

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

Wyniki finansowe Grupy PGNiG
za III kwartał i 9 miesięcy
2018 roku

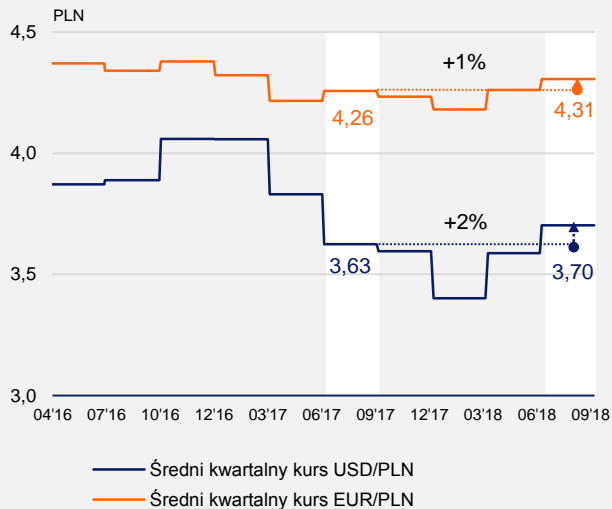


21 listopada 2018 r.

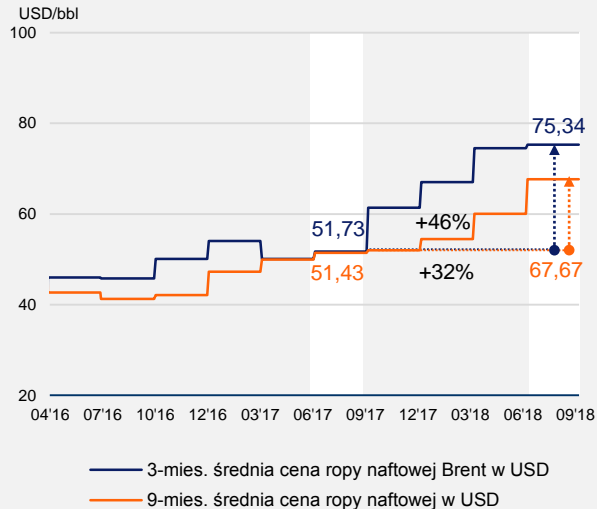


Czynniki wpływające na wynik finansowy

- > Słabszy PLN wobec USD oraz wobec EUR R/R

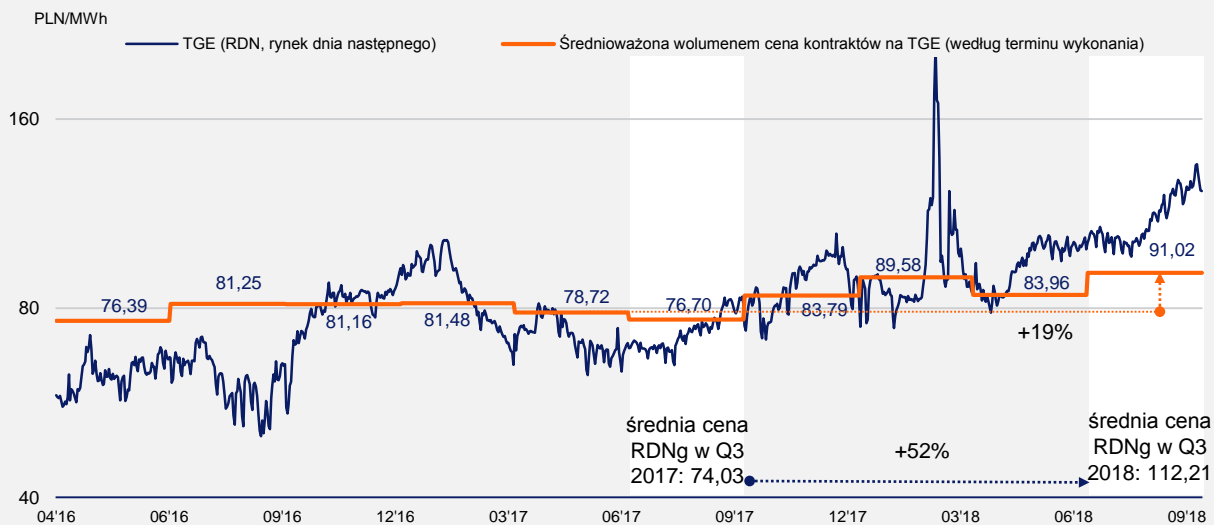


- > 9-miesięczna średnia cen ropy wzrosła w Q3 2018 o 32% R/R



- > Wzrost przychodów ze sprzedaży na skutek wysokich cen węglowodorów oraz wzrostu wolumenu sprzedaży gazu.
- > 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)	Q3 2017 przed zmianą	wpływ	Q3 2017 po zmianie
Przychody ze sprzedaży, w tym:	6 075	-41	6 034
Przychody ze sprzedaży gazu	4 776	-753	4 023
Przychody ze sprzedaży pozostałe	1 299	712	2 011
Koszty operacyjne (bez amortyzacji), w tym:	-4 996	41	-4 955
Usługi przesyłowe	-283	36	-247
Pozostałe usługi	-426	5	-421

Skonsolidowany rachunek zysków i strat w 2018 roku (w mln zł)	Q3 2018 przed zmianą	wpływ	Q3 2018 po zmianie
Przychody ze sprzedaży, w tym:	7 637	-42	7 595
Przychody ze sprzedaży gazu	5 999	-695	5 304
Przychody ze sprzedaży pozostałe	1 638	653	2 291
Koszty operacyjne (bez amortyzacji), w tym:	-6 168	42	-6 126
Usługi przesyłowe	-286	37	-249
Pozostałe usługi	-468	5	-463

- > 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 Q3 2017 oraz Q3 2018.

- > **Kolejne slajdy prezentacji porównują Q3 2018 z przekształconym Q3 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.

