

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

Wyniki finansowe Grupy PGNiG
za I półrocze
i II kwartał 2018 roku

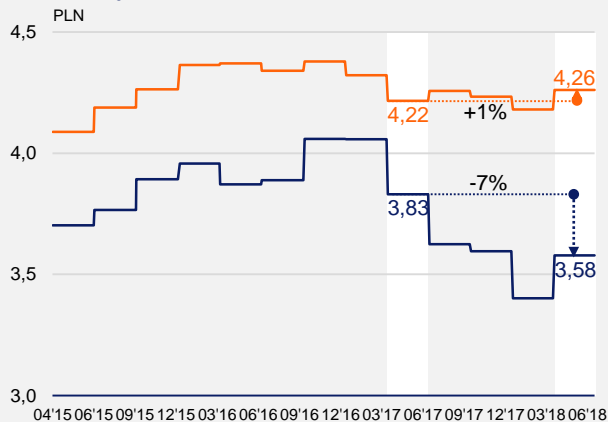


30 sierpnia 2018 r.



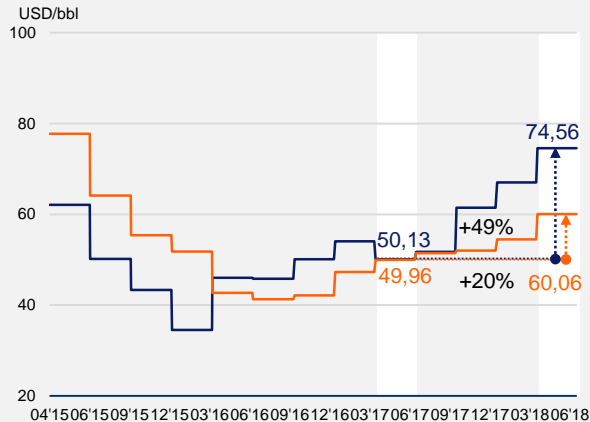
Czynniki wpływające na wynik finansowy

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



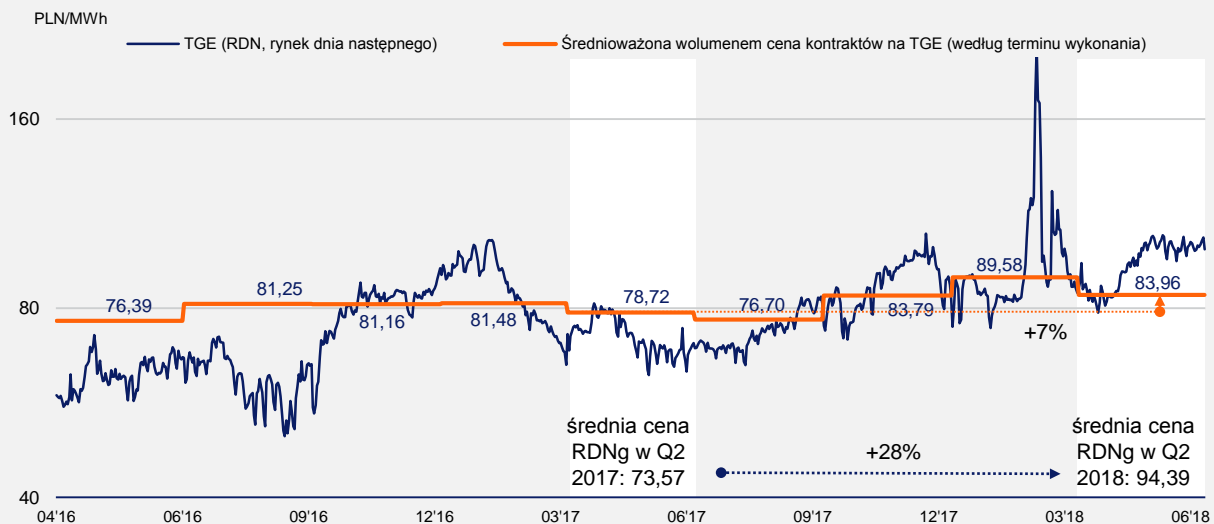
— Średni kwartalny kurs USD/PLN
— Średni kwartalny kurs EUR/PLN

- > 9-miesięczna średnia cen ropy wzrosła w Q2 2018 o 20% R/R



— 3-mies. średnia cena ropy naftowej Brent w USD
— 9-mies. średnia cena ropy naftowej w USD

- > Ceny gazu TGE RDN oraz średnia cena kontraktów ważonych wolumenem



- > Wzrost przychodów ze sprzedaży na skutek wysokich cen węgłowodorów oraz wzrostu wolumenu sprzedaży gazu.
- > Rosnący koszt jednostkowy pozyskania gazu.

Uwagi:

- > Cena sprzedaży na TGE: dominujące pod względem wolumenu terminy kontraktów gazowych na TGE i innych giełdach gazu to kontrakty kwartalne, sezonowe (lato/zima) i roczne. Rynek kontraktów terminowych miesięcznych i tygodniowych oraz rynek spot pełnią funkcję uzupełniającą.
- > Ważoną wolumenem średnią kwartalną cenę kontraktów na TGE obliczono na podstawie kwotowań kontraktów z datą realizacji przypadającą na dany kwartał.

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)	Q2 2017 przed zmianą	wpływ	Q2 2017 po zmianie
Przychody ze sprzedaży, w tym:	7 165	-37	7 128
Przychody ze sprzedaży gazu	5 581	-873	4 708
Przychody ze sprzedaży pozostałe	1 584	836	2 420
Koszty operacyjne (bez amortyzacji), w tym:	-5 757	37	-5 720
Usługi przesyłowe	-263	34	-229
Pozostałe usługi	-411	3	-408

Skonsolidowany rachunek zysków i strat w 2018 roku (w mln zł)	Q2 2018 przed zmianą	wpływ	Q2 2018 po zmianie
Przychody ze sprzedaży, w tym:	7 685	-46	7 639
Przychody ze sprzedaży gazu	5 943	-751	5 192
Przychody ze sprzedaży pozostałe	1 742	705	2 447
Koszty operacyjne (bez amortyzacji), w tym:	-6 059	46	-6 013
Usługi przesyłowe	-297	38	-259
Pozostałe usługi	-453	8	-445

- > 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 Q2 2017 oraz Q2 2018.
- > **Kolejne slajdy prezentacji porównują Q2 2018 z przekształconym Q2 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.

