





Q3 2020

Wyniki finansowe Grupy PGNiG za Q3 i 9M 2020 r.

19 listopada 2020 r.

Spis Treści

- > 1. Kluczowe wydarzenia
- > 2. Czynniki wpływające na wynik finansowy
- > 3. Podstawowe wyniki finansowe – Q3 2020
- > 4. Segmenty – omówienie:
 -  > Poszukiwanie i Wydobycie
 -  > Obrót i Magazynowanie
 -  > Dystrybucja
 -  > Wytwarzanie
- > 5. Załączniki



Kluczowe wydarzenia Q3 2020

3

07
> lipiec



> Otrzymanie od Gazpromu zwrotu środków z tytułu nadpłaty za dostawy gazu w latach 2014-2020 – wartość rozliczenia na rzecz PGNiG to 1,5 mld dolarów.



> Zawarcie umowy o współpracy oraz zachowaniu poufności z PKN Orlen w zakresie zgłoszenia zamiaru dokonania koncentracji i przeprowadzenia procesu due diligence

08
> sierpień



> Blok gazowo-parowy Elektrociepłowni Stalowa Wola zsynchronizowany z siecią



> Podpisanie listu intencyjnego z PKN Orlen dotyczącego analizy możliwości realizacji wspólnych inwestycji budowy elektrowni gazowej i biogazowni

09
> wrzesień



> Zwiększenie dostaw gazu ziemnego dla KGHM Polska Miedź SA. Obie firmy podpisały dodatkowy kontrakt indywidualny do obowiązującej umowy ramowej.

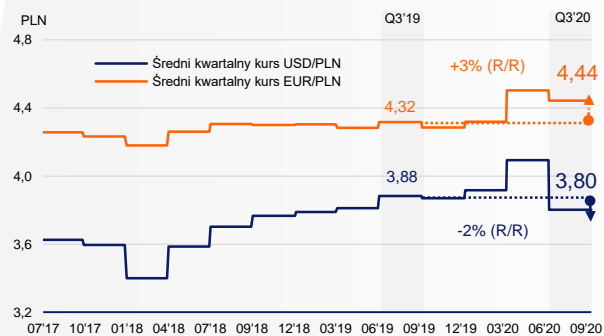


> Nabycie udziałów w złożach Kvitebjørn i Valemon - aktualizacja prognozy wydobycia gazu ziemnego spółki PGNiG Upstream Norway

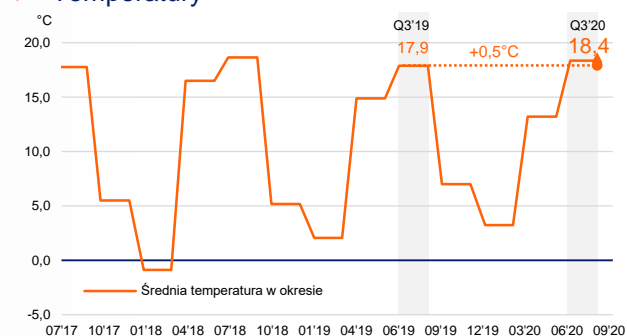
Czynniki zewnętrzne i rynkowe

- > Spadek kursu USD/PLN w Q3 2020 r. o 2% R/R, do poziomu 3,80 zł.
- > Wzrost kursu EUR/PLN w Q3 2020 r. o 3% R/R, do poziomu 4,44 zł.
- > Wzrost średniej temperatury* w Q3 2020 o 0,5°C R/R.