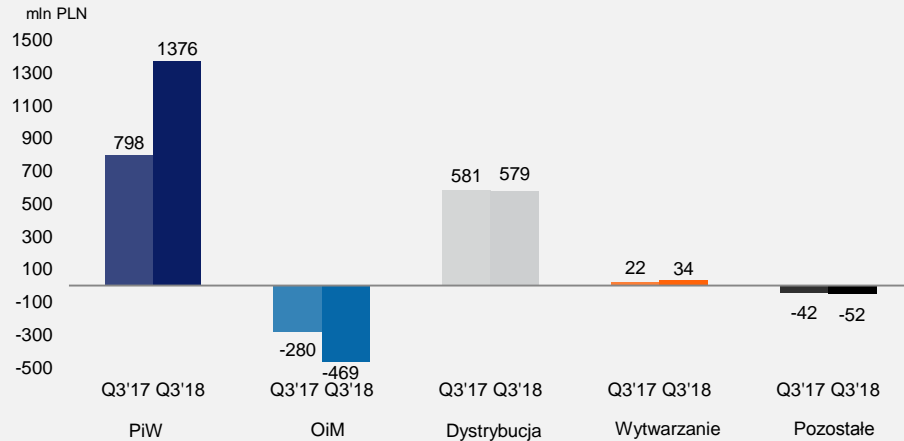
Skutki zmian prezentacji wg MSSF 15 - segmenty

Bez uwzględnienia zmiany prezentacji MSSF 15	Q3 2017	Q3 2018
Obrót i Magazynowanie		
Przychody ze sprzedaży	5 051	6 254
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-5 331	-6 723
Dystrybucja		
Przychody ze sprzedaży	1 085	1 084
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	182	223
Sprzedaż między segmentami	903	861
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-504	-505
Wpływ MSSF 15		
Obrót i Magazynowanie		
Przychody ze sprzedaży	-757	-702
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	757	702
Dystrybucja		
Przychody ze sprzedaży	0	0
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	716	660
Sprzedaż między segmentami	-716	-660
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	0	0
Nowy sposób prezentacji		
Obrót i Magazynowanie		
Przychody ze sprzedaży	4 294	5 552
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-4 574	-6 021
Dystrybucja		
Przychody ze sprzedaży	1 085	1 084
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	898	883
Sprzedaż między segmentami	187	201
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-504	-505

- > 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 Q3 2018 według nowych standardów z przekształconym Q3 2017 w zakresie MSSF 15.

Podstawowe wyniki finansowe w Q3 2018

> EBITDA Grupy w podziale na segmenty w Q3 2017 vs Q3 2018



Poszukiwanie i Wydobywanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży R/R: gazu o 291 mln PLN (+37% R/R); ropy naftowej i kondensatu o 299 mln PLN (+89% R/R).
- > Koszt odwertów negatywnych: -165 mln PLN wobec -54 mln PLN w Q3 2017.

Obrót i Magazynowanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu o +33% R/R i kosztów paliwa gazowego o 37% R/R, głównie w wyniku wyższych cen ropy i gazu.
- > Koszty transakcji zabezpieczających przychody ze sprzedaży gazu: -139 mln PLN.
- > Wpływ zwiększenia odpisu na zapasie gazu o -38 mln PLN. W Q3 2017 r. rozwiązanie odpisu na zapasie gazu na poziomie +64 mln PLN.

Dystrybucja

- > Stabilny wolumen dystrybucji oraz niższe o -7% R/R przychody z tytułu usługi dystrybucyjnej.
- > Wpływ z tytułu bilansowania systemu wyższy o +56 mln PLN R/R.

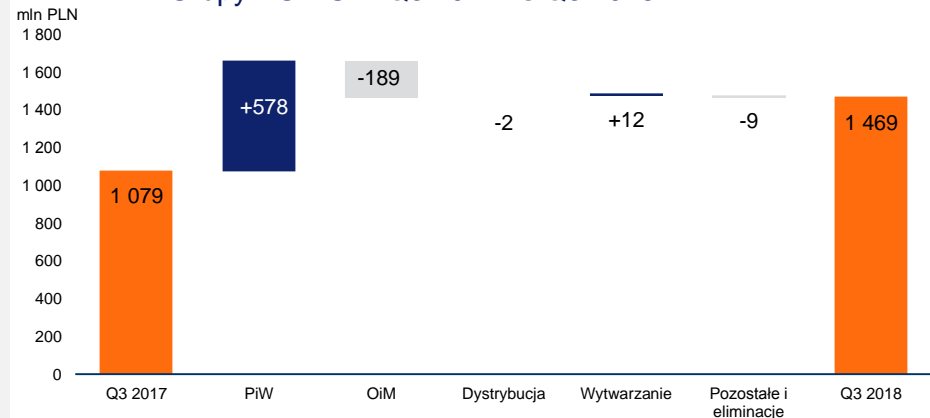
Wytwarzanie

- > Wzrost wolumenów sprzedaży energii elektrycznej (z własnej produkcji) o +28% R/R przy rosnących cenach oraz wyższych kosztach węgla.

[mln PLN]	Q3 2017	Q3 2018	Δ%
Przychody ze sprzedaży	6 034*	7 595	+26%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-4 955*	-6 127	+24%
EBITDA	1 079	1 469	+36%
Amortyzacja	-661	-643	-3%
EBIT	418	826	+98%
Wynik na działalności finansowej	22	-41	-3x
Zysk netto	367	552	+50%

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

> EBITDA Grupy PGNiG w Q3 2017 vs Q3 2018**



**Eliminacje w Q3 2018: +1 mln PLN oraz w Q3 2017: 0 mln PLN



Segment – Poszukiwanie i Wydobywanie

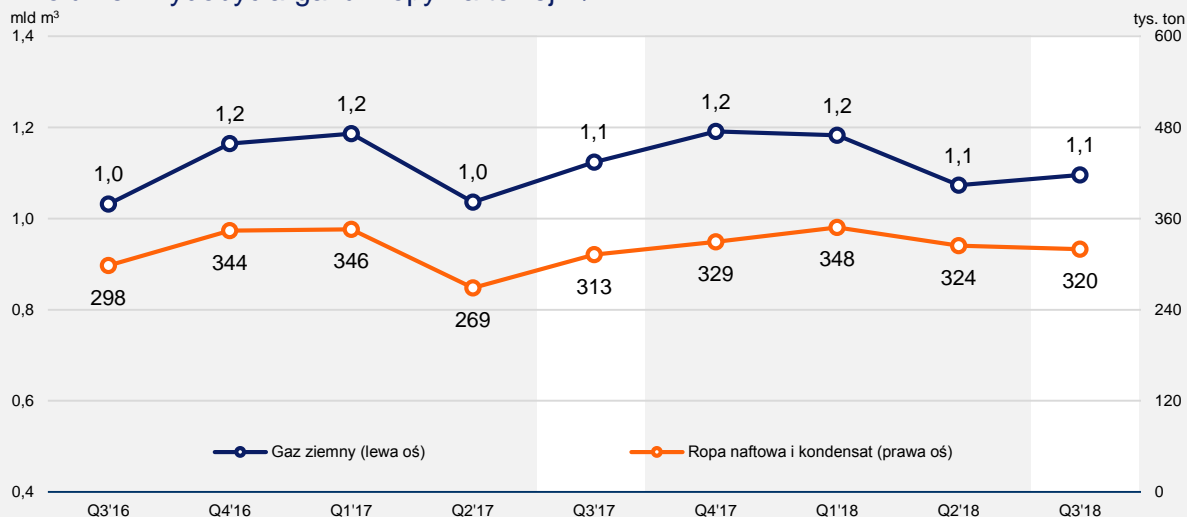
[mln PLN]	Q3 2017	Q3 2018	Δ%
Przychody ze sprzedaży	1 271	1 854	+46%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-473	-478	+1%
<i>Koszty odwiertów negatywnych</i>	-54	-165	+3x
<i>Odpis aktualizujący majątek trwały</i>	33	131	+4x
EBITDA	798	1 376	+72%
Amortyzacja	-258	-254	-2%
EBIT	540	1 123	+108%