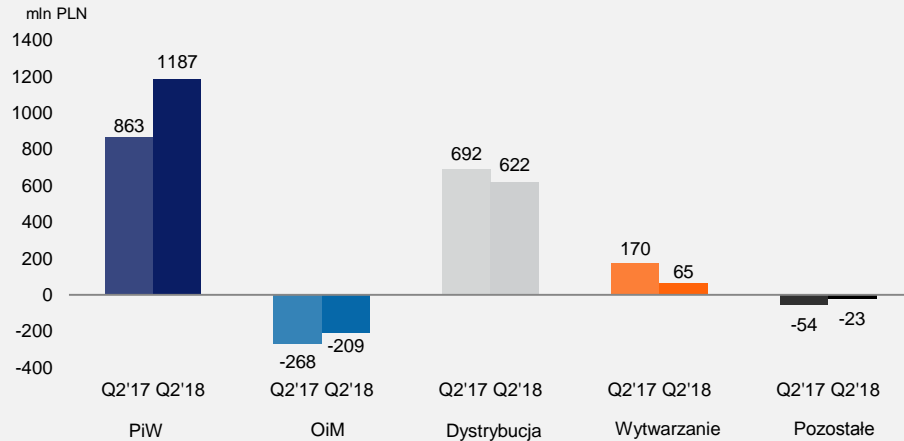
Skutki zmian prezentacji wg MSSF 15 - segmenty

Bez uwzględnienia zmiany prezentacji MSSF 15	Q2 2017	Q2 2018
Obrót i Magazynowanie		
Przychody ze sprzedaży	5 887	6 317
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	6 155	6 525
Dystrybucja		
Przychody ze sprzedaży	1 142	1 137
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	294	297
Sprzedaż między segmentami	847	840
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	450	515
Wpływ MSSF 15		
Obrót i Magazynowanie		
Przychody ze sprzedaży	-875	-755
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	875	755
Dystrybucja		
Przychody ze sprzedaży	0	0
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	838	710
Sprzedaż między segmentami	-838	-710
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	0	0
Nowy sposób prezentacji		
Obrót i Magazynowanie		
Przychody ze sprzedaży	5 012	5 561
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-5 280	-5 770
Dystrybucja		
Przychody ze sprzedaży	1 142	1 137
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 132	1 007
Sprzedaż między segmentami	10	130
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	450	516

- > 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 Q2 2018 według nowych standardów z przekształconym Q2 2017 w zakresie MSSF 15.

Podstawowe wyniki finansowe Q2 2018

> EBITDA Grupy w podziale na segmenty w Q2 2017 vs Q2 2018



Poszukiwanie i Wydobywanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży R/R: gazu o 240 mln PLN (+33% R/R); ropy naftowej i kondensatu o 139 mln PLN (+33%)
- > Koszt odwiertów negatywnych w Q2 2018: -132 mln PLN wobec -81 mln PLN w Q2 2017.

Obrót i Magazynowanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu i kosztów paliwa gazowego o 10% R/R, głównie w wyniku wzrostu rynkowych cen ropy i gazu.
- > Wyższe o 17% R/R przychody w segmencie z tytułu obrotu energią elektryczną z handlu i wytwarzania. Koszty obrotu wyższe o 11%.

Dystrybucja

- > Spadek wolumenu dystrybucji oraz przychodów z usługi dystrybucyjnej o 14% R/R w Q2 2018.
- > Wpływ z tytułu bilansowania systemu w Q2 2018 wyższy o 54 mln PLN R/R

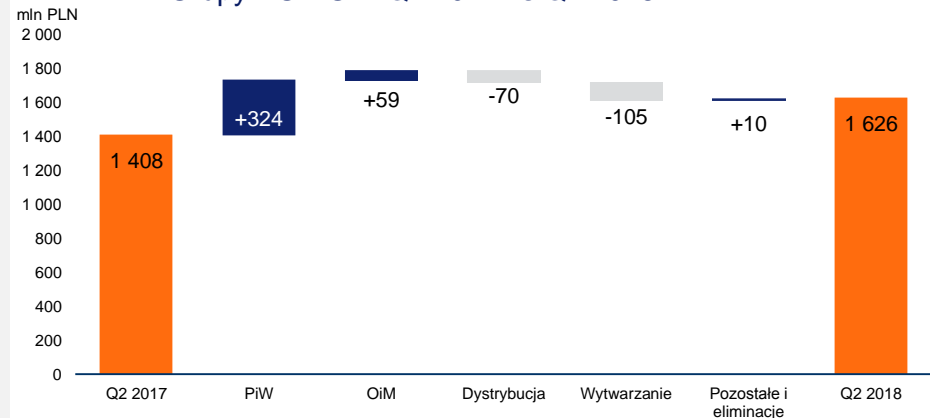
Wytwarzanie

- > Spadek wolumenów sprzedaży: energii elektrycznej (z własnej produkcji) o 19% R/R oraz ciepła o 35% R/R w wyniku wyższych temperatur kwartału.

[mln PLN]	Q2 2017	Q2 2018	Δ%
Przychody ze sprzedaży	7 128*	7 639	+7%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-5 720*	-6 012	+4%
EBITDA	1 408	1 626	+16%
Amortyzacja	-640	-657	+3%
EBIT	768	969	+26%
Wynik na działalności finansowej	-10	11	+209%
Zysk netto	499	704	+41%

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

> EBITDA Grupy PGNiG w Q2 2017 vs Q2 2018**



**Eliminacje w Q2 2018: -15 mln PLN oraz w Q2 2017: +5 mln PLN



Segment – Poszukiwanie i Wydobywanie

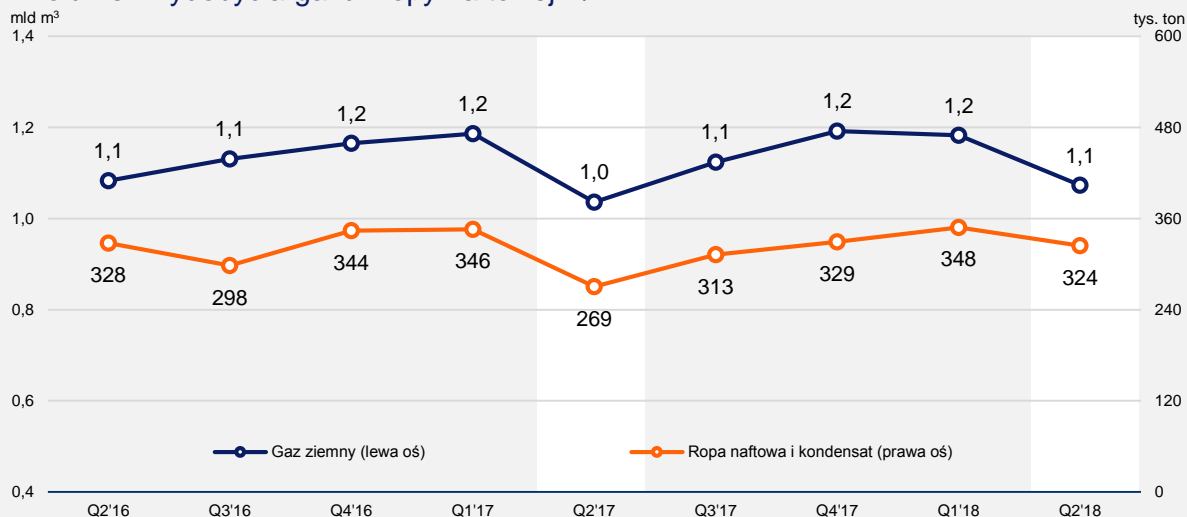
[mln PLN]	Q2 2017	Q2 2018	Δ%
Przychody ze sprzedaży	1 294	1 681	+30%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-431	-494	+15%
<i>Koszty odwiertów negatywnych</i>	-79	-132	+66%
<i>Odpis aktualizujący majątek trwały</i>	78	71	-9%
EBITDA	863	1 187	+38%
Amortyzacja	257	269	+5%
EBIT	606	918	+51%