> Kurs USD/PLN oraz EUR/PLN

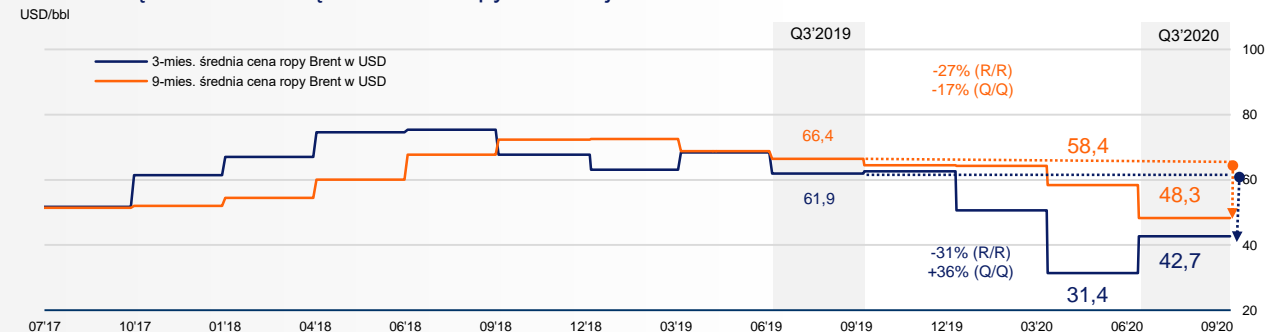


> Temperatury*



- > Spadek 3-miesięcznej (kwartalnej) średniej ceny ropy o 31% R/R, do poziomu 42,7 dolarów za baryłkę.

> 3-miesięczna i 9-miesięczna cena ropy naftowej



- > Spadek 9-miesięcznej średniej ceny ropy o 27% R/R do poziomu 48,3 dolarów za baryłkę na koniec Q3 2020.

Rynki gazu

> Spadek cen gazu TTF i GPL (kontrakt Month-Ahead) w Q3 2020 dominowane w PLN:

- > lipiec: -49% i -48% R/R,
- > sierpień: -26% i -25% R/R,
- > wrzesień: -8% i -8% R/R.

> Wolumen obrotu na TGE w Q3 2020, z uwzględnieniem wszystkich kontraktów i wg terminu wykonania, niższy o około 1% R/R.

> Ceny gazu TTF i GPL (kontrakt Month-Ahead)



> Ceny gazu TGE RDN oraz średnia cena kontraktów ważonych wolumenem



Uwagi:

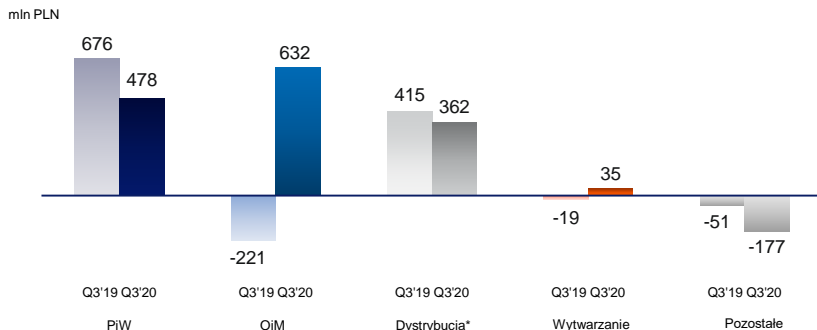
> Cena sprzedaży na TGE: dominujące pod względem wolumenu terminy kontraktów gazowych na TGE i innych giełdach gazu to kontrakty kwartalne, sezonowe (lato/zima) i roczne. Rynek kontraktów terminowych miesięcznych i tygodniowych oraz rynek spot pełnią funkcję uzupełniającą.

> Ważoną wolumenem średnią kwartalną cen kontraktów na TGE obliczono na podstawie kwotowań kontraktów z datą realizacji przypadającą na dany kwartał.

Podstawowe wyniki finansowe w Q3 2020

[mln PLN]	Q3 2019*	Q3 2020	Δ%
Przychody ze sprzedaży	7 029	6 392	-9%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-6 226	-5 059	-19%
EBITDA	803	1 333	+66%
<i>EBITDA (bez odpisów rzecz. aktywów trwałych)</i>	755	<i>1 288</i>	+71%
Amortyzacja	-669	-745	+11%
EBIT	134	588	+4x
Koszty finansowe netto	-77	+12	116%
Zysk netto	14	116***	+8x

> EBITDA Grupy w podziale na segmenty w Q3 2020 vs Q3 2019**



Poszukiwanie i Wydobywanie

- > Spadek przychodów ze sprzedaży R/R: gazu o -112 mln PLN (-19% R/R), a ropy naftowej i kondensatu o -146 mln PLN (-29% R/R).
- > Rozwiązanie odpisu na majątek trwały w 3Q 2020 na poziomie +45 mln PLN wobec rozwiązania odpisu w Q3 2019 na poziomie +47 mln PLN.

