

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

Wyniki finansowe Grupy PGNiG
za I kwartał 2018

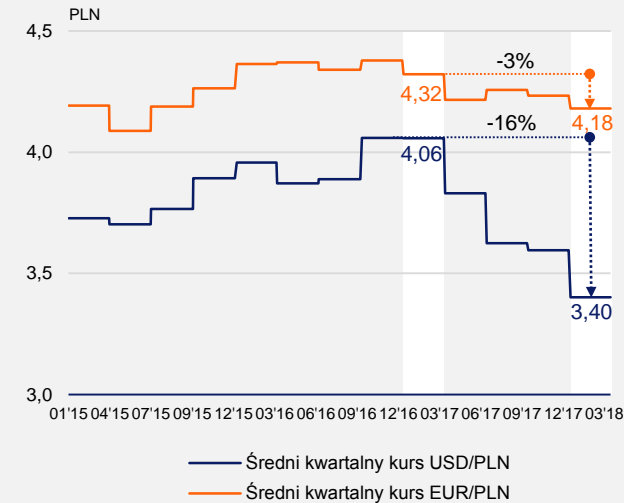


23 maja 2018 r.

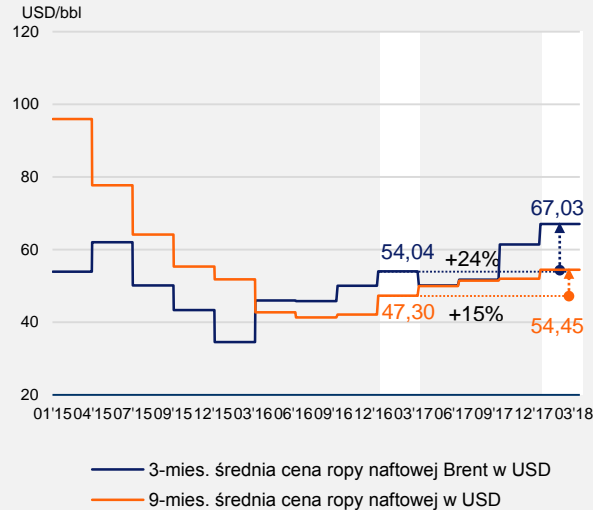


Czynniki wpływające na wynik finansowy

> Silniejszy PLN wobec EUR i USD R/R

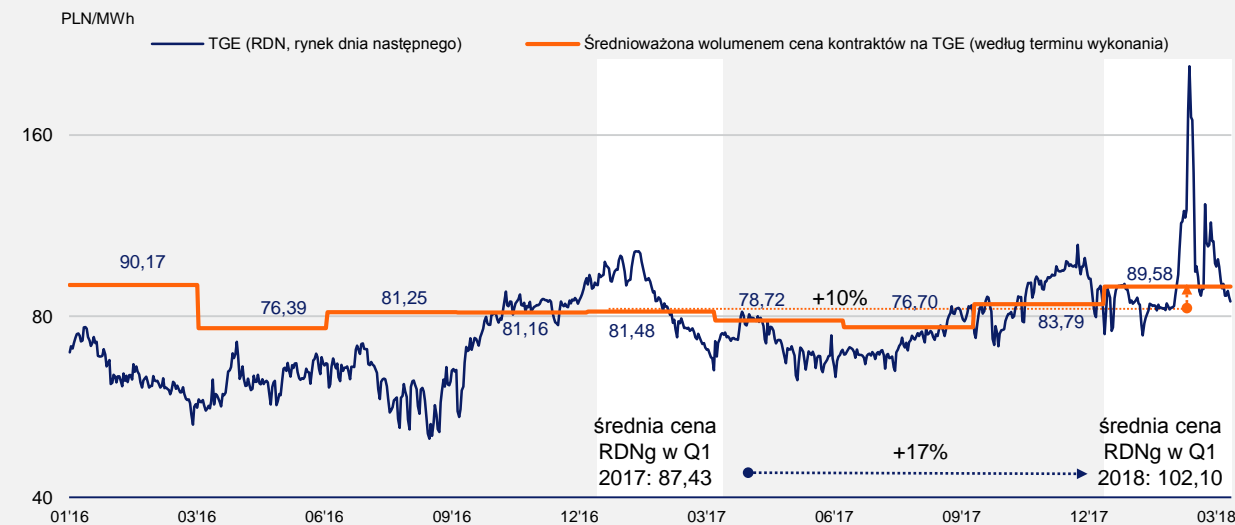


> 9-miesięczna średnia cen ropy wzrosła w Q1 2018 o 15% R/R



- > 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.

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) | Q1 2017 przed zmianą | wpływ | Q1 2017 po zmianie |
|---|----------------------|--------|--------------------|
| Przychody ze sprzedaży, w tym: | 11 652 | -37 | 11 615 |
| Przychody ze sprzedaży gaz | 9 468 | -1 234 | 8 234 |
| Przychody ze sprzedaży pozostałe | 2 184 | 1 197 | 3 381 |
| Koszty operacyjne (bez amortyzacji), w tym: | -8 883 | 37 | -8 846 |
| Usługi przesyłowe | -294 | 34 | -260 |
| Pozostałe usługi | -361 | 3 | -358 |

| Skonsolidowany rachunek zysków i strat w 2018 roku (w mln zł) | Q1 2018 przed zmianą | wpływ | Q1 2018 po zmianie |
|---|----------------------|--------|--------------------|
| Przychody ze sprzedaży, w tym: | 13 297 | -50 | 13 247 |
| Przychody ze sprzedaży gaz | 10 853 | -1 291 | 9 562 |
| Przychody ze sprzedaży pozostałe | 2 444 | 1 241 | 3 685 |
| Koszty operacyjne (bez amortyzacji), w tym: | -10 623 | 50 | -10 573 |
| Usługi przesyłowe | -311 | 42 | -269 |
| Pozostałe usługi | -400 | 8 | -392 |

- > 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 Q1 2017 oraz Q1 2018.
- > **Kolejne slajdy prezentacji porównują Q1 2018 z przekształconym Q1 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.