- 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 299 mln PLN) głównie na skutek wzrostu o +49% średniej kwartalnej ceny ropy wyrażonej w PLN, oraz wzrostu wolumenu sprzedaży o +23% R/R do 309 tys. ton. Wzrost przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu w spółce PUN (do poziomu 237 mln PLN w Q3 2018).
- Wyższe przychody ze sprzedaży gazu w segmencie (+37% R/R, o 291 mln PLN) w wyniku istotnego wzrostu cen gazu, mimo niższych wolumenów sprzedaży (o 30 mln m³, czyli -3% R/R).
- Spisane koszty odwiertów negatywnych: -165 mln PLN wobec -54 mln PLN w Q3 2017. Brak kosztów sejsmiki.
- Odwroćcie odpisów na majątek trwały: +131 mln PLN w Q3 2018 wobec +33 mln PLN w Q3 2017.
- Pozycja *overlift* w Q3 2018 wyceniona rynkowo na -2 mln PLN. Zastosowanie nowej metody szacowania wartości pozycji *over-/underlift* w Q3 2017 wpłynęłoby na wynik tego okresu na kwotę +56 mln PLN.

Wolumen wydobywania gazu i ropy naftowej R/R



Segment – Obrót i Magazynowanie

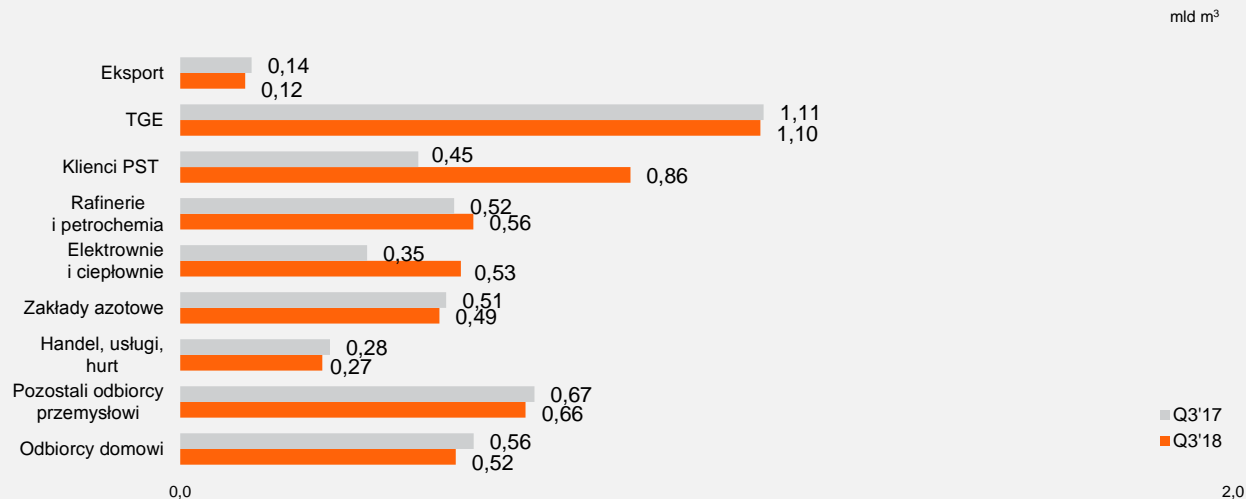
[mIn PLN]	Q3 2017	Q3 2018	Δ%
Przychody ze sprzedaży	4 294*	5 552	+29%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-4 574*	-6 021	+32%
EBITDA	-280	-469	-68%
Amortyzacja	-51	-47	-8%
EBIT	-331	-516	-56%

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

Komentarz:

- Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu R/R (z uwzgl. wpływu transakcji zabezpieczających -139 mln PLN w Q3 2018) o 1 261 mln PLN (do 5,1 mld PLN w Q3 2018) na skutek wyższej średniej ceny sprzedaży gazu oraz wyższego wolumenu sprzedaży (+2% R/R).
- Wyższy wolumen sprzedaży do klientów spółki PST oraz elektrowni i ciepłowni. Spadek sprzedaży gazu do odbiorców domowych.
- Wzrost kosztów pozyskania gazu w segmencie na skutek wyższych notowań cen ropy i gazu.
- Niższy wolumen importu gazu do Polski R/R (Q3 2018: 3,32 mld m³ vs Q3 2017: 3,49 mld m³) przy wyższym wolumenie importu LNG (+35% R/R).
- Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej: 358 mln PLN, spadek o 46 mln PLN R/R (-11% R/R). Koszty energii na cele handlowe niższe R/R o 59 mln PLN (-327 mln PLN w Q3 2018).
- Zwiększenie odpisu na zapasie gazu w Q3 2018 o -38 mln PLN vs. rozwiązanie odpisu w Q3 2017 na poziomie +64 mln PLN. Stan odpisu na koniec Q3 2018 wyniósł 56 mln PLN.
- Zawiązanie rezerwy na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności energetycznej na poziomie -17 mln PLN w Q3 2018 wobec zawiązania rezerwy na -34 mln PLN R/R w Q3 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

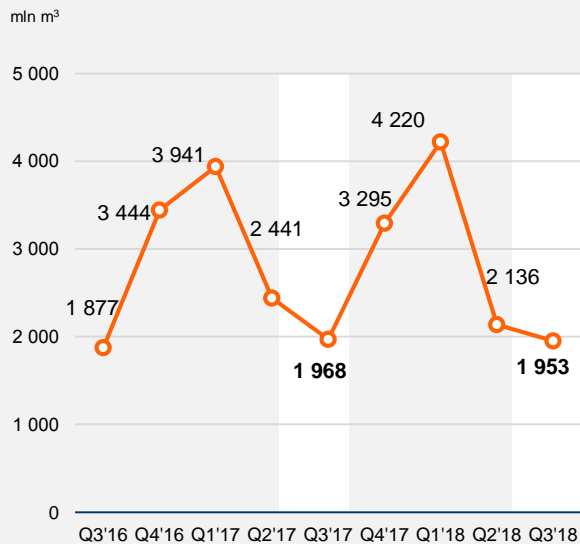
[mIn PLN]	Q3 2017	Q3 2018	Δ%
Przychody ze sprzedaży	1 085	1 084	0%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-504	-505	0%
EBITDA	581	579	0%
Amortyzacja	-228	-231	+1%
EBIT	353	347	-2%

- Wyniki segmentu pod wpływem niższej taryfy oraz dodatniego salda przychodów i kosztów z tytułu bilansowania.