Obrot i Magazynowanie

- > Spadek przychodów ze sprzedaży gazu o -14% R/R przy niższym o -3% R/R wolumenie sprzedaży gazu poza Grupę.
- > Wynik na realizacji instrumentów zabezpieczających objętych rachunkowością zabezpieczeń ujętych w przychodach ze sprzedaży w wysokości +86 mln PLN (w Q3 2019 r.: +103 mln PLN).
- > Wpływ zawiązania odpisu na zapasie gazu w kwocie -5 mln PLN. W Q3 2019 r. rozwiązanie odpisu na zapasie gazu na poziomie +149 mln PLN.

Dystrybucja

- > Niższy o -4% R/R wolumen dystrybuowanego gazu oraz wyższe o +4% R/R przychody z tytułu świadczenia usługi dystrybucyjnej.
- > Saldo przychodów i kosztów bilansowania systemu niższe o -93 mln PLN R/R.

Wytwarzanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła o +13% R/R przy wyższej o 0,5°C średniej temperaturze w Q3 2020 i niższych o -6% R/R wolumenach sprzedaży ciepła oraz wyższej taryfie za wytwarzanie i przesył ciepła
- > Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej z wytwarzania o +22% R/R przy wyższych o +7% wolumenach sprzedaży.

*Dane przekształcone do porównywalności w związku z analizą regulacji odnoszących się do kwestii ujęcia umów/decyzji dzierżawy dotyczących podziemnej infrastruktury oraz z uwzględnieniem wydanej przez Komitet ds. Interpretacji MSSF interpretacji przy sporządzaniu sprawozdania finansowego na dzień 31 grudnia 2019 roku.

**Eliminacje w Q3 2019: +3 mln PLN oraz w Q3 2020: +3 mln PLN

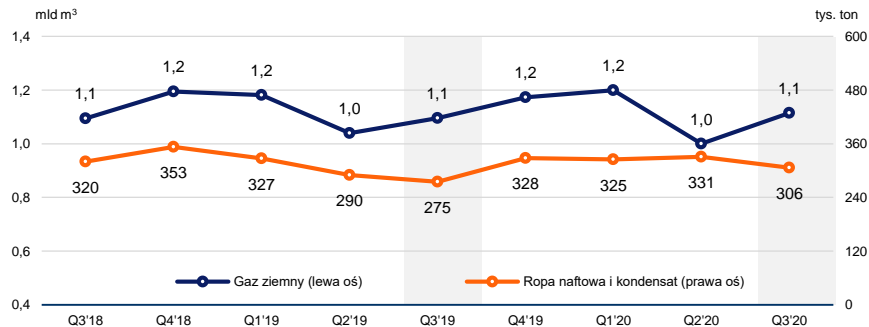
*** W Q3 2020 GK PGNiG ujęła wycenę metodą praw własności udziałów w Polskiej Grupie Górniczej S.A. -214 mln zł oraz odpis z tyt. utraty wartości -175 mln zł, wartość inwestycji na 30 września 2020 r. wyniosła 0 zł.

Segment – Poszukiwanie i Wydobywanie

Spadek przychodów na skutek niższych R/R cen ropy i gazu (RDN na TGE) przy stabilnym wolumenie wydobycia gazu i wyższym wolumenie wydobycia ropy naftowej

[mln PLN]	Q3 2019	Q3 2020	Δ%
Przychody ze sprzedaży	1 243	958	-23%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-567	-481	-15%
<i>Koszty odwiertów negatywnych i spisanej sejsmiki</i>	-90	-49	-46%
<i>Odpis aktualizujący majątek trwały</i>	+47	+45	-4%
EBITDA	676	478	-29%
Amortyzacja	-262	-315	+20%
EBIT	414	163	-61%

