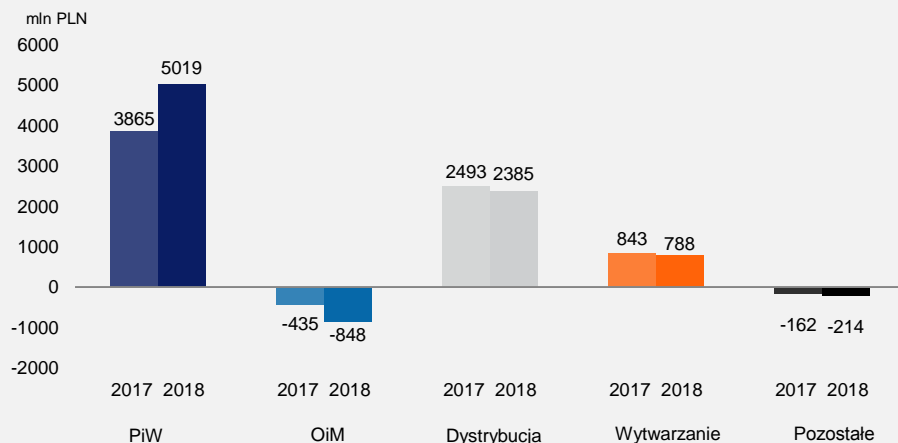
Bez uwzględnienia zmiany prezentacji MSSF 15	2017	2018
Obrót i Magazynowanie		
Przychody ze sprzedaży	30 495	35 517
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-30 930	-36 365
Dystrybucja		
Przychody ze sprzedaży	4 937	4 927
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	969	979
Sprzedaż między segmentami	3 968	3 948
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-2 444	-2 542
Wpływ MSSF 15		
Obrót i Magazynowanie		
Przychody ze sprzedaży	-3 955	-3 813
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	3 955	3 813
Dystrybucja		
Przychody ze sprzedaży	0	0
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	3 783	3 625
Sprzedaż między segmentami	-3 783	-3 625
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	0	0
Nowy sposób prezentacji		
Obrót i Magazynowanie		
Przychody ze sprzedaży	26 540	31 704
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-26 975	-32 552
Dystrybucja		
Przychody ze sprzedaży	4 937	4 927
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	4 753	4 604
Sprzedaż między segmentami	185	323
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-2 444	-2 542

> Segment Obrót i Magazynowanie pełni rolę pośrednika (agenta) w zakresie usług dystrybucji gazu, przesyłu gazu i dystrybucji energii elektrycznej, dlatego przychody i koszty zostały zaprezentowane w kwocie netto.

> W segmencie Dystrybucja zmiana prezentacji polega na wykazaniu przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych świadczonych na rzecz klientów spoza GK PGNiG jako sprzedaż zewnętrzną.

Podstawowe wyniki finansowe w 2018

> EBITDA Grupy w podziale na segmenty w 2017 vs 2018



Poszukiwanie i Wydobywanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu R/R o 932 mln PLN (+26%).
- > Wzrost przychodów ze sprzedaży ropy R/R o 692 mln PLN (+37%).
- > Odpisy na rzeczowe aktywa trwałe: +203 mln PLN vs -79 mln PLN w 2017 r.
- > Koszty odwiertów negatywnych i spisanej sejsmiki: -687 mln PLN vs -400 mln PLN w 2017 r.

Obrót i Magazynowanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu o +20% przy wzroście wolumenu sprzedaży gazu w segmencie o +7%.
- > Wynik na realizacji instrumentów zabezpieczających objętych rachunkowością zabezpieczeń odniesiony w wynik finansowy -362 mln PLN.
- > Zwiększenie odpisu na zapasie gazu o -21 mln PLN wobec częściowego odwrócenia odpisu na zapasie gazu w 2017 r. o +3 mln PLN.

Dystrybucja

- > Stabilny poziom wolumenu dystrybucji: 11,7 mld m³ vs 11,6 mld m³ w 2017 r.
- > Niższe o -4% R/R (do poziomu 4,41 mld PLN) przychody z tytułu świadczenia usługi dystrybucyjnej.