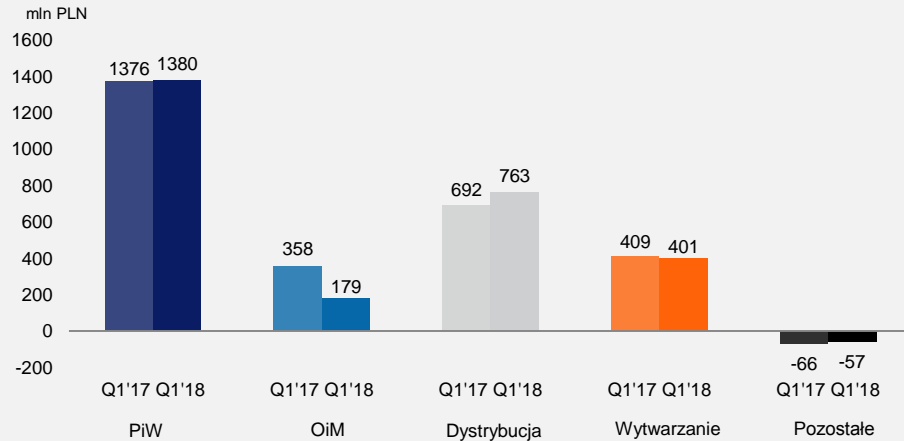
Skutki zmian prezentacji wg MSSF 15 - segmenty

| Bez uwzględnienia zmiany prezentacji MSSF 15 | Q1 2017 | Q1 2018 |
|--|---------|---------|
| Obrót i Magazynowanie | | |
| Przychody ze sprzedaży | 9 932 | 11 506 |
| Koszty operacyjne (bez amortyzacji) | -9 574 | -11 327 |
| Dystrybucja | | |
| Przychody ze sprzedaży | 1 469 | 1 551 |
| Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych | 260 | 294 |
| Sprzedaż między segmentami | 1 209 | 1 257 |
| Koszty operacyjne (bez amortyzacji) | -777 | -788 |
| Wpływ MSSF 15 | | |
| Obrót i Magazynowanie | | |
| Przychody ze sprzedaży | -1 235 | -1 297 |
| Koszty operacyjne (bez amortyzacji) | 1 235 | 1 297 |
| Dystrybucja | | |
| Przychody ze sprzedaży | 0 | 0 |
| Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych | 1 198 | 1 247 |
| Sprzedaż między segmentami | -1 198 | -1 247 |
| Koszty operacyjne (bez amortyzacji) | 0 | 0 |
| Nowy sposób prezentacji | | |
| Obrót i Magazynowanie | | |
| Przychody ze sprzedaży | 8 697 | 10 209 |
| Koszty operacyjne (bez amortyzacji) | -8 339 | -10 030 |
| Dystrybucja | | |
| Przychody ze sprzedaży | 1 469 | 1 551 |
| Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych | 1 458 | 1 541 |
| Sprzedaż między segmentami | 11 | 10 |
| Koszty operacyjne (bez amortyzacji) | -777 | -788 |

- > 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 Q1 2018 według nowych standardów z przekształconym Q1 2017 w zakresie MSSF 15.

Podstawowe wyniki finansowe Q1 2018

> EBITDA Grupy w podziale na segmenty w Q1 2017 vs Q1 2018



Poszukiwanie i Wydobywanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu R/R o 107 mln PLN (+10%).
- > Koszt odwiertów negatywnych w Q1 2018: -244 mln PLN wobec -17 mln PLN w Q1 2017.
- > Rozwiązanie odpisów na majątek trwały w Q1 2018: +241 mln PLN wobec +5 mln PLN w Q1 2017.

Obrót i Magazynowanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu o 16% głównie za sprawą wzrostu wolumenu o 13% R/R.
- > W Q1 2018 wpływ rozwiązania odpisu na zapasie gazu: +25 mln PLN (głównie z tytułu wyceny rynkowej gazu w terminalu LNG). W Q1 2017 zwiększenie odpisu na zapasie gazu na poziomie -35 mln PLN.

Dystrybucja

- > Wzrost wolumenu dystrybucji o 7% R/R w Q1 2018 i przychodów z usługi dystrybucyjnej o 5% R/R.

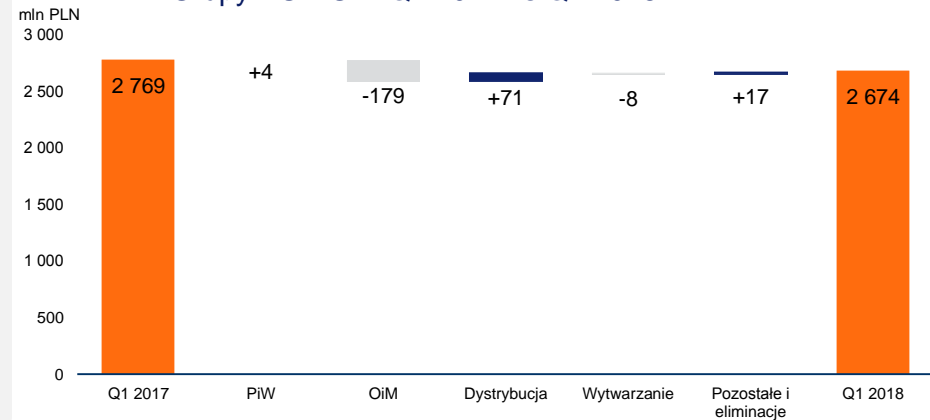
Wytwarzanie

- > Wzrost wolumenów sprzedaży: energii elektrycznej o 6% R/R (z własnej produkcji) oraz ciepła o 5% R/R.

| [mln PLN] | Q1 2017 | Q1 2018 | Δ% |
|-------------------------------------|---------|----------------|------|
| Przychody ze sprzedaży | 11 615* | 13 247 | 14% |
| Koszty operacyjne (bez amortyzacji) | -8 846* | -10 573 | 20% |
| EBITDA | 2 769 | 2 674 | -3% |
| Amortyzacja | -695 | -669 | -4% |
| EBIT | 2 074 | 2 005 | -3% |
| Wynik na działalności finansowej | 19 | 40 | 106% |
| Zysk netto | 1 599 | 1 566 | -2% |