Wolumen wydobycia gazu i ropy naftowej R/R



Komentarz

- Spadek przychodów ze sprzedaży gazu w segmencie (-19% R/R, o -112 mln PLN) w wyniku spadku o -17% średniej ceny gazu RDN na TGE przy stabilnych wolumenach sprzedaży.
- Spadek przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu (-29% R/R, o -146 mln PLN) przy wzroście wolumenu sprzedaży o +10% R/R oraz niższej o -31% średniej kwartalnej cenie ropy wyrażonej w USD.
- Wolumeny wydobycia ropy w Polsce niższe o -13% R/R na poziomie 159 tys. ton; w Norwegii: wyższe o +61% R/R na poziomie 147 tys. ton.
- Spisane koszty odwiertów negatywnych i sejsmiki: -49 mln PLN w Q3 2020 wobec -90 mln PLN w Q3 2019.
- Rozwiązanie odpisów na majątek trwały: +45 mln PLN w Q3 2020 wobec rozwiązania odpisów na poziomie +47 mln PLN w Q3 2019.
- Pozycja *overlift / underlift* w Norwegii w Q3 2020 r.: wpływ wyceny na wynik w Q3 2020 r. na poziomie -24 mln PLN (wyższe pozostałe koszty operacyjne netto). W Q3 2019 r. odnotowano pozycję *overlift / underlift* – wpływ wyceny na wynik Q3 2019 r. to -43 mln PLN.

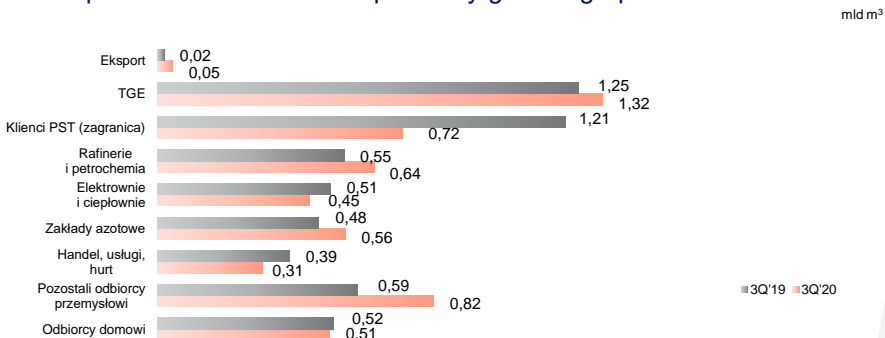


Segment – Obrót i Magazynowanie

Wyniki segmentu pod wpływem pomniejszenia kosztów gazu w wyniku spadku kosztów paliwa gazowego

[mln PLN]	Q3 2019	Q3 2020	Δ%
Przychody ze sprzedaży	5 156	4 642	-10%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-5 377	-4 010	-25%
<i>Odpis aktualizujący zapasy gazu</i>	149	-5	103%
EBITDA	-221	632	4x
Amortyzacja	-50	-55	+10%
EBIT	-271	577	3x

> Grupa PGNiG* – wolumen sprzedaży gazu w grupach odbiorców



Komentarz

- > Spadek przychodów ze sprzedaży gazu wysokometanowego i zaazotowanego R/R (z uwzgl. wpływu transakcji zabezpieczających) o 0,66 mld PLN tj. o -14% (do 3,9 mld PLN w Q3 2020) przy niższym wolumenie sprzedaży poza Grupę o -3% R/R w segmencie.
- > Wynik na realizacji instrumentów zabezpieczających objętych rachunkowością zabezpieczeń ujętych w przychodach ze sprzedaży w wysokości +86 mln PLN (w Q3 2019 r.: +103 mln PLN). Zmiana w kapitałach odniesiona na zapas gazu w Q3 2020: +22 mln PLN vs Q3 2019: +65 mln PLN.
- > Wyższy wolumen importu gazu do Polski R/R z kier. wschodniego (Q3 2020: 2,51 mld m³ vs Q3 2019: 2,32 mld m³) oraz LNG (+0,05 mld m³ R/R). Niższy wolumen importu z kier. zachodniego i południowego (Q3 2020: 0,43 mld m³ vs Q3 2019: 0,49 mld m³).
- > Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej łącznie: 671 mln PLN, wzrost o 158 mln PLN R/R (+31% R/R) przy jednoczesnym wzroście kosztów energii na cele handlowe o 137 mln PLN (+28% R/R).
- > Zawiązanie odpisu na zapasie gazu w Q3 2020 na poziomie -5 mln PLN vs. rozwiązanie odpisu w Q3 2019 na poziomie +149 mln PLN. Stan odpisu na koniec Q3 2020 wyniósł +17 mln PLN.
- > Wpływ zawiązania rezerwy na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności energetycznej -38 mln PLN w Q3 2020 wobec -47 mln PLN R/R w Q3 2019.