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

Komentarz:

- Wzrost przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu (R/R o 139 mln PLN) głównie na skutek wzrostu o 39% średniej kwartalnej ceny ropy wyrażonej w PLN, mimo spadku wolumenu sprzedaży o 7% R/R do 294 tys. ton.
- Wyższe przychody ze sprzedaży gazu w segmencie (+33% R/R, o 240 mln PLN) na skutek wyższych wolumenów sprzedaży (o 32 mln m³, czyli 3% R/R) oraz istotnego wzrostu cen gazu R/R.
- Spisane koszty odwiertów negatywnych i sejsmiki: -132 mln PLN w Q2 2018 wobec -81 mln PLN w Q2 2017.
- Odwroćenie odpisów na majątek trwały: +71 mln PLN w Q2 2018 wobec +78 mln PLN w Q2 2017.
- Pozycja *underlift* w samym Q2 2018 wyceniona rynkowo na +47 mln PLN (łącznie ropa naftowa i NGL oraz gaz ziemny). Zastosowanie nowej metody szacowania wartości pozycji over-/underlift w Q2 2017 wpłynęłoby na wynik tego okresu na kwotę -36 mln PLN.

Wolumen wydobycia gazu i ropy naftowej R/R



Segment – Obrót i Magazynowanie

- Wzrost przychodów w wyniku wzrostu rynkowych cen gazu.

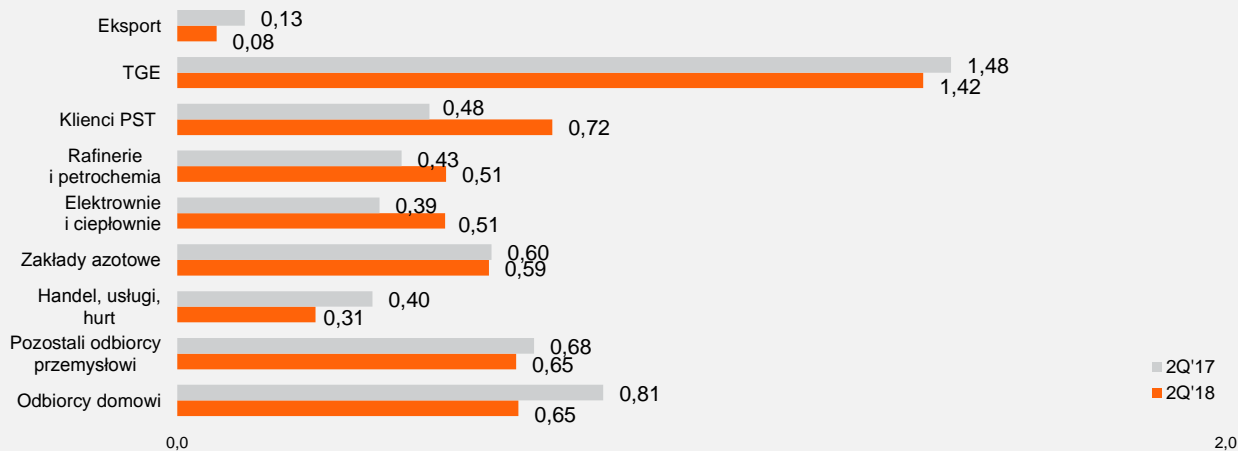
Komentarz:

- Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu R/R (z uwzgl. wpływu transakcji zabezpieczających -107 mln PLN w Q2 2018) o 466 mln PLN (do 5,1 mld PLN w Q2 2018) na skutek wyższej średniej ceny sprzedaży gazu i mimo niższego wolumenu sprzedaży (-5% R/R).
- Wyższy wolumen sprzedaży do największych odbiorców przemysłowych. Spadek sprzedaży gazu do odbiorców domowych.
- Wzrost kosztów pozyskania gazu w segmencie na skutek wyższych notowań cen ropy i gazu.
- Wzrost wolumenu importu gazu do Polski R/R (Q2 2018: 3,42 mld m³ vs Q2 2017: 3,33 mld m³) przy wyższym wolumenie importu LNG (+72% R/R) oraz stabilnym poziomie importu z kier. wschodniego (+3% R/R).
- Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej: 466 mln PLN, wzrost o 69 mln PLN R/R (+17% R/R). Koszty energii na cele handlowe wyższe R/R o 43 mln PLN (-444 mln PLN w Q2 2018)
- Odwroćenie odpisu na zapasie gazu w Q2 2018 na poziomie +7 mln PLN vs zwiększenia odpisu w Q2 2017 na poziomie -21 mln PLN w Q2 2017. Stan odpisu na koniec Q2 2018 wyniósł 18 mln PLN.
- Rozwiązanie rezerwy na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności energetycznej na poziomie 19 mln PLN w Q2 2018 wobec zawiązania rezerwy na -40 mln PLN R/R w Q2 2017.

[mIn PLN]	Q2 2017	Q2 2018	Δ%
Przychody ze sprzedaży	5 012*	5 561	+11%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-5 280*	-5 770	+9%
EBITDA	-268	-209	+22%
Amortyzacja	-52	-47	-11%
EBIT	-321	-256	+20%

Grupa PGNiG** – wolumen sprzedaży gazu w grupach odbiorców

mld m³



*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

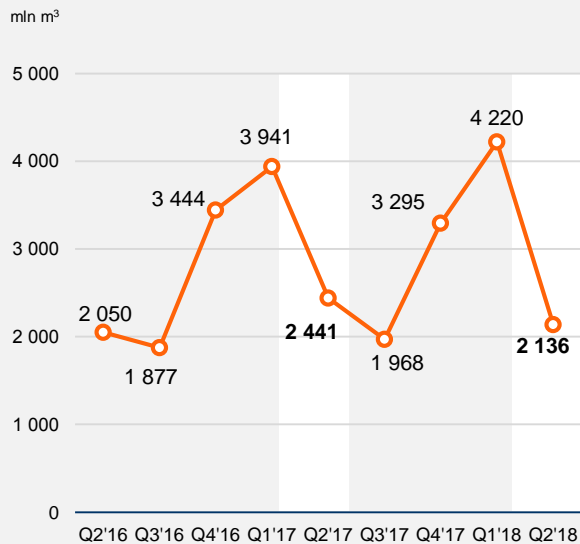
[mln PLN]	Q2 2017	Q2 2018	Δ%
Przychody ze sprzedaży	1 142	1 137	0%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-450	-516	+15%
EBITDA	692	622	-10%
Amortyzacja	-229	-231	+1%
EBIT	463	391	-16%