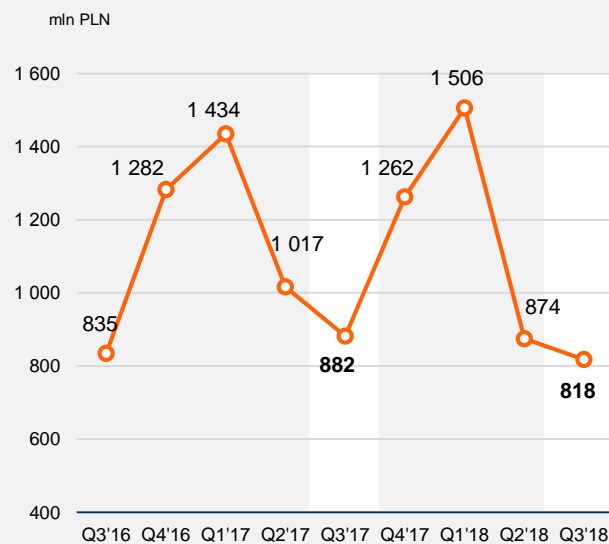
Komentarz:

- Stabilny wolumen dystrybuowanego gazu sięgający 1,95 mld m³, przy wyższej średniej temperaturze w kwartale o 0,9°C R/R.
- Przychody ze świadczenia usługi dystrybucyjnej niższe o 64 mln PLN (-7% R/R), głównie na skutek niższego poziomu taryfy.
- Saldo przychodów i kosztów z tytułu bilansowania systemu: +203 mln PLN w Q3 2018 wobec +147 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]	Q3 2017	Q3 2018	Δ%
Przychody ze sprzedaży	262	302	+15%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-240	-268	+12%
EBITDA	22	34	+55%
Amortyzacja	-110	-94	-15%
EBIT	-87	-60	+31%

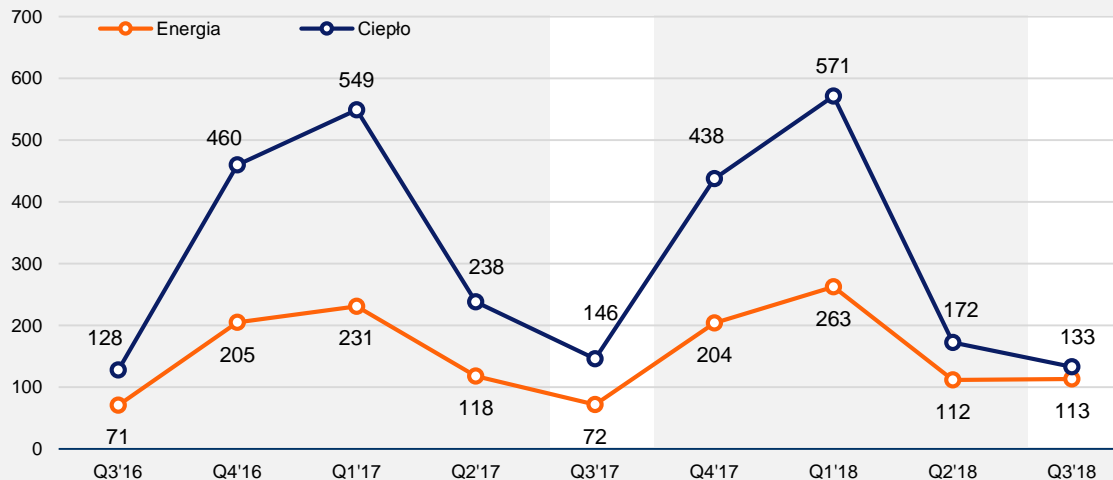
- Wynik segmentu pod wpływem wyższych wolumenów i cen sprzedaży energii elektrycznej oraz wyższych kosztów surowców.

Komentarz:

- Wzrost przychodów ze sprzedaży Ee z wytwarzania o 58% R/R do poziomu 113 mln PLN przy wyższym wolumenie sprzedaży o +28% R/R, głównie w związku z uruchomieniem EC Zofiówka.
- Spadek przychodów ze sprzedaży ciepła R/R o -9% do poziomu 133 mln PLN przy niższym o -15% wolumenie (wyższe temperatury w kwartale o 0,9°C R/R).
- Wzrost kosztów zakupu węgla o 29 mln PLN (do 90 mln PLN w Q3 2018), na skutek wyższej jednostkowej ceny węgla z transportem.
- Wolumen sprzedaży w Q3 2018:
 - Sprzedaż ciepła poza GK PGNiG na poziomie 2,94 PJ.
 - Energia elektryczna z produkcji: 523 GWh.

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

mln PLN



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

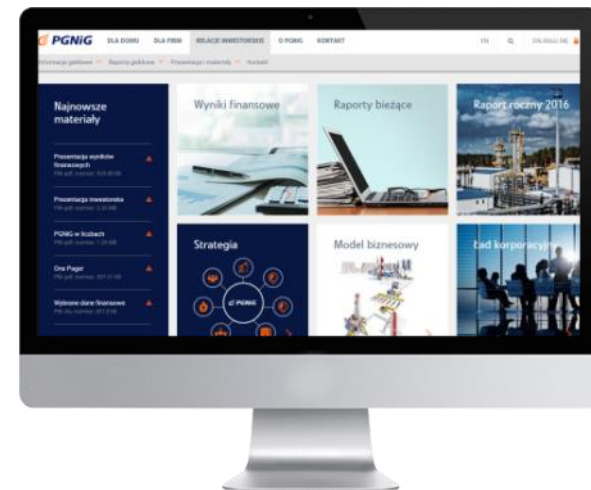
faks: +48 22 691 81 23

www.pgnig.pl

Zastrzeżenie

Wszystkie opinie, 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



Załączniki

- 1. Wpływ zmian MSSF na wyniki 9M 2018
- 2. Podstawowe wyniki finansowe 9M 2018
- 3. Sprzedaż i struktura importu gazu
- 4. Koszty operacyjne
- 5. Zadłużenie i źródła finansowania
- 6. Bilans, rachunek przepływów pieniężnych, wskaźniki finansowe i zatrudnienie
- 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)	9M 2017 przed zmianą	Wpływ	9M 2017 po zmianie
Przychody ze sprzedaży, w tym:	24 892	-115	24 777
Przychody ze sprzedaży gazu	19 825	-2 860	16 965
Przychody ze sprzedaży pozostałe	5 067	2 745	7 812
Koszty operacyjne (bez amortyzacji), w tym:	-19 636	+115	-19 521
Usługi przesyłowe	-840	+104	-736
Pozostałe usługi	-1 198	+11	-1 187

Skonsolidowany rachunek zysków i strat w 2018 roku (w mln zł)	9M 2018 przed zmianą	wpływ	9M 2018 po zmianie
Przychody ze sprzedaży, w tym:	28 619	-138	28 481
Przychody ze sprzedaży gazu	22 795	-2 737	20 058
Przychody ze sprzedaży pozostałe	5 824	+2 599	8 423
Koszty operacyjne (bez amortyzacji), w tym:	-22 850	+138	-22 712
Usługi przesyłowe	-894	+117	-777
Pozostałe usługi	-1 321	+21	-1 300

> 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 9M 2017 oraz 9M 2018.