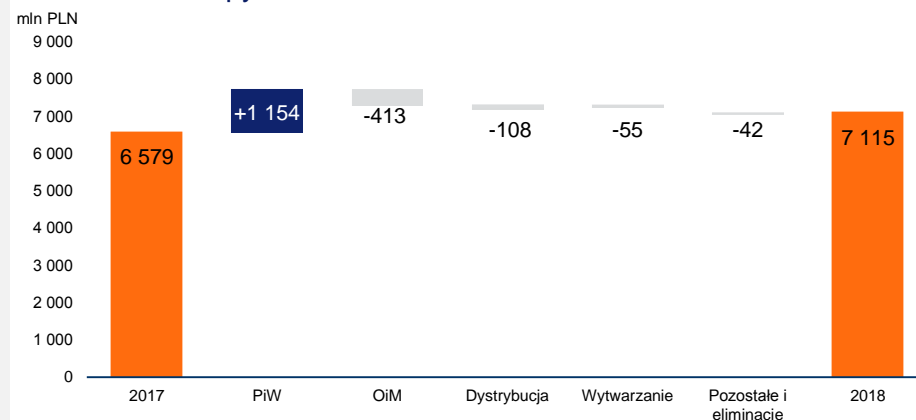
Wytwarzanie

- > Spadek wolumenów sprzedaży ciepła o -5% R/R i wzrost sprzedaży wolumenów energii elektrycznej (z produkcji) o +2% R/R w 2018 r.

[mln PLN]	2017	2018	Δ%
Przychody ze sprzedaży	35 685*	41 234	+16%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-29 106*	-34 119	+17%
EBITDA	6 579	7 115	+8%
Amortyzacja	-2 669	-2 720	+2%
EBIT	3 910	4 395	+12%
Wynik na działalności finansowej	-16	-4	-75%
Zysk netto	2 921	3 209	+10%

*Dane przekształcone do porównywalności w związku z zastosowaniem nowego standardu sprawozdawczości finansowej MSSF 15