- Wyniki segmentu pod wpływem spadku wolumenu dystrybucji gazu i niższej taryfy

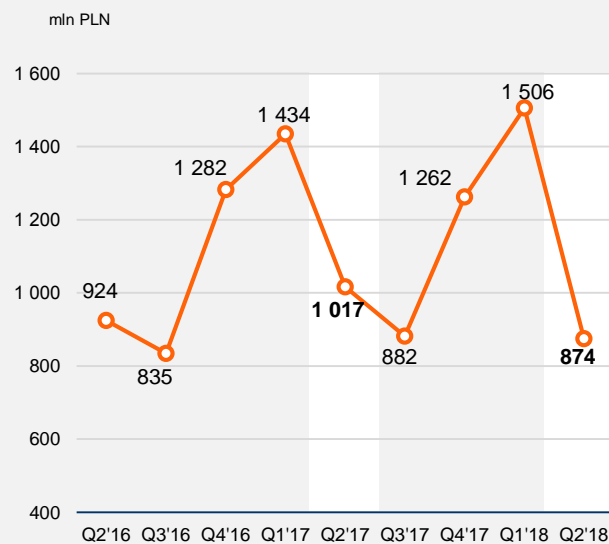
Komentarz:

- Wolumen dystrybuowanego gazu niższy o 13% R/R sięgający 2,14 mld m³, głównie na skutek wyższej temperatury w okresie.
- Przychody ze świadczenia usługi dystrybucyjnej niższe o 142 mln PLN (-14% R/R), głównie na skutek niższych wolumenów oraz niższego poziomu taryfy.
- Saldo przychodów i kosztów z tytułu bilansowania systemu: +226 mln PLN w Q2 2018 wobec +172 mln PLN rok wcześniej, przy wyższych kosztach zakupu gazu.
- Wzrost świadczeń pracowniczych o 28 mln PLN (w Q2 2018 podobnie, jak w Q2 2017 wypłacono premie roczne pracownikom PSG).
- Niższe o 4% R/R koszty usługi przesyłowej sięgające 147 mln PLN.

Wolumen dystrybuowanych gazów



Przychód z usług dystrybucyjnych

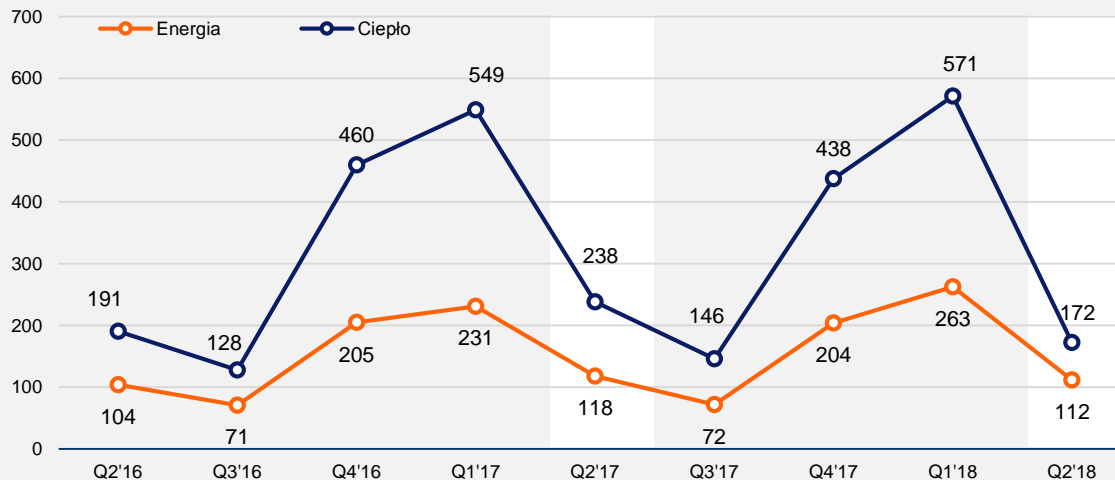


Segment – Wytwarzanie

[mIn PLN]	Q2 2017	Q2 2018	Δ%
Przychody ze sprzedaży	408	347	-15%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-238	-281	+18%
EBITDA	170	65	-62%
Amortyzacja	-90	-94	+4%
EBIT	81	-28	-135%

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

mIn PLN



- > Wynik segmentu pod wpływem czynników temperaturowych i wyższych kosztów surowców

Komentarz:

- > Spadek przychodów ze sprzedaży ciepła R/R o 28% do poziomu 172 mln PLN przy wolumenie niższym o 35% (czynnik temperaturowy – krótszy okres grzewczy).
- > Spadek przychodów ze sprzedaży Ee z wytwarzania o 5% R/R do poziomu 112 mln PLN przy niższym wolumenie sprzedaży o 19% R/R.
- > Spadek kosztów zakupu węgla o 8 mln PLN do -105 mln PLN w Q2 2018 na skutek istotnie niższych wolumenów produkcji. Jednostkowa cena węgla wyższa R/R.
- > Wolumen sprzedaży w Q2 2018:
 - > Sprzedaż ciepła poza GK PGNiG na poziomie 4,43 PJ.
 - > Energia elektryczna z produkcji: 599 GWh.

Informacje kontaktowe

Marcin Piechota

Kierownik Działu Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 589 43 22

kom.: +48 885 889 890

e-mail: marcin.piechota@pgnig.pl

Piotr Gałek

Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 589 48 46

kom.: +48 723 235 652

e-mail: piotr.galek@pgnig.pl

Aleksander Kutnik

Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 589 47 97

kom.: +48 723 239 162

e-mail: aleksander.kutnik@pgnig.pl

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

ul. M. Kasprzaka 25

01-224 Warszawa

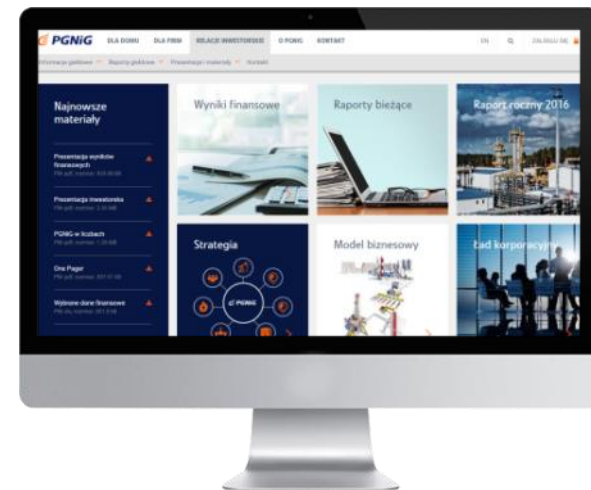
faks: +48 22 691 81 23

www.pgnig.pl

Zastrzeżenie

Wszystkie opinie, 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 H1 2018
- 2. Podstawowe wyniki finansowe H1 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)	H1 2017 przed zmianą	Wpływ	H1 2017 po zmianie
Przychody ze sprzedaży, w tym:	18 817	-74	18 743
Przychody ze sprzedaży gazu	15 049	-2 107	12 942
Przychody ze sprzedaży pozostałe	3 768	2 033	5 801
Koszty operacyjne (bez amortyzacji), w tym:	-14 640	74	-14 566
Usługi przesyłowe	-557	68	-489
Pozostałe usługi	-772	6	-766