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

> EBITDA Grupy PGNiG w Q1 2017 vs Q1 2018**



**Eliminacje w Q1 2018: +8 mln PLN oraz w Q1 2017: 0 mln PLN



Segment – Poszukiwanie i Wydobywanie

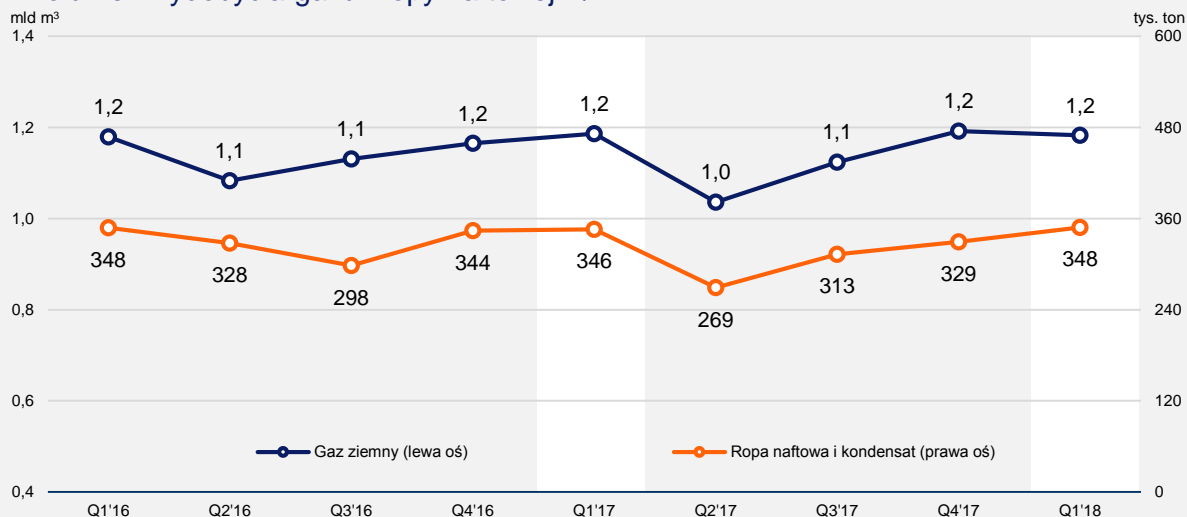
| [mIn PLN] | Q1 2017 | Q1 2018 | Δ% |
|---|---------|--------------|------|
| Przychody ze sprzedaży | 1 851 | 1 979 | 7% |
| Koszty operacyjne (bez amortyzacji) | -475 | -599 | 26% |
| <i>Koszty odwiertów negatywnych</i> | -17 | -244 | 13x |
| <i>Odpis aktualizujący majątek trwały</i> | 5 | 241 | 47x |
| EBITDA | 1 376 | 1 380 | 0% |
| Amortyzacja | -292 | -252 | -14% |
| EBIT | 1 084 | 1 128 | 4% |

- Wzrost przychodów na skutek wyższych R/R cen ropy i gazu oraz wzrostu wolumenu sprzedaży ropy i gazu w kwartale.

Komentarz:

- Wzrost przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu (R/R o 85 mln PLN) na skutek wzrostu o 4% średniej kwartalnej ceny ropy wyrażonej w PLN oraz wzrostu wolumenu sprzedaży o 10% R/R do 429 tys. ton.
- Wyższe przychody ze sprzedaży gazu w segmencie (+10% R/R, o 107 mln PLN) na skutek wyższych wolumenów sprzedaży (o 19 mln m³, czyli 2% R/R) oraz wyższych cen gazu R/R.
- Spisane koszty odwiertów negatywnych: -244 mln PLN w Q1 2018 wobec -17 mln PLN w Q1 2017.
- Rozwiązanie odpisów na majątek trwały: +241 mln PLN w Q1 2018 wobec +5 mln PLN w Q1 2017.
- Pozycja *overlift* na koniec Q1 2018 na poziomie 43 tys. ton wycenianej rynkowo na -139 mln PLN (łącznie ropa naftowa i NGL oraz gaz ziemny). Zastosowanie nowej metody szacowania wartości pozycji *over/underlift* w Q1 2017 wpłynęłoby na wynik tego okresu na kwotę -64 mln PLN.

Wolumen wydobycia gazu i ropy naftowej R/R



Segment – Obrót i Magazynowanie

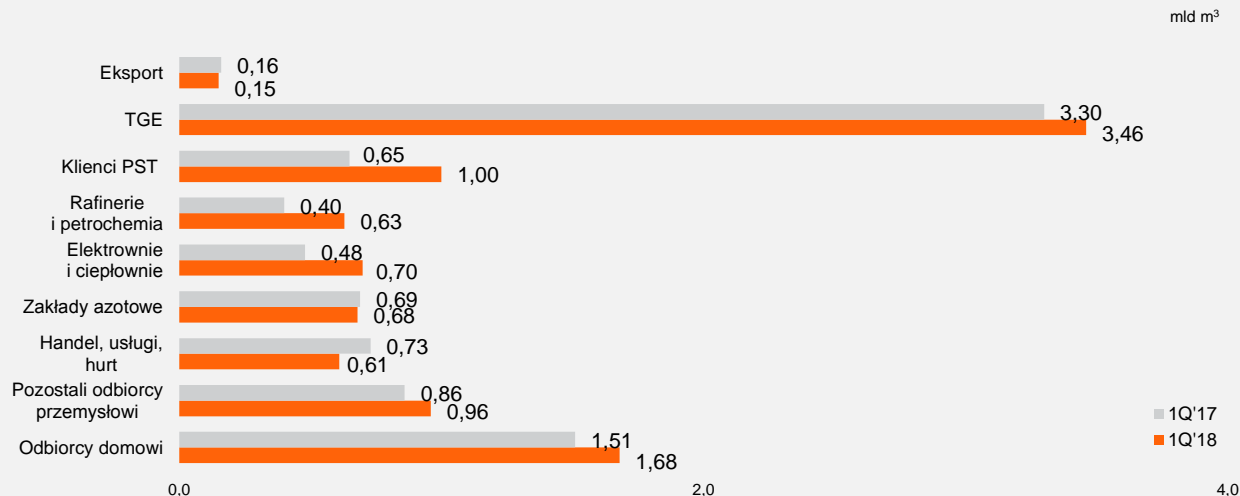
| [mIn PLN] | Q1 2017 | Q1 2018 | Δ% |
|-------------------------------------|---------|----------------|------|
| Przychody ze sprzedaży | 8 697* | 10 209 | 17% |
| Koszty operacyjne (bez amortyzacji) | -8 339* | -10 030 | 20% |
| EBITDA | 358 | 179 | -50% |
| Amortyzacja | -50 | -46 | -8% |
| EBIT | 308 | 133 | -57% |

- Wzrost przychodów w wyniku wzrostu wolumenu. Wyższe koszty pozyskania gazu.