> **Kolejne slajdy prezentacji porównują 9M 2018 z przekształconym 9M 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.



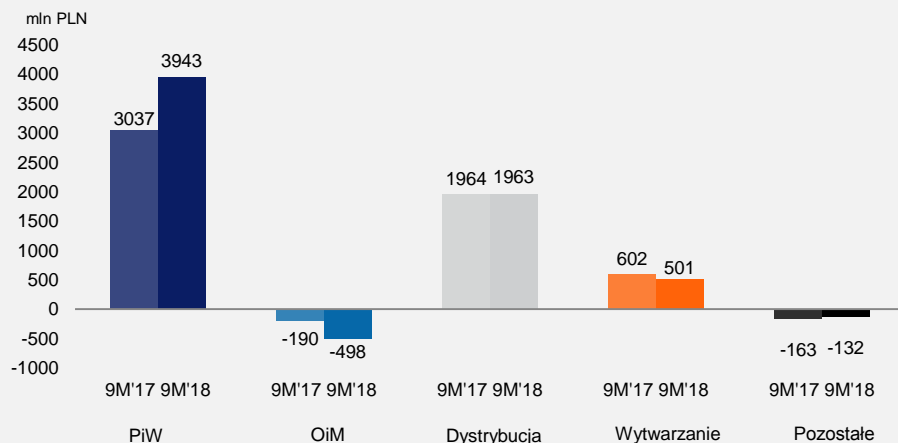
Skutki zmian prezentacji wg MSSF 15 - segmenty

Bez uwzględnienia zmiany prezentacji MSSF 15	9M 2017	9M 2018
Obrót i Magazynowanie		
Przychody ze sprzedaży	20 870	24 077
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-21 060	-24 575
Dystrybucja		
Przychody ze sprzedaży	3 695	3 771
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	736	813
Sprzedaż między segmentami	2 959	2 958
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-1 731	-1 808
Wpływ MSSF 15		
Obrót i Magazynowanie		
Przychody ze sprzedaży	-2 867	-2 755
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	2 867	2 755
Dystrybucja		
Przychody ze sprzedaży	0	0
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	2 752	2 617
Sprzedaż między segmentami	-2 752	-2 617
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	0	0
Nowy sposób prezentacji		
Obrót i Magazynowanie		
Przychody ze sprzedaży	18 003	21 322
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-18 193	-21 820
Dystrybucja		
Przychody ze sprzedaży	3 695	3 771
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	3 488	3 430
Sprzedaż między segmentami	207	341
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-1 731	-1 808

- > 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 – 9M 2018

> EBITDA Grupy w podziale na segmenty w 9M 2017 vs 9M 2018



Poszukiwanie i Wydobywanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu R/R o 637 mln PLN (+25%).
- > Wzrost przychodów ze sprzedaży ropy R/R o 523 mln PLN (+38%).
- > Odpisy na rzeczowe aktywa trwałe: +442 mln PLN vs +117 mln PLN w 9M 2017.

Obrót i Magazynowanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu o +18% (z uwzgl. wpływu transakcji zabezpieczających -419 mln PLN) przy wzroście wolumenu sprzedaży gazu w segmencie o +5%.
- > Zwiększenie odpisu na zapasie gazu o -6 mln PLN wobec częściowego odwrócenia odpisu na zapasie gazu w 9M 2017 o +29 mln PLN.

Dystrybucja

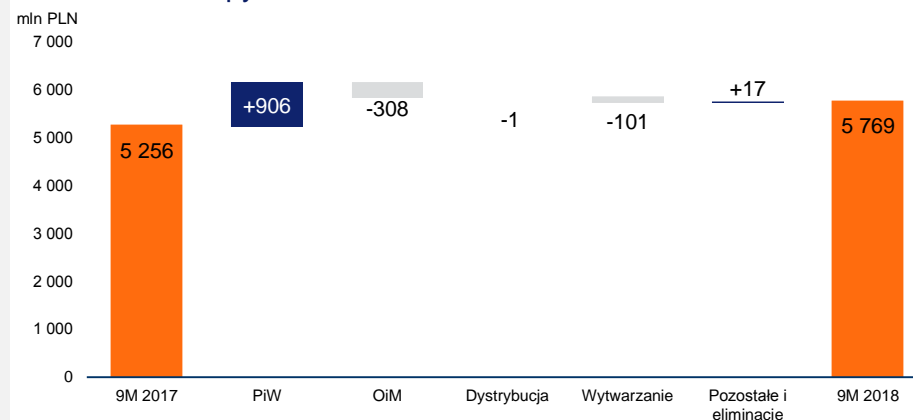
- > Stabilny poziom wolumenu dystrybucji: 8,31 mld m³ vs 8,35 mld m³ w 9M 2017.
- > Wzrost kosztów świadczeń pracowniczych (-867 mln PLN vs -816 mln PLN w 9M 2017).

Wytwarzanie

- > Spadek wolumenów sprzedaży ciepła o -7% R/R i wzrost sprzedaży wolumenów energii elektrycznej (z produkcji) o +2% R/R w 9M 2018.

[mln PLN]	9M 2017	9M 2018	Δ%
Przychody ze sprzedaży	24 777*	28 481	+15%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-19 521*	-22 712	+16%
EBITDA	5 256	5 769	+10%
Amortyzacja	-1 996	-1 969	-1%
EBIT	3 260	3 800	+17%
Wynik na działalności finansowej	31	10	-68%
Zysk netto	2 465	2 822	+15%

> EBITDA Grupy PGNiG w 9M 2017 vs 9M 2018**



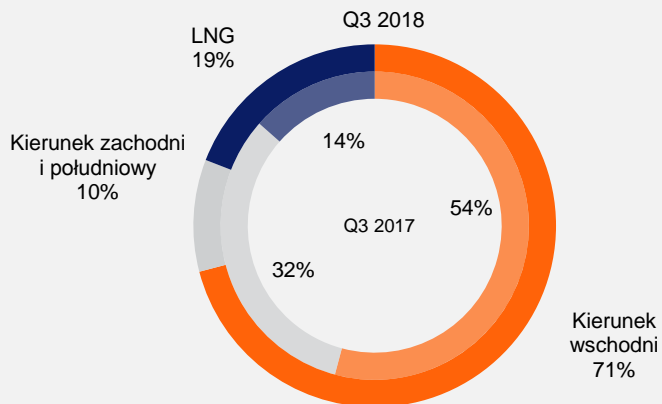
*Dane przekształcone do porównywalności w związku z zastosowaniem nowego standardu sprawozdawczości finansowej MSSF 15