Skonsolidowany rachunek zysków i strat w 2018 roku (w mln zł)	H1 2018 przed zmianą	wpływ	H1 2018 po zmianie
Przychody ze sprzedaży, w tym:	20 982	-96	20 886
Przychody ze sprzedaży gazu	16 796	-2 042	14 754
Przychody ze sprzedaży pozostałe	4 186	+1 946	6 132
Koszty operacyjne (bez amortyzacji), w tym:	-16 682	+96	-16 586
Usługi przesyłowe	-608	+80	-528
Pozostałe usługi	-853	+16	-837

- > 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 H1 2017 oraz H1 2018.
- > **Kolejne slajdy prezentacji porównują H1 2018 z przekształconym H1 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.



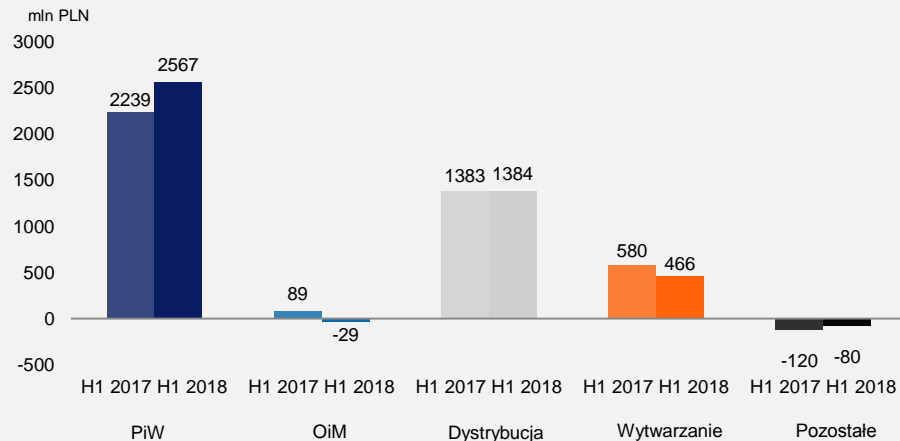
Skutki zmian prezentacji wg MSSF 15 - segmenty

Bez uwzględnienia zmiany prezentacji MSSF 15	H1 2017	H1 2018
Obrót i Magazynowanie		
Przychody ze sprzedaży	15 819	17 823
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-15 730	-17 852
Dystrybucja		
Przychody ze sprzedaży	2 610	2 687
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	554	590
Sprzedaż między segmentami	2 056	2 097
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-1 227	-1 303
Wpływ MSSF 15		
Obrót i Magazynowanie		
Przychody ze sprzedaży	-2 110	-2 053
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	2 110	2 053
Dystrybucja		
Przychody ze sprzedaży	0	0
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	2 036	1 957
Sprzedaż między segmentami	-2 036	-1 957
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	0	0
Nowy sposób prezentacji		
Obrót i Magazynowanie		
Przychody ze sprzedaży	13 709	15 770
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-13 620	-15 799
Dystrybucja		
Przychody ze sprzedaży	2 610	2 687
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	2 590	2 547
Sprzedaż między segmentami	20	140
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-1 227	-1 303

- > 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 – H1 2018

> EBITDA Grupy w podziale na segmenty w H1 2018 vs H1 2017



Poszukiwanie i Wydobywanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu R/R o 347 mln PLN (+19%).
- > Wzrost przychodów ze sprzedaży ropy R/R o 224 mln PLN (+22%).
- > Odpisy na rzeczowe aktywa trwałe w H1 2018: 311 mln PLN vs 83 mln PLN w H1 2017.

Obrót i Magazynowanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu o 14%. (z uwzgl. wpływu transakcji zabezpieczających -280 mln PLN w H1 2018) przy wzroście wolumenu sprzedaży gazu w segmencie o 8%.
- > Częściowe odwrócenie odpisu na zapasie gazu w H1 2018 na +32 mln PLN wobec zwiększenia odpisu na zapasie gazu w H1 2017 o -57 mln PLN.

Dystrybucja

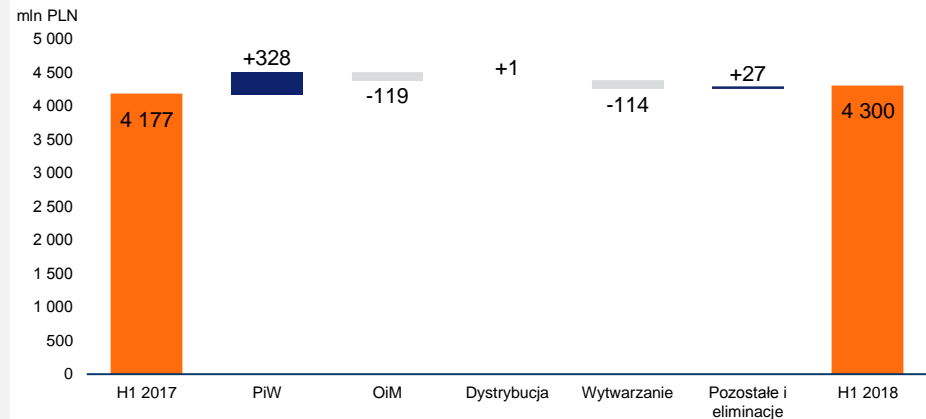
- > Stabilny poziom wolumenu dystrybucji: 6,36 mld m³ w H1 2018 vs 6,38 mld m³ w H1 2017.
- > Wzrost kosztów świadczeń pracowniczych (607 mln PLN w H1 2018 vs 565 mln PLN w H1 2017).

Wytwarzanie

- > Spadek wolumenów sprzedaży ciepła o 6% R/R i energii elektrycznej (z produkcji) o 3% R/R w H1 2018 z powodu krótszego sezonu grzewczego.