Komentarz:

- Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu R/R (z uwzgl. wpływu transakcji zabezpieczających -173 mln PLN) o 1 347 mln PLN (do 9,5 mld PLN w Q1 2018) skorelowany z wyższym wolumenem oraz wyższą średnią ceną sprzedaży gazu.
- Wyższy wolumen sprzedaży do największych odbiorców przemysłowych oraz na TGE. Istotny wzrost sprzedaży gazu przez PST.
- Wzrost kosztów pozyskania gazu w segmencie na skutek wyższych notowań cen ropy i gazu.
- Wzrost wolumenu importu gazu do Polski R/R (Q1 2018: 3,84 mld m³ vs Q1 2017: 3,22 mld m³) przy wyższym wolumenie importu kierunku wschodniego oraz LNG.
- Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej na poziomie 595 mln PLN, wzrost o 113 mln PLN R/R (+23% R/R) przy jednoczesnym wzroście kosztów energii na cele handlowe o 136 mln zł. Wzrost obrotu szczególnie widoczny za granicą gdzie podwojono wolumen handlu energią.
- Rozwiązanie odpisu na zapasie gazu w Q1 2018 na poziomie 25 mln PLN wobec zwiększenia odpisu o 35 mln PLN w Q1 2017.
- Zawiązanie rezerwy na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności energetycznej na -41 mln PLN w Q1 2018 wobec zawiązania rezerwy na -81 mln PLN R/R w Q1 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

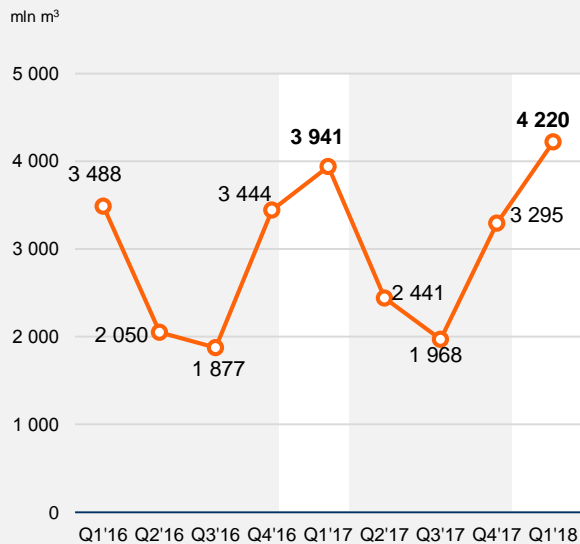
| [mIn PLN] | Q1 2017 | Q1 2018 | Δ% |
|-------------------------------------|---------|--------------|-----|
| Przychody ze sprzedaży | 1 469 | 1 551 | 6% |
| Koszty operacyjne (bez amortyzacji) | -777 | -788 | 1% |
| EBITDA | 692 | 763 | 10% |
| Amortyzacja | -231 | -226 | -2% |
| EBIT | 461 | 537 | 16% |

- Wyniki segmentu pod wpływem wzrostu wolumenu dystrybucji gazu

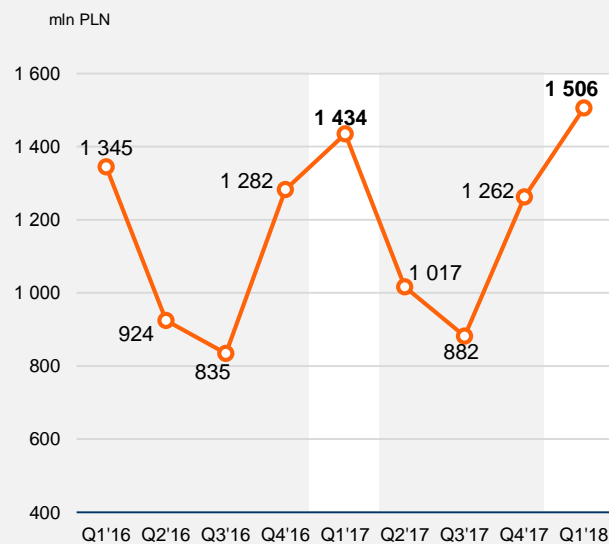
Komentarz:

- Wolumen dystrybuowanego gazu wyższy o 7% R/R sięgający 4,22 mld m³ (głównie na skutek czynników temperaturowych).
- Przychody ze świadczenia usługi dystrybucyjnej wyższe o 71 mln PLN (+5% R/R).
- Saldo przychodów i kosztów z tytułu bilansowania systemu: -177 mln PLN w Q1 2018 wobec -218 mln PLN rok wcześniej.
- Wzrost świadczeń pracowniczych o 14 mln PLN w wyniku wzrostu zatrudnienia w segmencie.
- Stabilne koszty usługi przesyłowej na poziomie 169 mln PLN.

Wolumen dystrybuowanych gazów



Przychód z usług dystrybucyjnych



Segment – Wytwarzanie

| [mln PLN] | Q1 2017 | Q1 2018 | Δ% |
|-------------------------------------|---------|-------------|-----|
| Przychody ze sprzedaży | 859 | 918 | 7% |
| Koszty operacyjne (bez amortyzacji) | -450 | -517 | 15% |
| EBITDA | 409 | 401 | -2% |
| Amortyzacja | -108 | -127 | 18% |
| EBIT | 301 | 274 | -9% |

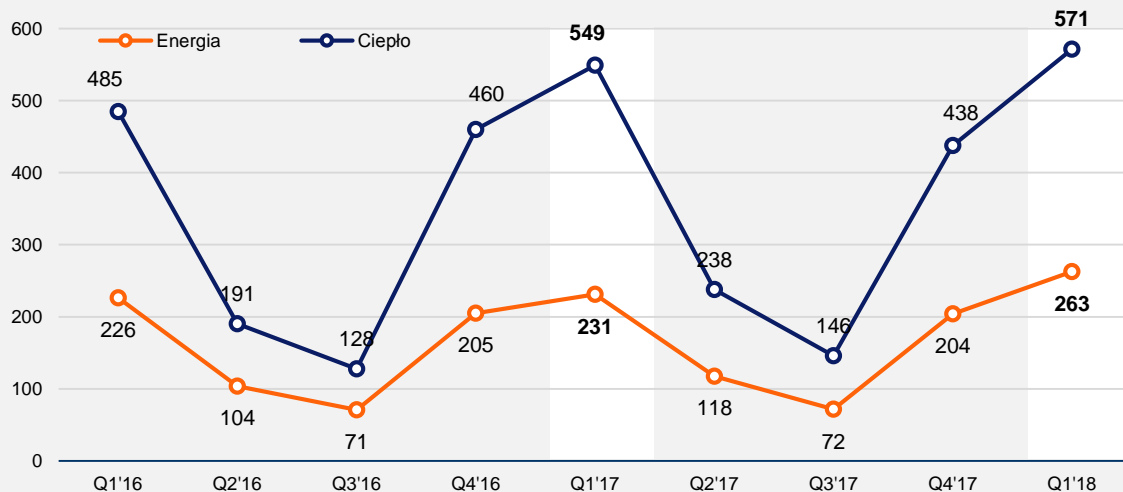
- Wynik segmentu pod wpływem czynników temperaturowych i wyższych kosztów surowców