**Eliminacje w 9M 2018: -8 mln PLN oraz w 9M 2017: 6 mln PLN



Sprzedaż i struktura importu gazu

> Import gazu do Polski

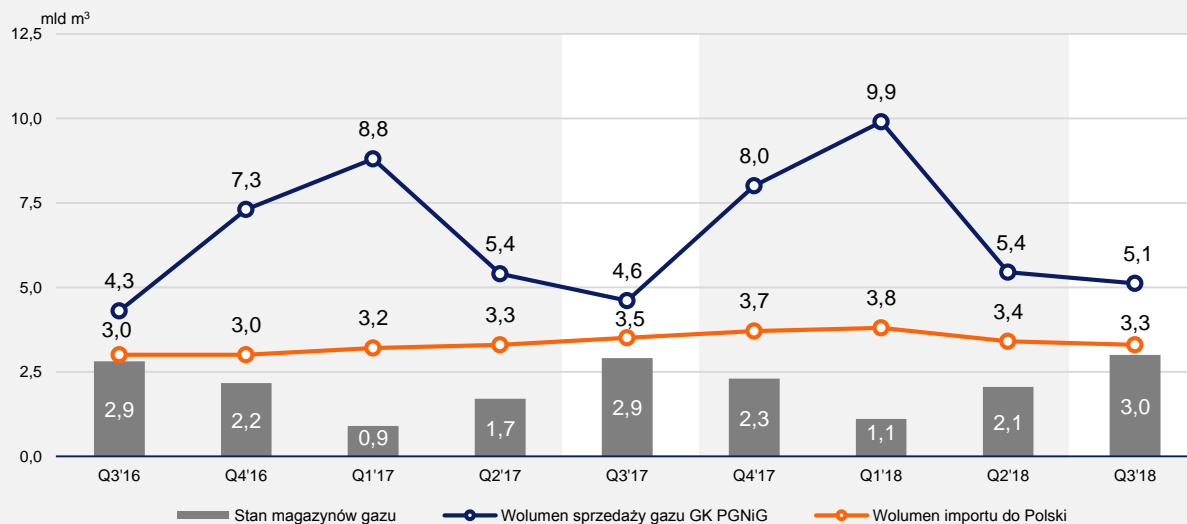


> Sprzedaż gazu poza GK PGNiG według spółek

	[mln m ³]	Q3 2017	Q3 2018	Δ%
Grupa PGNiG:		4 594	5 114	+11%
<i>PGNiG SA</i>		3 021	3 144	+4%
<i>PGNiG OD</i>		1 121	1 115	-1%
<i>PST</i>		452	855	+89%

- > Wzrost udziału LNG w strukturze importu w Q3 2018,
- > W Q3 2018 rozładowano 5 gazowców z kontraktu z Qatargas.
- > Sprzedaż gazu Grupy PGNiG na zbliżonym poziomie R/R. Wzrost sprzedaży PST (działalność zagraniczna).

> Sprzedaż gazu Grupy PGNiG, stan magazynów i wolumen importu



Komentarz:

- > Zapas LNG w terminalu: 70 mln m³ po regazyfikacji (stan na 30.09.2018 r.).

Koszty operacyjne w Q3 2017 vs Q3 2018

[mln PLN]	Q3 2017	Q3 2018	Δ%
Koszt sprzedanego gazu	-3 072	-4 129	+34%
Paliwa do produkcji ciepła i energii	-77	-96	+25%
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	-450	-334	-26%
Świadczenia pracownicze	-589	-626	+6%
Usługa przesyłowa	-247*	-249	+1%
Pozostałe usługi obce	-421*	-463	+10%
<i>Usługi regazyfikacji LNG</i>	-90	-93	+3%
Podatki i opłaty	-103	-108	+5%
Pozostałe przychody i koszty operacyjne netto**	-200	-328	+64%
<i>Zmiana stanu odpisów na zapasy</i>	16	-18	-2x
<i>Zmiana stanu rezerw</i>	-98	-25	-75%
Odpisy z tytułu utraty wartości rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	-13	-26	+2x
<i>Koszt odwiertów negatywnych i sejsmiki</i>	-54	-165	+3x
<i>Odpisy aktualizujące wartość składników majątku trwałego</i>	33	132	+4x
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	219	232	+6%
Amortyzacja	-643	-661	+3%
Koszty operacyjne ogółem	-5 616	-6 770	+21%
<i>Koszty operacyjne bez kosztu sprzedanego gazu</i>	-2 544	-2 641	+4%

Komentarz:

- Wzrost kosztów sprzedanego gazu R/R o 1 056 mln PLN (+34%) w związku ze wzrostem cen ropy i gazu.
- Wyższe R/R koszty odwiertów negatywnych i sejsmiki (-165 mln PLN). W Q3 2018 spisano 6 odwiertów negatywnych. W Q3 2017 spisano 3 odwierty negatywne (-54 mln PLN).
- Niższe zużycie pozostałych surowców i materiałów R/R o 116 mln PLN (-26%) głównie z wyniku niższych kosztów zakupu energii elektrycznej na cele handlowe (o 105 mln PLN, czyli -33% R/R).
- Rozwiązanie odpisu z tytułu utraty wartości majątku trwałego na poziomie +132 mln PLN w Q3 2018 vs +33 mln PLN w Q3 2017.
- Wyższa R/R amortyzacja (Q3 2018: -661 mln PLN vs Q3 2017: -643 mln PLN).
- Niższe R/R pozostałe przychody i koszty operacyjne w Q3 2018 – m.in. za sprawą zwiększenia odpisu na zapasie gazu na poziomie -38 mln PLN wobec rozwiązania odpisu o +64 mln PLN w Q3 2017 oraz zawiązanie rezerwy na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności energetycznej na poziomie -17 mln PLN w Q3 2018 wobec zawiązania rezerwy na -35 mln PLN R/R w Q3 2017.
- Różnice kursowe netto dotyczące działalności operacyjnej: -47 mln PLN w Q3 2018 vs +45 mln PLN w Q3 2017.
- Wynik na instrumentach pochodnych w pozostałych kosztach operacyjnych netto: -65 mln PLN w Q3 2018 vs +30 mln PLN w Q3 2017.