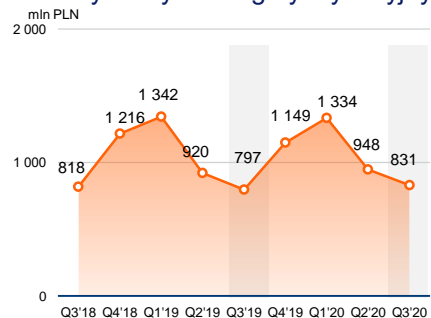
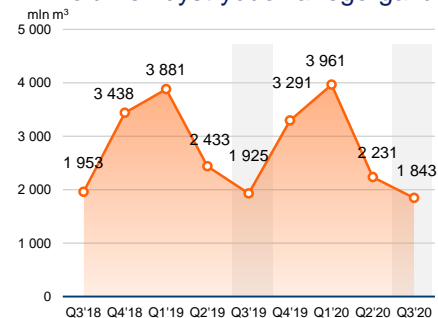
* Łączny wolumen sprzedaży gazu poza GK PGNiG obejmujący segmenty PIW i OiM.

Segment – Dystrybucja

Wyniki segmentu pod wpływem niższych wolumenów dystrybuowanego gazu i zmian regulacji w zakresie bilansowania systemu.

[mln PLN]	Q3 2019*	Q3 2020	Δ%
Przychody ze sprzedaży	961	906	-6%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-546	-543	-1%
EBITDA	415	362	-13%
Amortyzacja	-253	-274	+8%
EBIT	162	89	-45%

> Wolumen dystrybuowanego gazu > Przychody z usług dystrybucyjnych



Komentarz

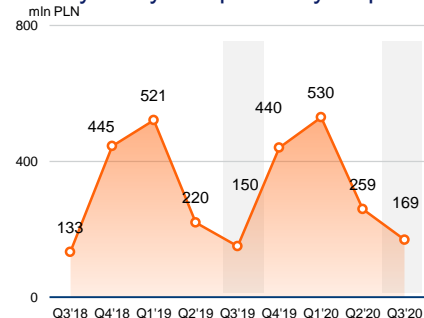
- > Niższe wolumeny dystrybuowanego gazu (o -4% R/R) sięgające 1,84 mld m³, przy wyższej średniej temperaturze w kwartale o 0,5°C R/R.
- > Wyższa o 3,5% R/R taryfa za usługę dystrybucji gazu (obowiązuje od 3 kwietnia 2020 r.).
- > Wyższy poziom przychodów ze świadczenia usługi dystrybucyjnej (wzrost o 34 mln PLN, czyli +4% R/R).
- > Saldo przychodów i kosztów z tytułu bilansowania systemu: +1 mln PLN w Q3 2020 wobec +94 mln PLN rok wcześniej:
 - > nowa instrukcja tzw. IRiESD, wprowadzająca zmiany do systemu bilansowania handlowego w dystrybucji gazu ziemnego od dnia 1 stycznia 2020 r. - zmiany objęły m.in. wprowadzenie rocznego okresu rozliczeń różnicy między alokacjami rozliczeniowymi a usługą dystrybucyjną, z uwzględnieniem średniorocznej ceny gazu na TGE – odejście od miesięcznego rozliczania różnicy między gazem wprowadzonym a pobranym z sieci i wprowadzenie tzw. procedury wyrównania, w ramach której raz do roku będzie przeprowadzony proces porównania ilości wprowadzonych i odebranych z sieci.

Segment – Wytwarzanie

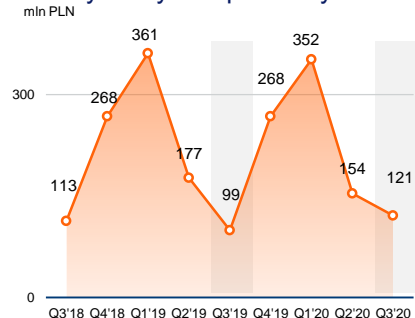
Wyniki segmentu pod wpływem wzrostu przychodów ze sprzedaży ciepła oraz energii elektrycznej.