[mln PLN]	H1 2017	H1 2018	Δ%
Przychody ze sprzedaży	18 743*	20 886	+11%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-14 566*	-16 586	+14%
EBITDA	4 177	4 300	+3%
Amortyzacja	-1 335	-1 326	-1%
EBIT	2 842	2 974	+5%
Wynik na działalności finansowej	8	51	5x
Zysk netto	2 098	2 270	+8%

> EBITDA Grupy PGNiG w H1 2017 vs H1 2018**



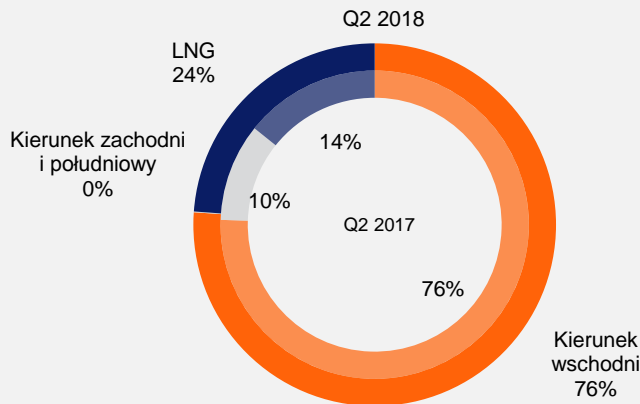
*Dane przekształcone do porównywalności w związku z zastosowaniem nowego standardu sprawozdawczości finansowej MSSF 15

**Eliminacje w H1 2018: -8 mln PLN oraz w H1 2017: 6 mln PLN



Sprzedaż i struktura importu gazu

> Import gazu do Polski

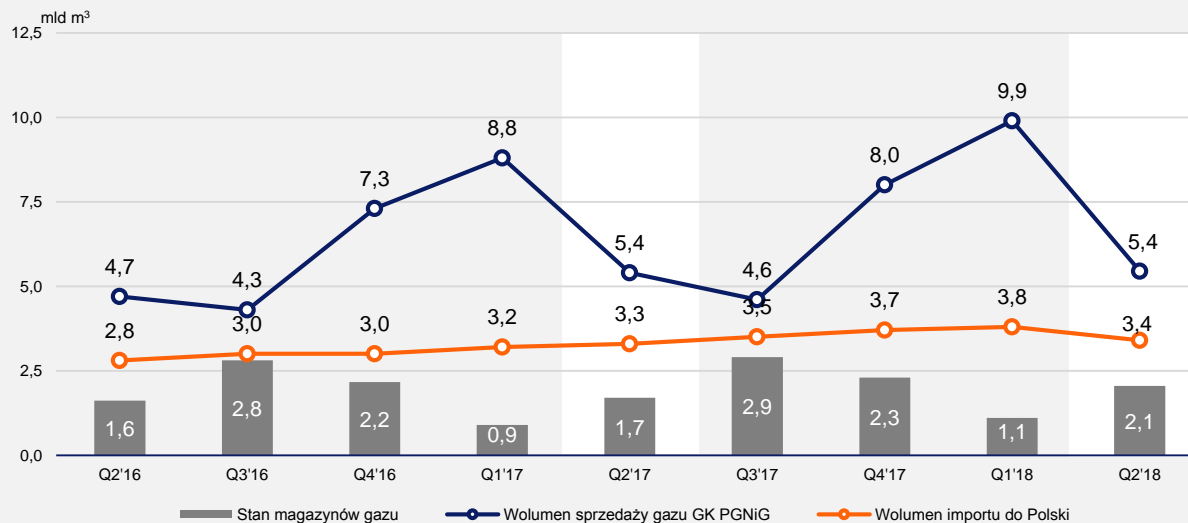


> Sprzedaż gazu poza GK PGNiG według spółek

[mln m ³]	Q2 2017	Q2 2018	Δ%
Grupa PGNiG:	5 390	5 442	+1%
<i>PGNiG SA</i>	3 364	3 311	-2%
<i>PGNiG OD</i>	1 545	1 416	-8%
<i>PST</i>	481	716	+49%

- > Wzrost udziału LNG w strukturze importu w Q2 2018.
- > 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: 59 mln m³ po regazyfikacji (stan na 30.06.2018 r.).

Koszty operacyjne w Q2 2018 vs Q2 2017

[mln PLN]	Q2 2017	Q2 2018	Δ%
Koszt sprzedanego gazu	-3 793	-4 066	+7%
Paliwa do produkcji ciepła i energii	-119	-110	-7%
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	-415	-435	+5%
Świadczenia pracownicze	-672	-723	+8%
Usługa przesyłowa	-229*	-259	-2%
Pozostałe usługi obce	-408*	-445	+9%
<i>Usługi regazyfikacji LNG</i>	-90	-91	+1%
Podatki i opłaty	-43	-41	-5%
Pozostałe przychody i koszty operacyjne netto**	-245	-114	-53%
<i>Zmiana stanu odpisów na zapasy</i>	-32	1	-102%
<i>Zmiana stanu rezerw</i>	-76	9	-111%
Odpisy z tytułu utraty wartości rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	-25	-60	+140%
<i>Koszt odwiertów negatywnych i sejsmiki</i>	-81	-132	+63%
<i>Odpisy aktualizujące wartość składników majątku trwałego</i>	56	72	+28%
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	229	240	+5%
Amortyzacja	-640	-657	+3%
Koszty operacyjne ogółem	-6 359	-6 671	+5%
<i>Koszty operacyjne bez kosztu sprzedanego gazu</i>	-2 566	-2 605	+1%

Komentarz:

- › Wzrost kosztów sprzedanego gazu R/R o 273 mln PLN (+7%) w związku ze wzrostem cen ropy i gazu.
- › Wyższe R/R koszty odwiertów negatywnych i sejsmiki (-132 mln PLN). W Q2 2018 spisano 7 odwiertów negatywnych. W Q2 2017 spisano 4 odwierty negatywne (-79 mln PLN).
- › Rozwiązanie odpisu z tytułu utraty wartości majątku trwałego na poziomie 72 mln PLN w Q2 2018 vs 56 mln PLN w Q2 2017.
- › Wyższa R/R amortyzacja (Q2 2018: -657 mln PLN vs Q2 2017: -640 mln PLN), przede wszystkim na skutek wyższej amortyzacji w Norwegii w Q2 2018 vs Q2 2017 o 14 mln PLN (+16%).
- › Niższe R/R pozostałe przychody i koszty operacyjne w Q2 2018 – m.in. za sprawą rozwiązania odpisu na zapasie gazu na poziomie 7 mln PLN wobec zwiększenia odpisu o 21 mln PLN w Q2 2017 oraz rozwiązania rezerwy na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności energetycznej na poziomie 19 mln PLN w Q2 2018 wobec zawiązania rezerwy na -40 mln PLN R/R w Q2 2017.
- › W Q2 2018 zostało rozładowanych 7 gazowców, z czego: 5 to kontrakt z Qatargas, 1 z Centrica oraz 1 transakcja spot.
- › Różnice kursowe netto dotyczące działalności operacyjnej: +63 mln PLN w Q2 2018 vs -18 mln PLN w Q2 2017.
- › Wynik na instrumentach pochodnych w pozostałych kosztach operacyjnych netto: -30 mln PLN w Q2 2018 vs +43 mln PLN w Q2 2017.