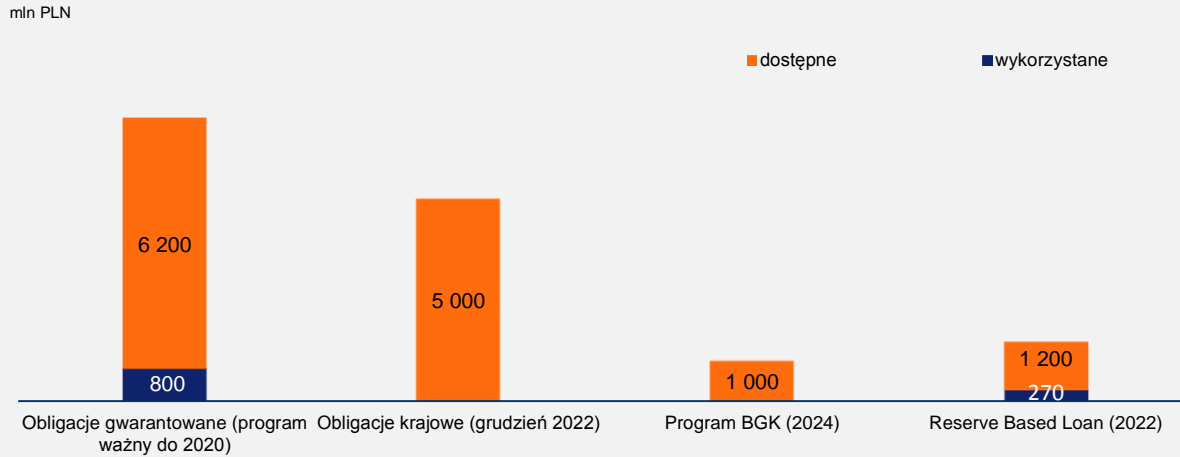


* Dane przekształcone do porównywalności w związku z zastosowaniem nowego standardu sprawozdawczości finansowej MSSF 15.

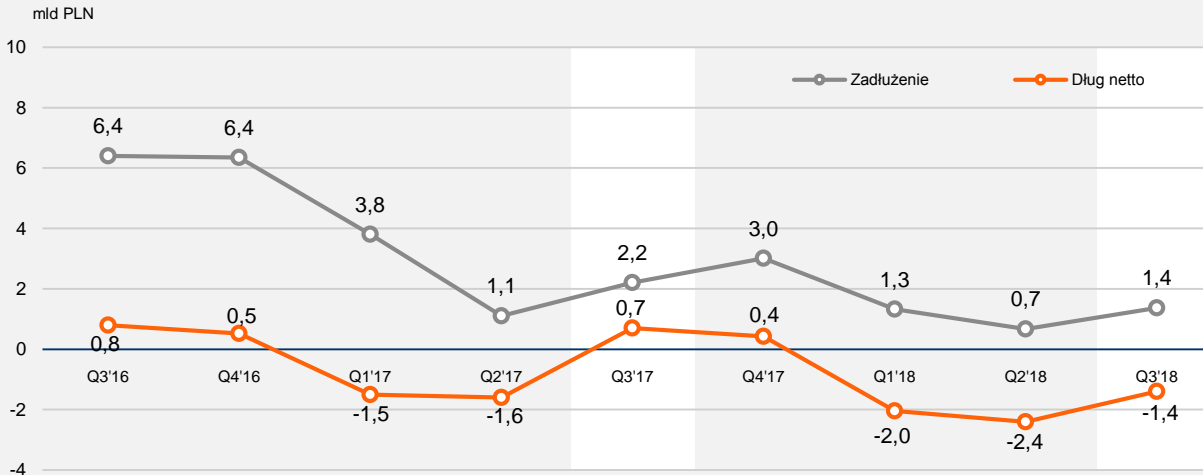
** Pozostałe koszty operacyjne w powyższym zestawieniu nie uwzględniają kosztów z tytułu podatków i opłat oraz odpisów z tytułu utraty wartości rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych.

Zadłużenie i źródła finansowania

> Źródła finansowania (stan na 30.09.2018 r.)



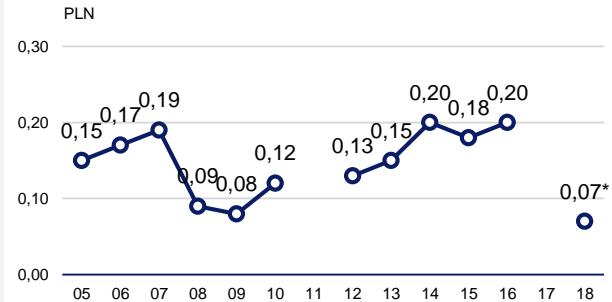
> Zadłużenie na koniec kwartału



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)



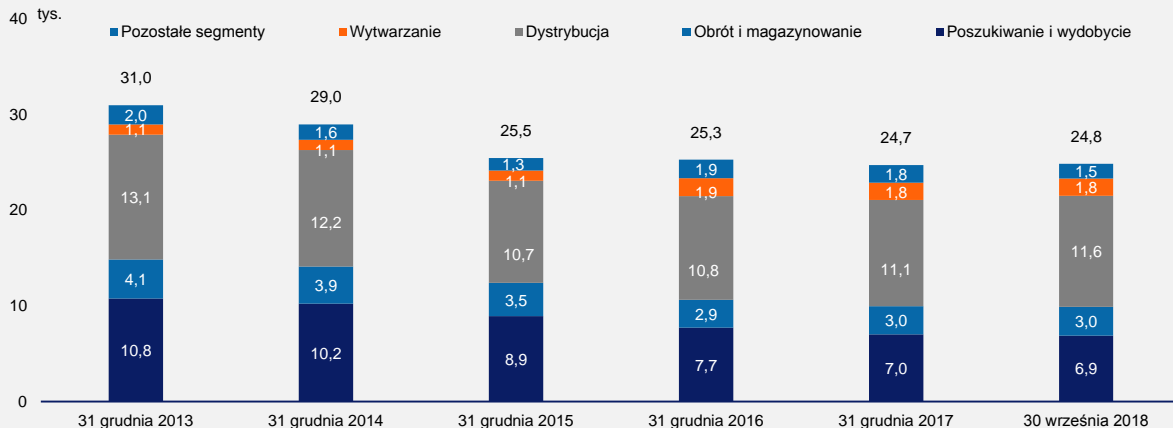
- > Założenie Strategii: wypłata do 50% skonsolidowanego zysku netto w postaci dywidendy w latach 2017-2022 (przy założeniu stabilnej sytuacji finansowej, zabezpieczenia potrzeb inwestycyjnych).

- > * 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. Dzień dywidendy to 26.11.2018 r. Dzień wypłaty to 3.12.2018 r.