Komentarz:

- Wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła R/R o 4% do poziomu 571 mln PLN przy wolumenie wyższym o 5%.
- Wzrost przychodów ze sprzedaży Ee z wytwarzania o 14% R/R do poziomu 263 mln PLN przy rosnącym wolumenie sprzedaży o 6% R/R.
- Wzrost kosztów zakupu węgla o 62 mln PLN do -327 mln PLN w Q1 2018.
- Wolumen sprzedaży w Q1 2018:
 - Sprzedaż ciepła poza GK PGNiG na poziomie 19,04 PJ.
 - Energia elektryczna z produkcji: 1 539 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

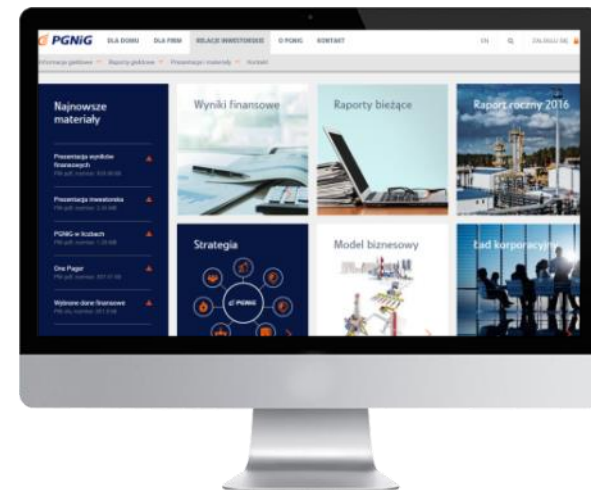
faks: +48 22 691 81 23

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 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



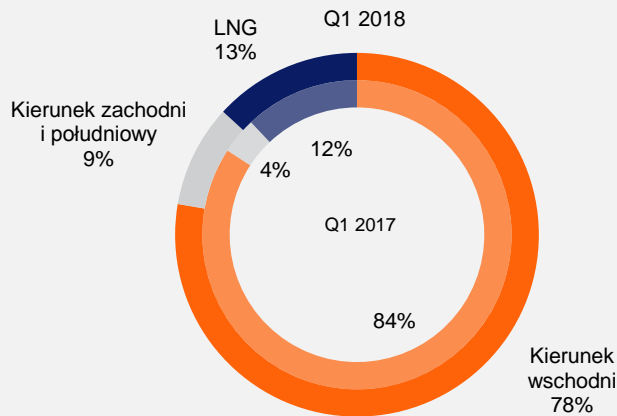
Załączniki

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



Sprzedaż i struktura importu gazu

> Import gazu do Polski



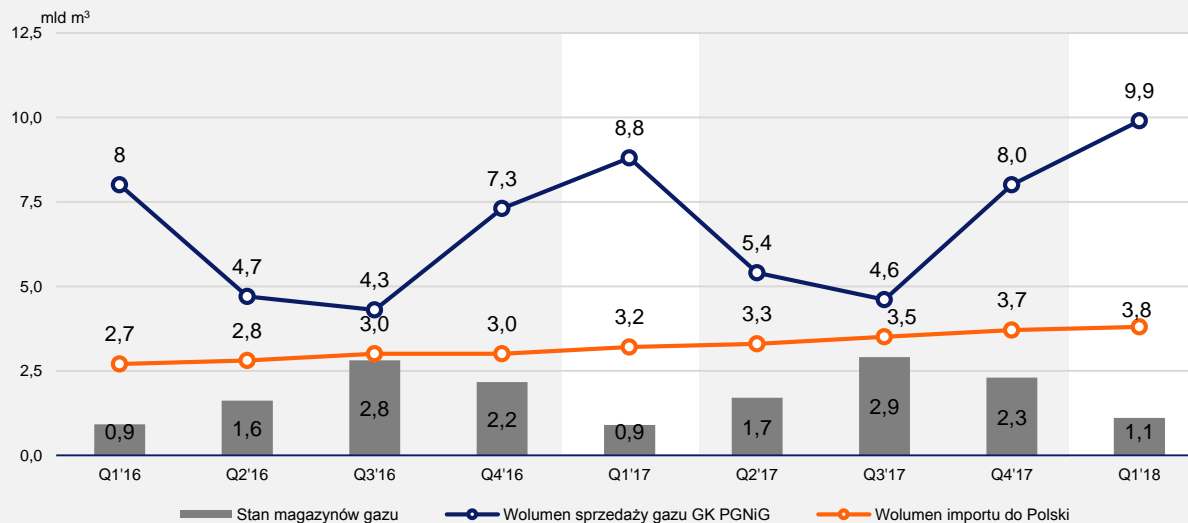
> Sprzedaż gazu poza GK PGNiG według spółek

| [mln m ³] | 1Q 2017 | 1Q 2018 | Δ% |
|-----------------------|---------|--------------|------|
| Grupa PGNiG: | 8 781 | 9 905 | +13% |
| <i>PGNiG SA</i> | 5 387 | 5 944 | +10% |
| <i>PGNiG OD</i> | 2 744 | 2 963 | +8% |
| <i>PST</i> | 649 | 998 | +54% |

> Spadek udziału kierunku wschodniego przy wzroście udziału kierunku zachodniego i południowego oraz LNG w strukturze importu w Q1 2018.

> Sprzedaż gazu Grupy PGNiG w Q1 2018 wyższa R/R o 1,1 mld m³. Wyższy poziom sprzedaży do odbiorców przemysłowych, głównie: rafinerie i petrochemia oraz elektrownie i ciepłownie.

> Sprzedaż gazu Grupy PGNiG, stan magazynów i wolumen importu



Komentarz:

> Zapas LNG w terminalu: 96 mln m³ po regazyfikacji (stan na 31.03.2018 r.).