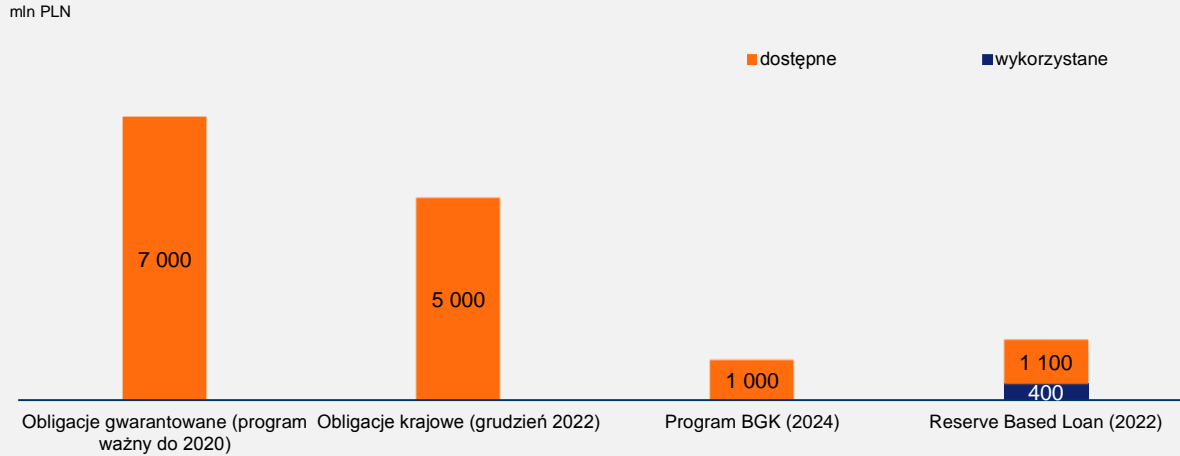


* Dane przekształcone do porównywalności w związku z zastosowaniem nowego standardu sprawozdawczości finansowej MSSF 15.

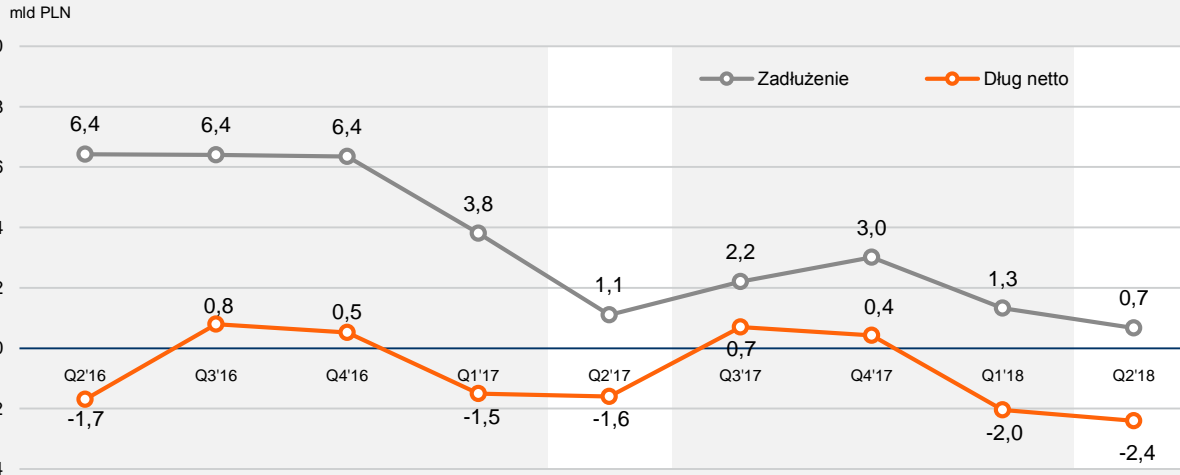
** Pozostałe koszty operacyjne w powyższym zestawieniu nie uwzględniają kosztów z tytułu podatków i opłat oraz odpisów z tytułu utraty wartości rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych.

Zadłużenie i źródła finansowania

> Źródła finansowania (stan na 30.06.2018 r.)



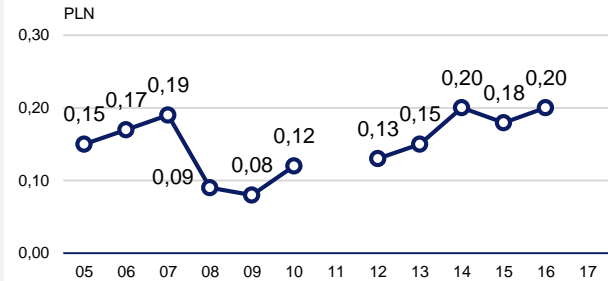
> Zadłużenie na koniec kwartału



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)

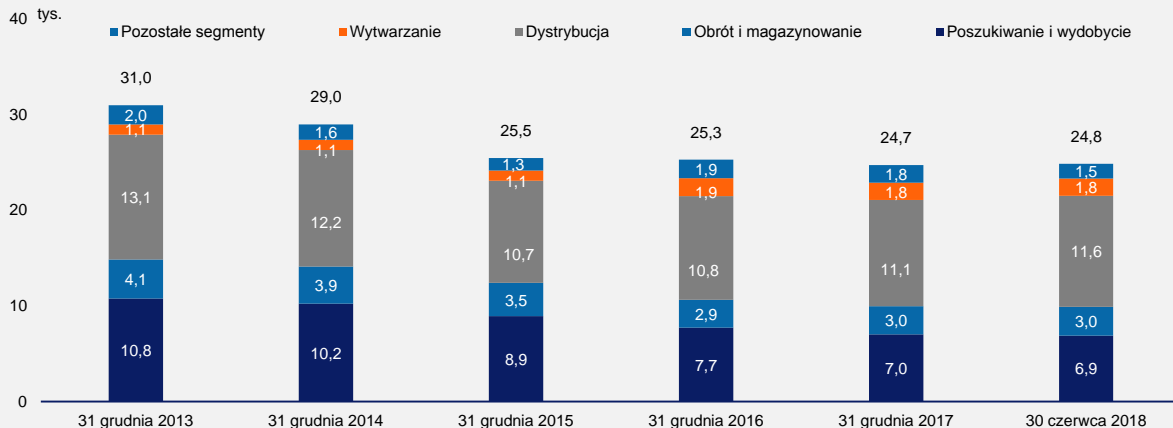


- > Założenie Strategii: wypłata do 50% skonsolidowanego zysku netto w postaci dywidendy w latach 2017-2022 (przy założeniu stabilnej sytuacji finansowej, zabezpieczenia potrzeb inwestycyjnych).
- > W dniu 20 lipca 2018 r. WZ PGNiG zdecydowało o niewypłaceniu dywidendy za rok obrotowy 2017. Zysk netto został przeznaczony na kapitał rezerwy (z przeznaczeniem na rozbudowę i modernizację krajowej sieci dystrybucyjnej) oraz kapitał zapasowy.