[mln PLN]	Q3 2019	Q3 2020	Δ%
Przychody ze sprzedaży	311	393	+26%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-330	-357	+8%
EBITDA	-19	35	3x
Amortyzacja	-87	-87	-
EBIT	-107	-52	-51%

> Przychody ze sprzedaży ciepła



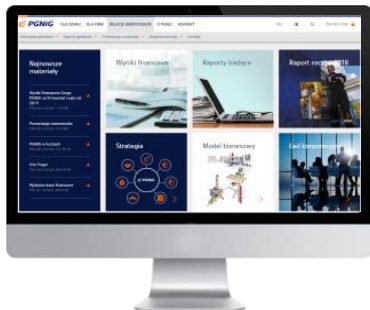
> Przychody ze sprzedaży Ee z wytw.



Komentarz

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży Ee z wytwarzania o +22% R/R do poziomu 121 mln PLN i wyższym wolumenie sprzedaży (+7% R/R).
- > Wyższe przychody ze sprzedaży ciepła o +13% R/R na poziomie 169 mln PLN przy nieznacznie wyższej temperaturze, niższych wolumenach sprzedaży ciepła (-6% R/R) z uwzględnieniem wyższej o ok. +3,2% taryfy za wytwarzanie i przesył ciepła, obowiązującej od 1 września 2020 r. dla PGNiG TERMIKA SA oraz o ok. 9,0% dla PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa SA od 1 lipca 2020 r.
- > Rezerwa na brakujące uprawnienia do emisji CO₂ wyniosła -36 mln PLN w Q3 2020 r. W Q3 2019 r. wartość rezerwy wyniosła -42 mln PLN.
- > Wolumen sprzedaży w Q3 2020:
 - > Sprzedaż ciepła poza GK PGNiG na poziomie 3,08 PJ.
 - > Energia elektryczna z produkcji: 0,45 TWh.





Strona Relacji Inwestorskich
www.ri.pgnig.pl



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

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.

- > 1. Podstawowe wyniki finansowe za 9M 2020 roku
- > 2. Sprzedaż i struktura importu gazu
- > 3. Koszty operacyjne
- > 4. Zadłużenie i źródła finansowania
- > 5. CAPEX, bilans, rachunek przepływów pieniężnych
- > 6. Wolumeny operacyjne

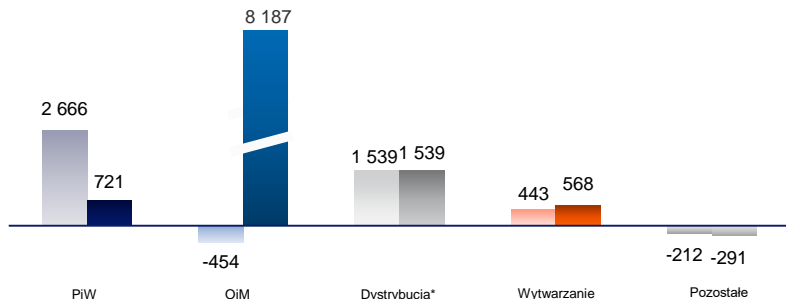


Podstawowe wyniki finansowe w 9M 2020

[mln PLN]	9M 2019*	9M 2020	Δ%
Przychody ze sprzedaży	29 653	27 430	-7%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-25 670	-16 745	-35%
EBITDA	3 983	10 685	+168%
EBITDA (bez odpisów rzecz. aktywów trwałych)	4 157	11 494	+176%
Amortyzacja	-2 135	-2 441	+14%
EBIT	1 848	8 244	+4x
Koszty finansowe netto	-64	-109	+70%
Zysk netto	1 346	6 036***	+4x

> EBITDA Grupy w podziale na segmenty w 9M 2020 vs 9M 2019**

mln PLN



*Dane przekształcone do porównywalności w związku z analizą regulacji odnoszących się do kwestii ujęcia umów/decyzji dzierżawy dotyczących podziemnej infrastruktury oraz z uwzględnieniem wydanej przez Komitet ds. Interpretacji MSF interpretacji przy sporządzaniu sprawozdania finansowego na dzień 31 grudnia 2019 roku.

**Eliminacje w 9M 2019: 1 mln PLN oraz w 9M 2020: -39 mln PLN

*** Z uwzględnieniem wyceny metodą praw własności wartości inwestycji w Polską Grupę Górnictw S.A. w wysokości -612 mln zł.