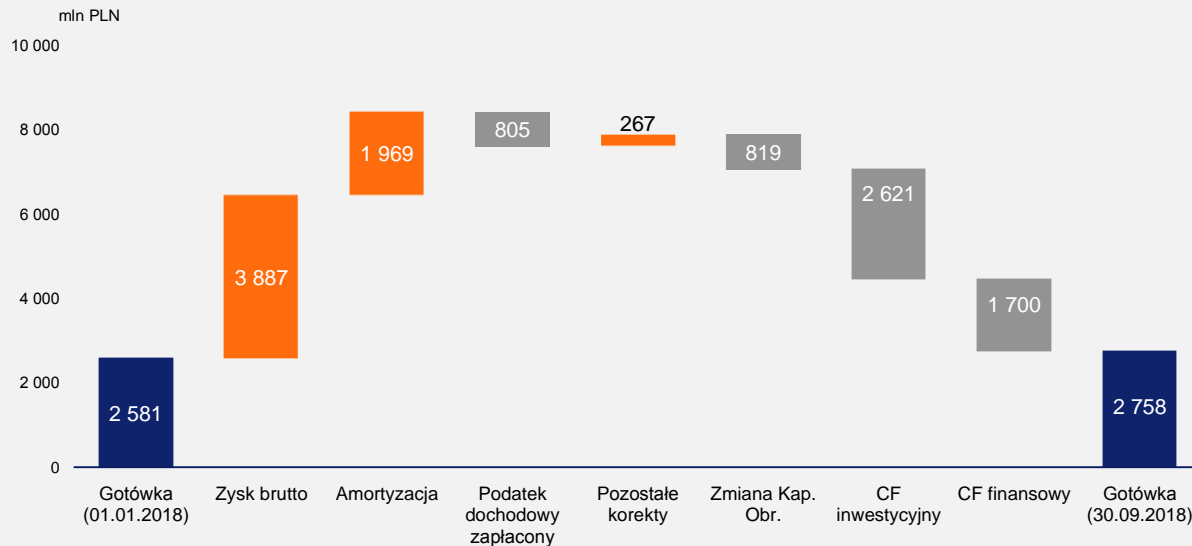


Bilans, rachunek przepływów pieniężnych, wskaźniki finansowe i zatrudnienie

Zatrudnienie (stan na dzień 30.09.2018 r.)*

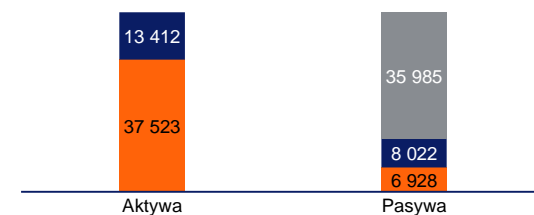


Skonsolidowane przepływy pieniężne (01.01.2018 r. - 30.09.2018 r.)

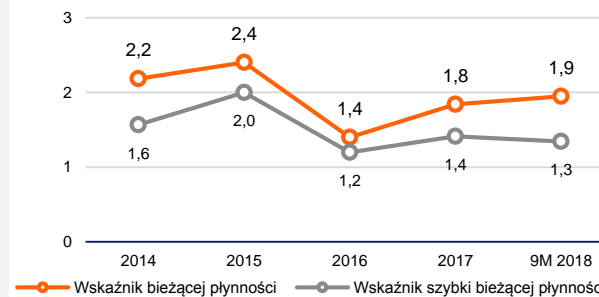
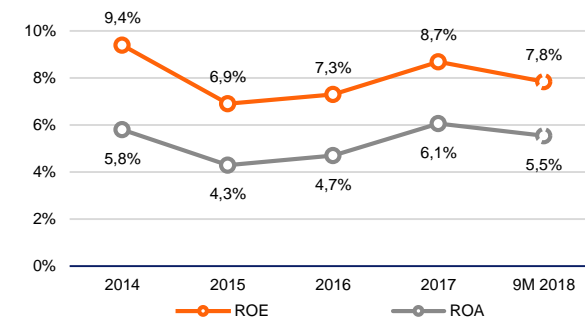


Bilans Grupy (stan na 30.09.2018 r.)

mln PLN ■ Długoterminowe ■ Krótkoterminowe ■ Kapitał własny



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 m³]

	9M 2018	Q3 2018	Q2 2018	Q1 2018	FY 2017	Q4 2017	9M 2017	Q3 2017	Q2 2017	Q1 2017	FY 2016	Q4 2016	Q3 2016
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	1 361	436	461	464	1 863	461	1 402	459	469	474	1 919	473	449
<i>w tym w Polsce</i>	960	323	314	323	1 315	335	980	325	327	328	1 401	347	346
<i>w tym w Norwegii</i>	401	113	147	141	548	126	422	134	142	146	518	126	103
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	1 990	659	612	719	2 674	731	1 943	664	567	712	2 540	692	582
<i>w tym w Polsce</i>	1 839	606	559	674	2 524	684	1 840	627	533	680	2 481	670	570
<i>w tym w Pakistanie</i>	151	53	53	45	150	47	103	37	34	32	59	22	12
RAZEM (przeliczony na E)	3 351	1 095	1 073	1 183	4 537	1 192	3 345	1 123	1 036	1 186	4 458	1 165	1 031

SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO, GK PGNiG [mln m³]

GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	19 325	4 777	5 134	9 414	25 291	7 603	17 688	4 298	5 079	8 311	22 895	6 921	4 004
<i>w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG</i>	2 568	855	715	998	2 186	603	1 583	452	482	649	2 510	561	614
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	1 136	337	308	491	1 496	419	1 077	296	312	469	1 371	417	244
RAZEM (przeliczony na E)	20 461	5 114	5 442	9 905	26 787	8 022	18 765	4 594	5 391	8 780	24 266	7 338	4 248
<i>w tym sprzedaż bezpośrednio ze złóż</i>	627	211	179	237	796	226	570	182	161	227	718	209	129

IMPORT GAZU ZIEMNEGO, PGNiG SA [mln m³]

Razem	10 580	3 324	3 419	3 837	13 714	3 673	10 041	3 488	3 334	3 219	11 527	2 968	3 020
<i>w tym: kierunek wschodni</i>	7 941	2 357	2 602	2 982	9 656	2 540	7 116	1 889	2 518	2 709	10 248	2 539	2 429
<i>w tym: LNG</i>	1 955	635	815	505	1 715	383	1 332	470	475	387	974	380	384

ROPA NAFTOWA, GK PGNiG [tys. ton]

Wydobycie ropy naftowej i kondensatu	992	320	324	348	1 257	329	928	313	269	346	1 318	344	298
<i>w tym w Polsce</i>	599	202	189	208	787	220	567	203	148	216	763	207	177
<i>w tym w Norwegii</i>	393	118	135	140	470	109	361	110	121	130	555	137	121
Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu	1 032	309	294	429	1 270	313	957	251	316	390	1 346	325	287
<i>w tym w Polsce</i>	592	194	188	210	791	222	569	190	161	218	753	198	179
<i>w tym w Norwegii</i>	440	115	106	219	479	91	388	61	155	172	593	127	108

WYTWARZANIE

Produkcja E.c. netto (sprzedaż) [TJ]	26 404	2 942	4 425	19 037	42 607	14 195	28 412	3 476	6 848	18 088	39 527	15 079	2 945
Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) [GWh]	2 661	523	599	1 539	3 882	1 280	2 602	407	737	1 458	3 604	1 204	418