Koszty operacyjne w Q1 2018 vs Q1 2017

| [mln PLN] | Q1 2017 | Q1 2018 | Δ% |
|--|----------------|----------------|------|
| Koszt sprzedanego gazu | -6 749 | -8 215 | 22% |
| Paliwa do produkcji ciepła i energii | -293 | -355 | 21% |
| Zużycie pozostałych surowców i materiałów | -350 | -438 | 25% |
| Świadczenia pracownicze | -640 | -669 | 5% |
| Usługa przesyłowa | -260* | -269 | 3% |
| Pozostałe usługi obce | -358* | -392 | 9% |
| <i>Usługi regazyfikacji LNG</i> | -87 | -89 | 2% |
| Podatki i opłaty | -524 | -557 | 6% |
| Pozostałe przychody i koszty operacyjne netto** | 167 | 112 | -33% |
| <i>Zmiana stanu odpisów na zapasy</i> | -19 | 63 | -4x |
| <i>Zmiana stanu rezerw</i> | -63 | -92 | -46% |
| Odpisy z tytułu utraty wartości rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie | 2 | -4 | 3x |
| <i>Koszt odwiertów negatywnych i sejsmiki</i> | -17 | -244 | 14x |
| <i>Odpisy aktualizujące wartość składników majątku trwałego</i> | 20 | 240 | 12x |
| Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby | 159 | 214 | 35% |
| Amortyzacja | -695 | -669 | -4% |
| Koszty operacyjne ogółem | -9 541* | -11 242 | 18% |
| <i>Koszty operacyjne bez kosztu sprzedanego gazu</i> | -2 792* | -3 027 | 8% |

Komentarz:

- Wzrost kosztów sprzedanego gazu R/R o 1,5 mld PLN (+22%) w związku ze wzrostem notowań ropy i gazu.
- Wyższe R/R koszty odwiertów negatywnych (-244 mln PLN). W Q1 2018 spisano 7 odwiertów negatywnych. W Q1 2017 spisano 3 odwierty negatywne (-17 mln PLN).
- Rozwiązanie odpisu z tytułu utraty wartości majątku trwałego na poziomie 240 mln PLN. W Q1 2017 rozwiązanie odpisów na niskim poziomie 20 mln PLN.
- Niższa R/R amortyzacja (Q1 2018: -669 mln PLN vs Q1 2017: -695 mln PLN), przede wszystkim na skutek niższej amortyzacji w Norwegii w Q1 2018 vs Q1 2017 o 40 mln PLN (-29%).
- Niższe R/R pozostałe przychody i koszty operacyjne w Q1 2018 m.in. za sprawą rozwiązania odpisu na zapasie gazu na poziomie 25 mln PLN wobec zwiększenia odpisu o 35 mln PLN w Q1 2017 oraz niższego poziomu rezerw na świadectwa pochodzenia energii (-43 mln PLN w Q1 2018 vs -82 mln PLN w Q1 2017).
- Różnice kursowe netto dotyczące działalności operacyjnej: +52 mln PLN w Q1 2018 vs -74 mln PLN w Q1 2017.
- Wynik na instrumentach pochodnych w pozostałych kosztach operacyjnych netto: -43 mln PLN w Q1 2018 vs +53 mln PLN w Q1 2017.
- Koszty transakcji zabezpieczających ceny gazu, w tym głównie z tytułu zakupu gazu: +4 mln PLN w Q1 2018 vs +45 mln PLN w Q1 2017.

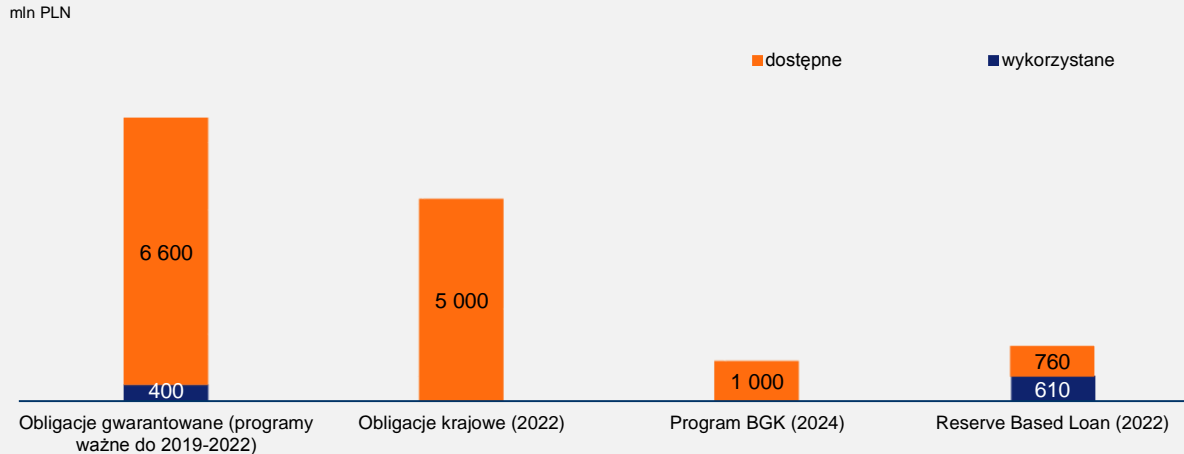


* Dane przekształcone do porównywalności w związku z zastosowaniem nowego standardu sprawozdawczości finansowej MSSF 15.

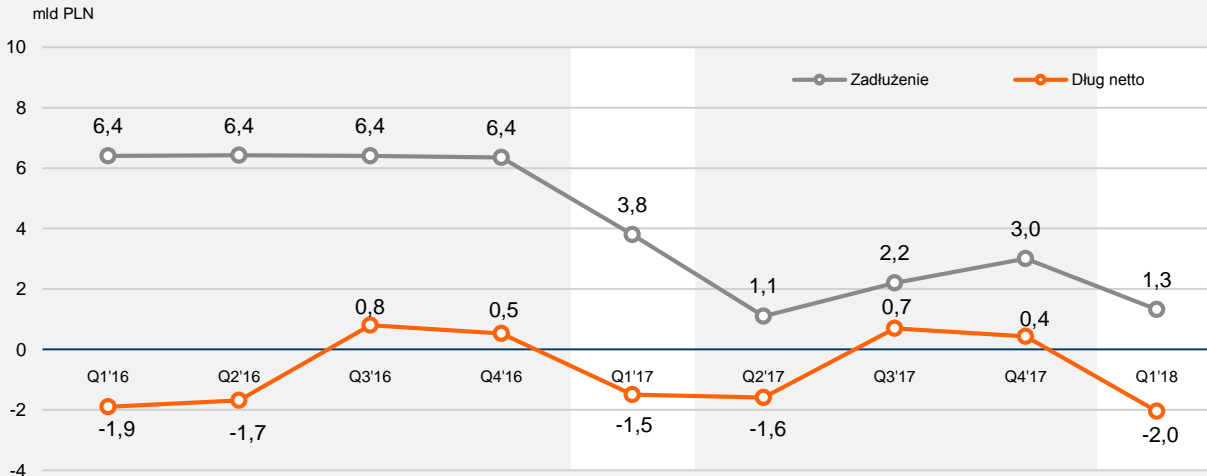
** Pozostałe koszty operacyjne w powyższym zestawieniu nie uwzględniają kosztów z tytułu podatków i opłat oraz odpisów z tytułu utraty wartości rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych.