Poszukiwanie i Wydobywanie

- > Spadek przychodów ze sprzedaży R/R: gazu o -782 mln PLN (-33% R/R), a ropy naftowej i kondensatu o -420 mln PLN (-29% R/R).
- > Zawiązanie odpisu na majątek trwały w 9M 2020 na poziomie -808 mln PLN wobec zawiązania odpisu w 9M 2019 na poziomie -142 mln PLN.

Obrót i Magazynowanie

- > Pomniejszenie kosztów operacyjnych dot. gazu w wyniku ujęcia wpływu rozliczenia wynikającego z zawarcia aneksu do kontraktu jamalskiego w kwocie 5 689 mln PLN oraz zysk na różnicach kursowych z wyceny ww. rozliczeń 300 mln PLN.
- > Spadek przychodów ze sprzedaży gazu o -11% R/R przy wyższym o +4% R/R wolumenie sprzedaży gazu poza Grupę.
- > Wynik na realizacji instrumentów zabezpieczających objętych rachunkowością zabezpieczeń ujętych w przychodach ze sprzedaży w wysokości +1 076 mln PLN (w 9M 2019: +383 mln PLN). Zmiana w kapitałach odniesiona na zapasy w 9M 2020: +294 mln PLN vs 9M 2019: -63 mln PLN.
- > Wpływ rozwiązania odpisu na zapasie gazu w kwocie +359 mln PLN. W 9M 2019 rozwiązanie odpisu na zapasie gazu na poziomie +34 mln PLN.

Dystrybucja

- > Niższy o -3% R/R wolumen dystrybuowanego gazu przy wyższych przychodach z tytułu świadczenia usługi dystrybucyjnej (+2% R/R).
- > Saldo przychodów i kosztów bilansowania systemu niższe o -125 mln PLN R/R.

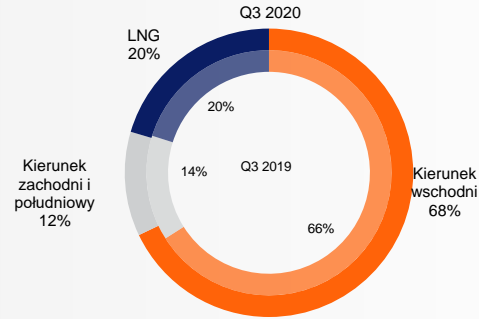
Wytwarzanie

- > Wyższe przychody ze sprzedaży ciepła (wzrost o +8% R/R) z uwzględnieniem wyższego poziomu taryfy za wytwarzanie i przesył ciepła.
- > Spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej z wytwarzania o -2% R/R przy niższych o -8% wolumenach sprzedaży.

Sprzedaż i struktura importu gazu

- > Stabilny udział w imporcie gazu z kierunku wschodniego oraz LNG. Spadek udziału gazu importowanego z kierunków zachodniego i południowego.
- > W Q3 2020 r. w terminalu w Świnoujściu rozładowano 7 gazowców, w tym: 4 z kontraktu z Qatargas oraz 3 ładunki spot.
- > Niższa sprzedaż gazu Grupy PGNiG głównie na skutek spadku sprzedaży PST.

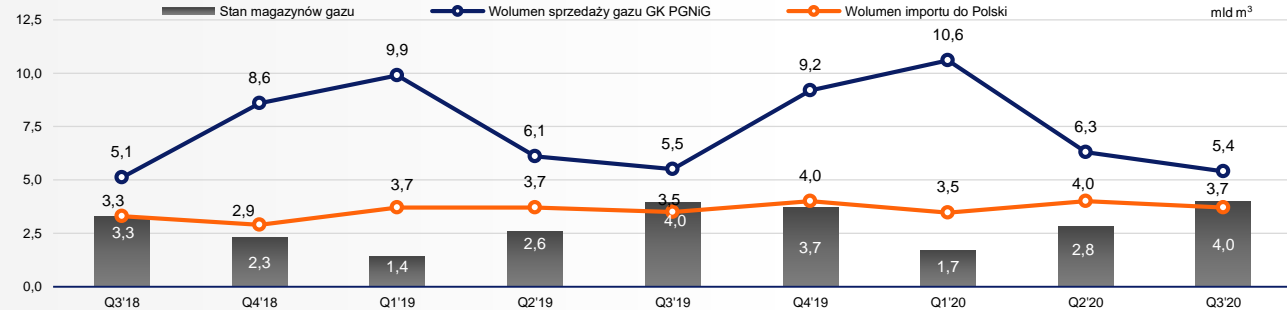
> Import gazu do Polski



> Sprzedaż gazu poza GK PGNiG według spółek

[mln m ³]	Q3 2019	Q3 2020*	Δ%
Grupa PGNiG:	5 525	5 379	-3%
<i>PGNiG SA</i>	3 106	3 308	+6%
<i>PGNiG OD</i>	1 114	1 163	+4%
<i>PST</i>	1 305	901	-31%

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



Komentarz:

- > Zapas LNG w terminalach: ok. 5 mln m³ po regazyfikacji (stan na 30.09.2020 r.).