> EBITDA Grupy PGNiG w 2017 vs 2018**

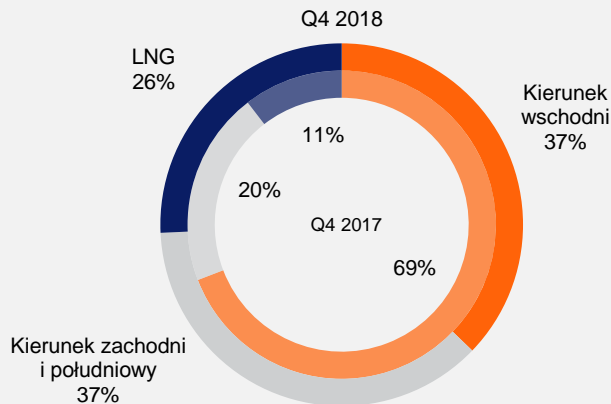


**Eliminacje w 2018: -15 mln PLN oraz w 2017: -25 mln PLN



Sprzedaż i struktura importu gazu

> Import gazu do Polski

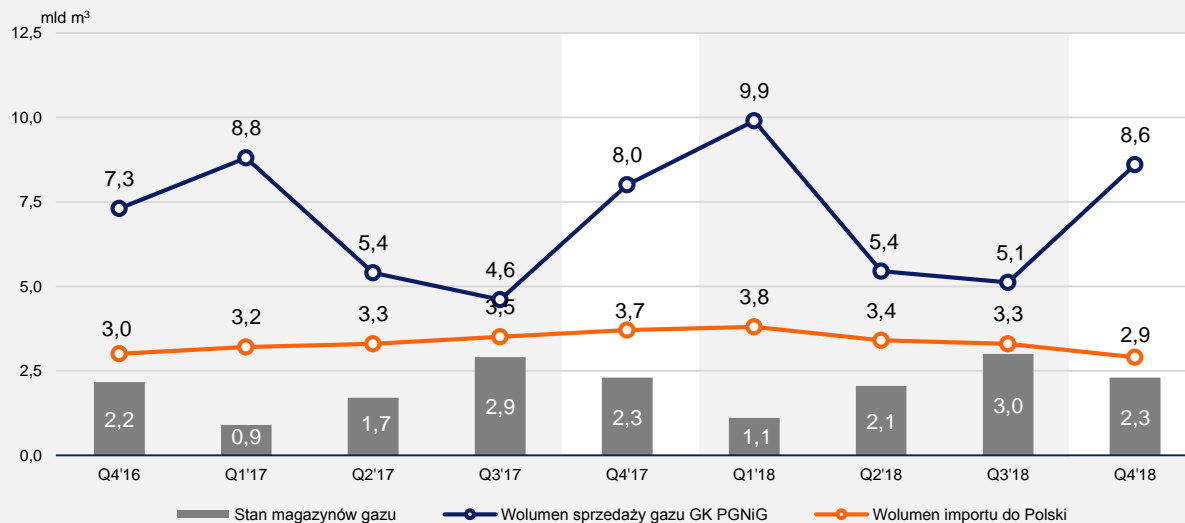


> Sprzedaż gazu poza GK PGNiG według spółek

[mln m ³]	Q4 2017	Q4 2018	Δ%
Grupa PGNiG:	8 022	8 583	+7%
<i>PGNiG SA</i>	5 212	4 847	-7%
<i>PGNiG OD</i>	2 207	2 376	+8%
<i>PST</i>	603	1 360	+126%

- > Wzrost udziału LNG w strukturze importu w Q4 2018 r. rozładowano 7 gazowców, w tym 4 z kontraktu z Qatargas oraz 3 ładunki spot.
- > Sprzedaż gazu Grupy PGNiG wyższa o +7% R/R. Wzrost sprzedaży PST (działalność zagraniczna).

> Sprzedaż gazu Grupy PGNiG, stan magazynów i wolumen importu



Komentarz:

- > Zapas LNG w terminalu: 23 mln m³ po regazyfikacji (stan na 31.12.2018 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 2018

[mln PLN]	Q4 2017	Q4 2018	Δ%
Koszt sprzedanego gazu	-6 512	-8 531	+31%
Paliwa do produkcji ciepła i energii	-252	-314	+25%
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	-630	-437	-31%
Świadczenia pracownicze	-794	-852	+7%
Usługa przesyłowa	-256*	-262	+2%
Pozostałe usługi obce	-542*	-564	+4%
<i>Usługi regazyfikacji LNG</i>	-86	-93	+8%
Podatki i opłaty	-123	-112	-9%
Pozostałe przychody i koszty operacyjne**	-64	-393	+6x
<i>Zmiana stanu odpisów na zapasy</i>	-34	-56	+65%
<i>Zmiana stanu rezerw</i>	19	-79	-5x
Odpisy z tytułu utraty wartości rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	-797	-374	-53%
<i>Koszt odwiertów negatywnych i sejsmiki</i>	-249	-146	-41%
<i>Odpisy aktualizujące wartość składników majątku trwałego</i>	-548	-227	-58%
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	385	433	+12%
Amortyzacja	-673	-751	+12%
Koszty operacyjne ogółem	-10 258	-12 157	+19%
<i>Koszty operacyjne bez kosztu sprzedanego gazu</i>	-3 746	-3 626	-3%

Komentarz:

- Wzrost kosztów sprzedanego gazu R/R o 2 019 mln PLN (+31%) w związku ze wzrostem cen ropy i gazu.
- Niższe R/R koszty odwiertów negatywnych i sejsmiki (-146 mln PLN). W Q4 2018 spisano 11 odwiertów negatywnych. W Q4 2017 spisano 7 odwiertów negatywnych (-152 mln PLN).
- Zawiązanie odpisu z tytułu utraty wartości majątku trwałego na poziomie -227 mln PLN w Q4 2018 vs -548 mln PLN w Q4 2017.
- Wyższa R/R amortyzacja: Q4 2018: -751 mln PLN vs Q4 2017: -673 mln PLN.
- Niższe R/R pozostałe przychody i koszty operacyjne w Q4 2018 – m.in. za sprawą zwiększenia odpisu na zapasie gazu w Q4 2018 o -15 mln PLN vs. zwiększenie odpisu w Q4 2017 na poziomie -26 mln PLN. Zawiązanie odpisu na należnościach -76 mln PLN w Q4 2018, wobec rozwiązania na +19 mln PLN w Q4 2017. Wzrost kosztów związanych ze sprzedażą pozostałych towarów i materiałów do poziomu -279 mln PLN w Q4 2018 vs -120 mln PLN w Q4 2017.
- Zawiązanie rezerwy na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności na poziomie -33 mln PLN w Q4 2018 wobec rozwiązania rezerwy na +16 mln PLN w Q4 2017.
- Różnice kursowe netto dotyczące działalności operacyjnej: -51 mln PLN w Q4 2018 vs -74 mln PLN w Q4 2017. Wynik na instrumentach pochodnych w pozostałych kosztach operacyjnych netto (nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń): +183 mln PLN w Q4 2018 vs +72 mln PLN w Q4 2017.

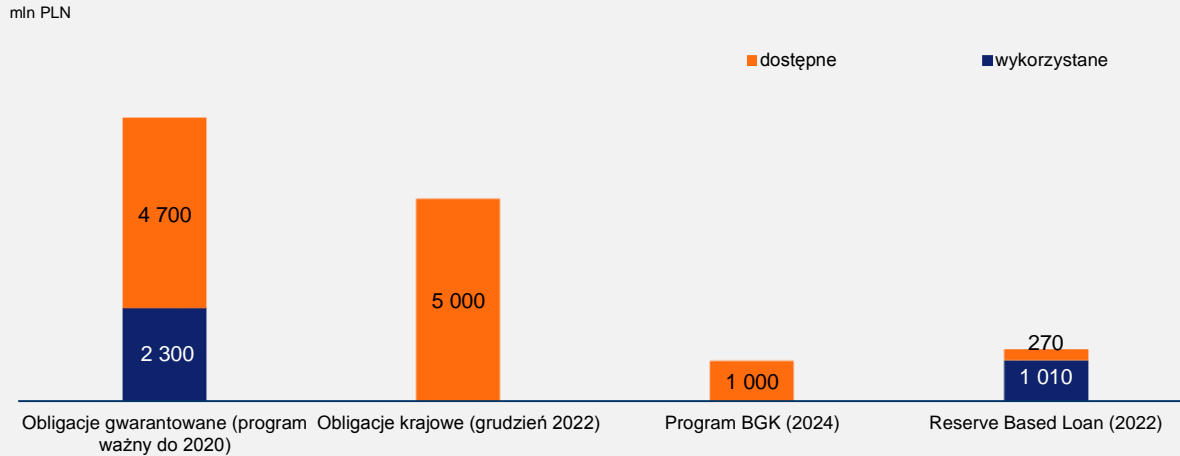


* Dane przekształcone do porównywalności w związku z zastosowaniem nowego standardu sprawozdawczości finansowej MSSF 15.