Zadłużenie i źródła finansowania

> Źródła finansowania (stan na 31.03.2018 r.)



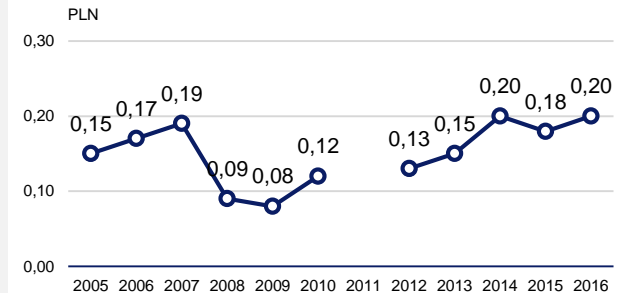
> Zadłużenie na koniec kwartału



Komentarz:

- > 21 grudnia 2017 r. PGNiG TERMIKA w związku z niedopasowaniem programu inwestycyjnego 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. 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

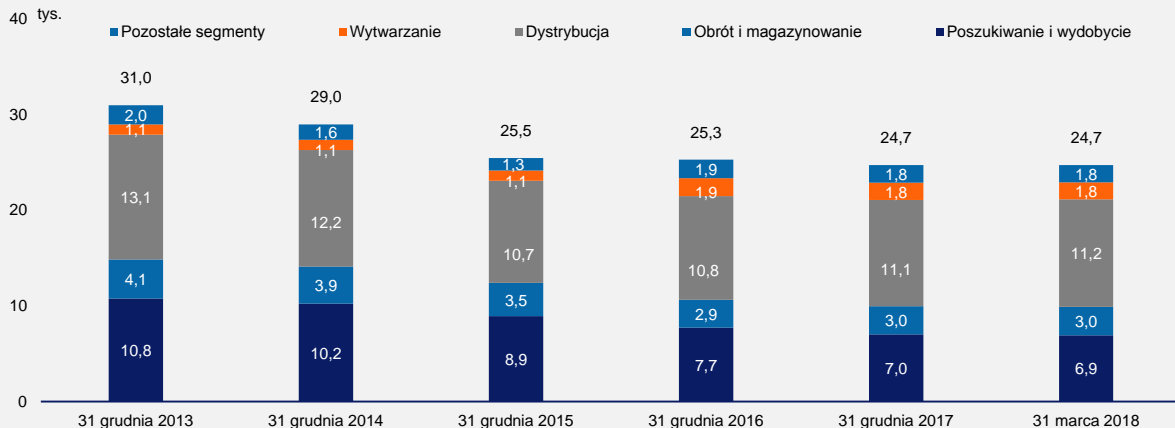


- > Założenie Strategii: wypłata do 50% skonsolidowanego zysku netto w postaci dywidendy w latach 2017-2022 (przy założeniu stabilnej sytuacji finansowej, zabezpieczenia potrzeb inwestycyjnych).

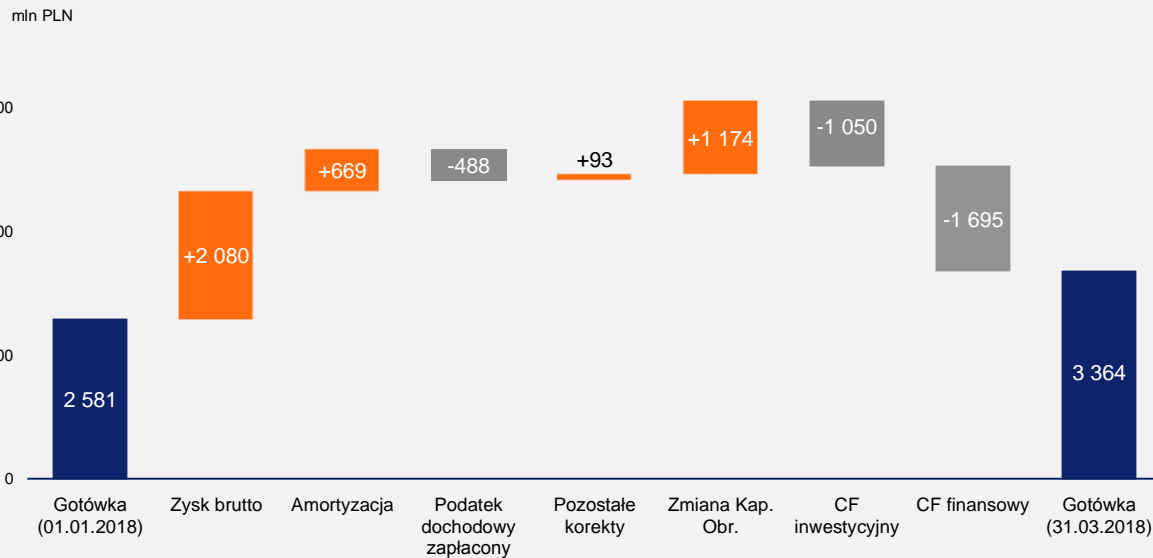


Bilans, rachunek przepływów pieniężnych, wskaźniki finansowe i zatrudnienie

Zatrudnienie (stan na dzień 31.03.2018 r.)*



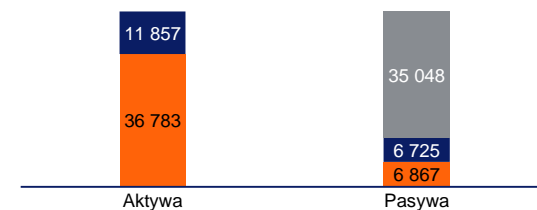
Skonsolidowane przepływy pieniężne (01.01.2018 r. - 31.03.2018 r.)