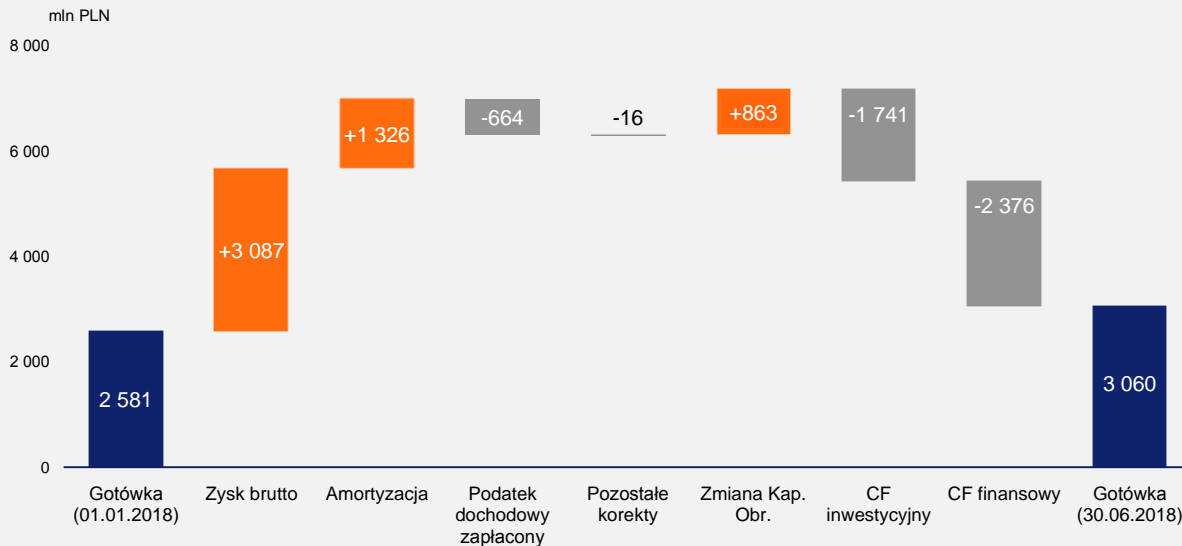


Bilans, rachunek przepływów pieniężnych, wskaźniki finansowe i zatrudnienie

> Zatrudnienie (stan na dzień 30.06.2018 r.)*

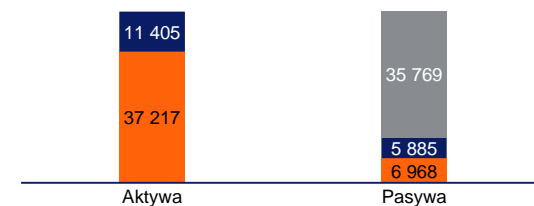


> Skonsolidowane przepływy pieniężne (01.01.2018 r. - 30.06.2018 r.)

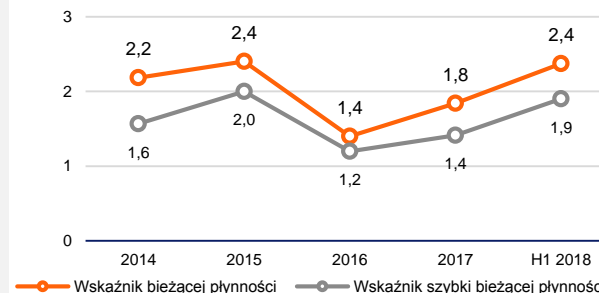
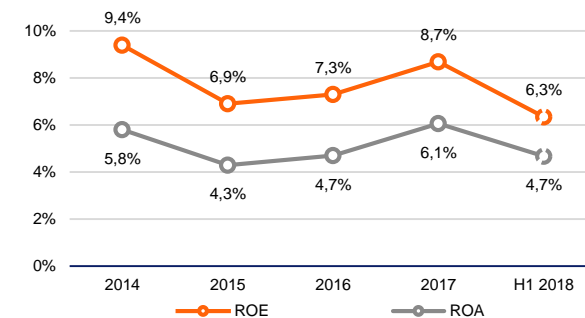


> Bilans Grupy (stan na 30.06.2018 r.)

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]

	Q2 2018	Q1 2018	FY 2017	Q4 2017	Q3 2017	Q2 2017	Q1 2017	FY 2016	Q4 2016	Q3 2016	Q2 2016
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	461	464	1 863	461	459	469	474	1 919	473	449	487
<i>w tym w Polsce</i>	314	323	1 315	335	325	327	328	1 401	347	346	349
<i>w tym w Norwegii</i>	147	141	548	126	134	142	146	518	126	103	138
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	612	719	2 674	731	664	567	712	2 540	692	582	596
<i>w tym w Polsce</i>	559	674	2 524	684	627	533	680	2 481	670	570	584
<i>w tym w Pakistanie</i>	53	45	150	47	37	34	32	59	22	12	12
RAZEM (przeliczony na E)	1 073	1 183	4 537	1 192	1 123	1 036	1 186	4 458	1 165	1 031	1 083

SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO w GK PGNiG [mln m³]

GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	5 134	9 414	25 291	7 603	4 298	5 079	8 311	22 895	6 921	4 004	4 410
<i>w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG</i>	715	998	2 186	603	452	482	649	2 510	561	614	571
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	308	491	1 496	419	296	312	469	1 371	417	244	298
RAZEM (przeliczony na E)	5 442	9 905	26 787	8 022	4 594	5 391	8 780	24 266	7 338	4 248	4 708
<i>w tym sprzedaż bezpośrednio ze złóż</i>	179	237	796	226	182	161	227	718	209	129	172

IMPORT GAZU ZIEMNEGO przez PGNiG SA [mln m³]

Razem	3 419	3 837	13 714	3 673	3 488	3 334	3 219	11 527	2 968	3 020	2 837
<i>w tym: kierunek wschodni</i>	2 602	2 982	9 656	2 540	1 889	2 518	2 709	10 248	2 539	2 429	2 623
<i>w tym: LNG</i>	815	505	1 715	383	470	475	387	974	380	384	210

ROPA NAFTOWA w GK PGNiG [tys. ton]

Wydobycie ropy naftowej i kondensatu	324	348	1257	329	313	269	346	1 318	344	298	328
<i>w tym w Polsce</i>	189	208	787	220	203	148	216	763	207	177	176
<i>w tym w Norwegii</i>	135	140	470	109	110	121	130	555	137	121	152
Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu	294	429	1270	313	251	316	390	1 346	325	287	336
<i>w tym w Polsce</i>	188	210	791	222	190	161	218	753	198	179	171
<i>w tym w Norwegii</i>	106	219	479	91	61	155	172	593	127	108	165

WYTWARZANIE

Produkcja E.c. netto (sprzedaż) [TJ]	4 425	19 037	42 487	14 195	3 472	6 848	18 088	39 527	15 079	2 945	5 351
Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) [GWh]	599	1 539	3 882	1 280	407	737	1 458	3 604	1 204	418	592