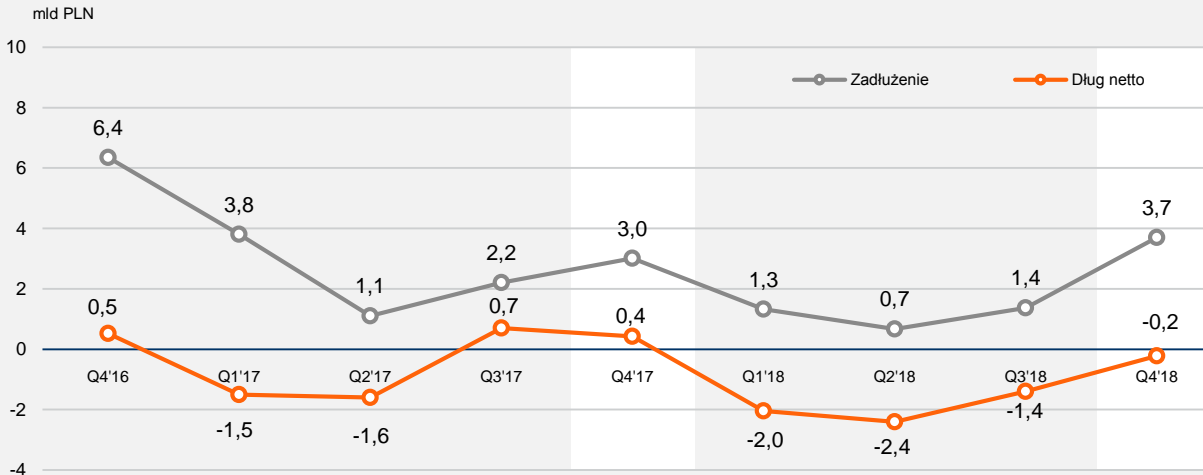
** Pozostałe koszty operacyjne w powyższym zestawieniu nie uwzględniają kosztów z tytułu podatków i opłat oraz odpisów z tytułu utraty wartości rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych.

Zadłużenie i źródła finansowania

> Źródła finansowania (stan na 31.12.2018 r.)



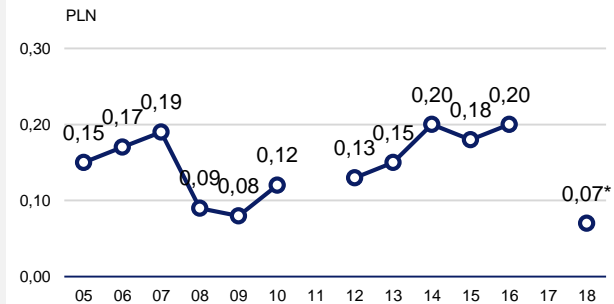
> Zadłużenie na koniec kwartału



Komentarz:

- > W dniu 21 grudnia 2017 r. PGNiG TERMIKA w związku z niedopasowaniem programu inwest. z Programem Emisji Obligacji z dnia 4 lipca 2012 r. do kwoty 1,5 mld PLN (PEO) zawarła porozumienia rozwiązujące PEO, w wyniku czego łączna pula obligacji gwarantowanych wynosi 7 mld PLN.
- > W dniu 21 grudnia 2017 r. PGNiG S.A. podpisał umowę programu emisji obligacji do kwoty 5 mld PLN.

> Dywidenda za rok obrotowy (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).

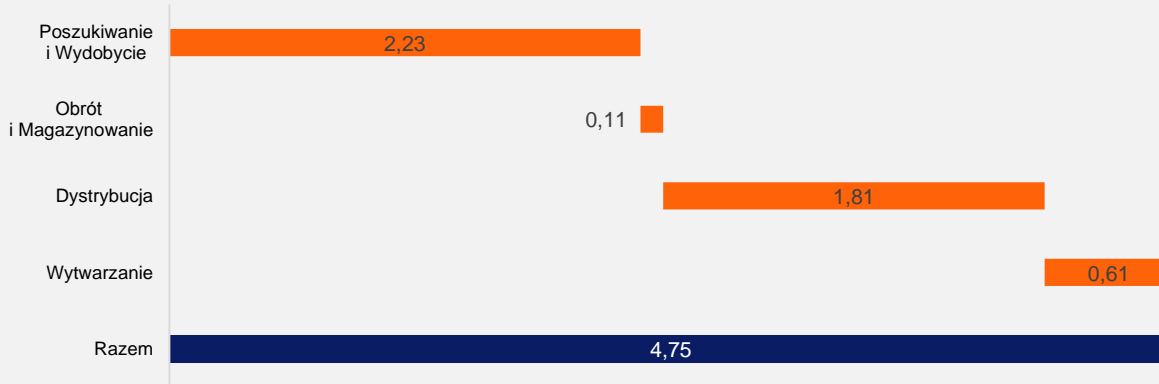
- > *W dniu 29 października 2018 r. zdecydowano o wypłaceniu zaliczki na poczet przewidywanej dywidendy z zysku Spółki za rok 2018 r. w wysokości 0,07 PLN/akcja. Dniem dywidendy był 26.11.2018 r. Wypłata nastąpiła 03.12.2018 r.