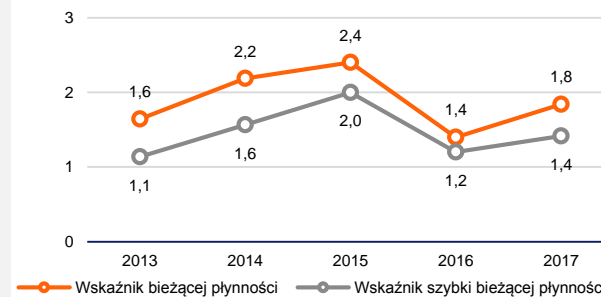
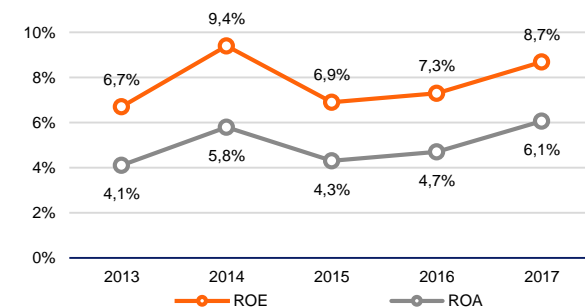
*Zmiana prezentacji danych centrum korporacyjnego, w wyniku czego nastąpiły zmiany w segmencie Obrót i Magazynowanie oraz Pozostałe segmenty w 2016 r.

Bilans Grupy (stan na 31.03.2018 r.)

mln PLN ■ Długoterminowe ■ Krótkoterminowe ■ Kapitał własny



Rentowność i wskaźniki płynności



Wolumeny operacyjne

| WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO GK PGNiG [mln m ³] | Q1 2018 | FY 2017 | Q4 2017 | Q3 2017 | Q2 2017 | Q1 2017 | FY 2016 | Q4 2016 | Q3 2016 | Q2 2016 | Q1 2016 |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| GAZ WYSOKOMETANOWY (E) | 464 | 1 863 | 461 | 459 | 469 | 474 | 1 919 | 473 | 449 | 487 | 509 |
| <i>w tym w Polsce</i> | 323 | 1 315 | 335 | 325 | 327 | 328 | 1 401 | 347 | 346 | 349 | 359 |
| <i>w tym w Norwegii</i> | 141 | 548 | 126 | 134 | 142 | 146 | 518 | 126 | 103 | 138 | 150 |
| GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E) | 719 | 2 674 | 731 | 664 | 567 | 712 | 2 540 | 692 | 582 | 596 | 670 |
| <i>w tym w Polsce</i> | 674 | 2 524 | 684 | 627 | 533 | 680 | 2 481 | 670 | 570 | 584 | 657 |
| <i>w tym w Pakistanie</i> | 45 | 150 | 47 | 37 | 34 | 32 | 59 | 22 | 12 | 12 | 13 |
| RAZEM (przeliczony na E) | 1 183 | 4 537 | 1 192 | 1 123 | 1 036 | 1 186 | 4 458 | 1 165 | 1 031 | 1 083 | 1 179 |

SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO w GK PGNiG [mln m³]

| | | | | | | | | | | | |
|--|--------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| GAZ WYSOKOMETANOWY (E) | 9 414 | 25 291 | 7 603 | 4 298 | 5 079 | 8 311 | 22 895 | 6 921 | 4 004 | 4 410 | 7 560 |
| <i>w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG</i> | 998 | 2 186 | 603 | 452 | 482 | 649 | 2 510 | 561 | 614 | 571 | 764 |
| GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E) | 491 | 1 496 | 419 | 296 | 312 | 469 | 1 371 | 417 | 244 | 298 | 412 |
| RAZEM (przeliczony na E) | 9 905 | 26 787 | 8 022 | 4 594 | 5 391 | 8 780 | 24 266 | 7 338 | 4 248 | 4 708 | 7 972 |
| <i>w tym sprzedaż bezpośrednio ze złóż</i> | 237 | 796 | 226 | 182 | 161 | 227 | 718 | 209 | 129 | 172 | 208 |

IMPORT GAZU ZIEMNEGO przez PGNiG SA [mln m³]

| | | | | | | | | | | | |
|---------------------------------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|
| Razem | 3 837 | 13 714 | 3 673 | 3 488 | 3 334 | 3 219 | 11 527 | 2 968 | 3 020 | 2 837 | 2 702 |
| <i>w tym: kierunek wschodni</i> | 2 982 | 9 656 | 2 540 | 1 889 | 2 518 | 2 709 | 10 248 | 2 539 | 2 429 | 2 623 | 2 657 |
| <i>w tym: LNG</i> | 505 | 1 715 | 383 | 470 | 475 | 387 | 974 | 380 | 384 | 210 | - |

ROPA NAFTOWA w GK PGNiG [tys. ton]

| | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------------|-----|------|-----|-----|-----|-----|-------|-----|-----|-----|-----|
| Wydobycie ropy naftowej i kondensatu | 348 | 1257 | 329 | 313 | 269 | 346 | 1 318 | 344 | 298 | 328 | 348 |
| <i>w tym w Polsce</i> | 208 | 787 | 220 | 203 | 148 | 216 | 763 | 207 | 177 | 176 | 203 |
| <i>w tym w Norwegii</i> | 140 | 470 | 109 | 110 | 121 | 130 | 555 | 137 | 121 | 152 | 145 |
| Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu | 429 | 1270 | 313 | 251 | 316 | 390 | 1 346 | 325 | 287 | 336 | 398 |
| <i>w tym w Polsce</i> | 210 | 791 | 222 | 190 | 161 | 218 | 753 | 198 | 179 | 171 | 205 |
| <i>w tym w Norwegii</i> | 219 | 479 | 91 | 61 | 155 | 172 | 593 | 127 | 108 | 165 | 193 |

WYTWARZANIE

| | | | | | | | | | | | |
|--|--------|--------|--------|-------|-------|--------|--------|--------|-------|-------|--------|
| Produkcja E.c. netto (sprzedaż) [TJ] | 19 037 | 42 487 | 14 195 | 3 472 | 6 732 | 18 088 | 39 527 | 15 079 | 2 945 | 5 351 | 16 152 |
| Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) [GWh] | 1 539 | 3 882 | 1 280 | 407 | 737 | 1 458 | 3 604 | 1 204 | 418 | 592 | 1 390 |