CAPEX, Bilans, rachunek przepływów pieniężnych, wskaźniki finansowe

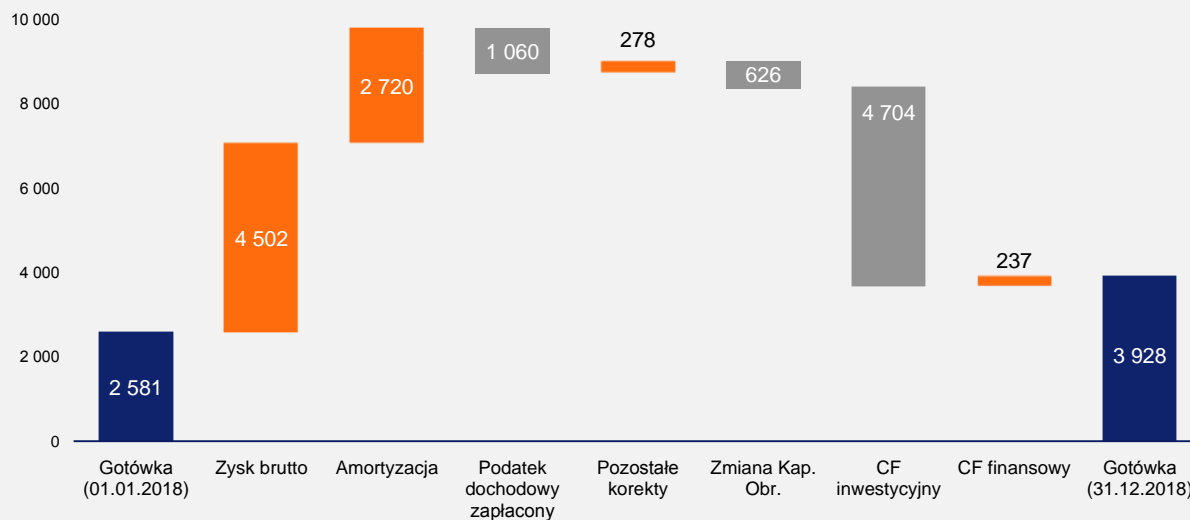
> Zrealizowany CAPEX w 2018 roku*

mld PLN



> Skonsolidowane przepływy pieniężne (01.01.2018 r. - 31.12.2018 r.)

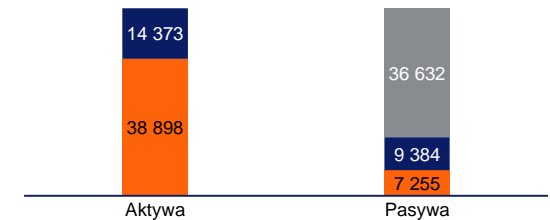
mld PLN



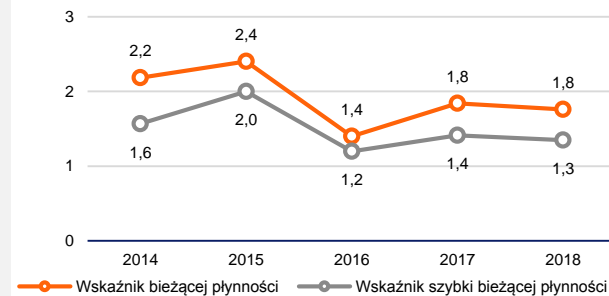
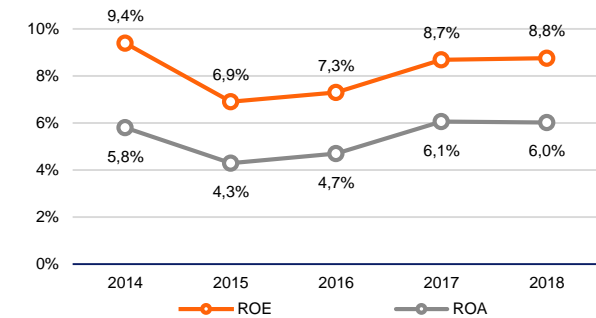
* Nakłady uwzględniające wydatki na akwizycje złóż węglowodorów

> Bilans Grupy (stan na 31.12.2018 r.)

mld PLN ■ Długoterminowe ■ Krótkoterminowe ■ Kapitał własny



> Rentowność i wskaźniki płynności



Wolumeny operacyjne

WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO, GK PGNiG [mln m ³]	FY 2018	Q4 2018	Q3 2018	Q2 2018	Q1 2018	FY 2017	Q4 2017	Q3 2017	Q2 2017	Q1 2017	FY 2016	Q4 2016
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	1 834	473	436	461	464	1 863	461	459	469	474	1 919	473
<i>w tym w Polsce</i>	1 296	336	323	314	323	1 315	335	325	327	328	1 401	347
<i>w tym w Norwegii</i>	538	137	113	147	141	548	126	134	142	146	518	126
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	2 712	722	659	612	719	2 674	731	664	567	712	2 540	692
<i>w tym w Polsce</i>	2 512	673	606	559	674	2 524	684	627	533	680	2 481	670
<i>w tym w Pakistanie</i>	200	49	53	53	45	150	47	37	34	32	59	22
RAZEM (przeliczony na E)	4 546	1 195	1 095	1 073	1 183	4 537	1 192	1 123	1 036	1 186	4 458	1 165

SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO, GK PGNiG [mln m³]

GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	27 466	8 141	4 777	5 134	9 414	25 291	7 603	4 298	5 079	8 311	22 895	6 921
<i>w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG</i>	3 929	1 360	855	716	998	2 186	603	452	482	649	2 510	561
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	1 578	442	337	308	491	1 496	419	296	312	469	1 371	417
RAZEM (przeliczony na E)	29 044	8 583	5 114	5 442	9 905	26 787	8 022	4 594	5 391	8 780	24 266	7 338
<i>w tym sprzedaż bezpośrednio ze złóż</i>	855	228	211	179	237	796	226	182	161	227	718	209

IMPORT GAZU ZIEMNEGO, PGNiG SA [mln m³]

Razem	13 530	2 949	3 324	3 419	3 837	13 714	3 673	3 488	3 334	3 219	11 527	2 968
<i>w tym: kierunek wschodni</i>	9 038	1 097	2 357	2 602	2 982	9 656	2 540	1 889	2 518	2 709	10 248	2 539
<i>w tym: LNG</i>	2 713	759	635	815	505	1 715	383	470	475	387	974	380

ROPA NAFTOWA, GK PGNiG [tys. ton]

Wydobycie ropy naftowej i kondensatu	1 345	353	320	324	348	1 257	329	313	269	346	1 318	344
<i>w tym w Polsce</i>	818	219	202	189	208	787	220	203	148	216	763	207
<i>w tym w Norwegii</i>	527	134	118	135	140	470	109	110	121	130	555	137
Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu z produkcji	1 410	378	309	294	429	1 270	313	251	316	390	1 346	325
<i>w tym w Polsce</i>	817	225	194	188	210	791	222	190	161	218	753	198
<i>w tym w Norwegii</i>	593	153	115	106	219	479	91	61	155	172	593	127

WYTWARZANIE

Produkcja E.c. netto (sprzedaż) [TJ]	40 659	14 255	2 942	4 425	19 037	42 607	14 195	3 476	6 848	18 088	39 527	15 079
Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) [GWh]	3 974	1 315	523	598	1 538	3 882	1 280	407	737	1 458	3 604	1 204