* Sprzedaż gazu poza GK PGNiG przez PUN na poziomie 7 mln m³ w Q3 2020.

** Dane obejmują gaz wysokometanowy, zaazotowany zmagazynowany w Polsce i za granicą oraz gaz LNG w terminalach.

Koszty operacyjne w Q3 2020 vs Q3 2019

[mln PLN]	Q3 2019*	Q3 2020	Δ%
Koszt sprzedanego gazu	-4 099	-2 552	-38%
Paliwa do produkcji ciepła i energii	-96	-100	+4%
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	-519	-617	+19%
Świadczenia pracownicze	-697	-730	+5%
Usługa przesyłowa	-269	-263	-2%
Pozostałe usługi obce	-470	-465	-1%
<i>Usługi regazyfikacji LNG</i>	-85	-97	+13%
Podatki i opłaty	-103	-126	+22%
Pozostałe przychody i koszty operacyjne**	-194	-472	+143%
<i>Zmiana stanu odpisów na zapasy</i>	+149	-5	103%
<i>Zmiana stanu rezerw</i>	-94	-92	-2%
Odpisy z tytułu utraty wartości rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	-42	-4	-90%
<i>Koszt odwertów negatywnych i sejsmiki</i>	-90	-49	-46%
<i>Odpisy aktualizujące wartość składników majątku trwałego</i>	+47	+45	-4%
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	+263	+271	+3%
Amortyzacja	-669	-745	+11%
Koszty operacyjne ogółem	-6 895	-5 804	-16%
<i>Koszty operacyjne bez kosztu sprzedanego gazu</i>	-2 796	-3 250	+16%

Komentarz

- Zmiana formuły cenowej w kontrakcie jamalskim, przy niższych cenach gazu ziemnego na towarowych giełdach energii, miała zasadniczy wpływ na spadek kosztów sprzedanego gazu (o -38% R/R).
- Wzrost kosztów zakupu energii na cele handlowe (do 497 mln PLN, czyli o +30% R/R) na skutek wyższych cen energii elektrycznej R/R.
- Wzrost kosztów z tytułu świadczeń pracowniczych (+5% R/R) w Grupie.
- Niższe R/R koszty odwertów negatywnych (-46 mln PLN w Q3 2020 vs -90 mln PLN w Q3 2019). W Q3 2020 spisano 1 odwert negatywny, przy 3 w Q3 2019.
- Rozwiązanie odpisu z tytułu utraty wartości majątku trwałego na poziomie +45 mln PLN w Q3 2020. W Q3 2019 rozwiązanie odpisu na poziomie +47 mln PLN.
- Spadek zawiązanych rezerw na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności na poziomie -37 mln PLN w Q3 2020 vs -52 mln PLN w Q3 2019.
- Różnice kursowe netto dotyczące działalności operacyjnej -156 mln PLN w Q3 2020 vs. +5 mln PLN w Q3 2019 – zmiana w związku z wyceną walutową salda środków pieniężnych.
- Wynik na instrumentach pochodnych w pozostałych kosztach operacyjnych netto (nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń): -34 mln PLN w Q3 2020 vs +14 mln PLN w Q3 2019.
- Wzrost amortyzacji, głównie w segmencie PiW (Norwegia): -148 mln PLN w Q3 2020 vs -86 mln PLN w Q3 2019.

* Dane przekształcone do porównywalności w związku z analizą regulacji odnoszących się do kwestii ujęcia umów/decyzji dzierżawy dotyczących podziemnej infrastruktury oraz z uwzględnieniem wydanej przez Komitet ds. Interpretacji MSSF interpretacji przy sporządzaniu sprawozdania finansowego na dzień 31 grudnia 2019 roku

** 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

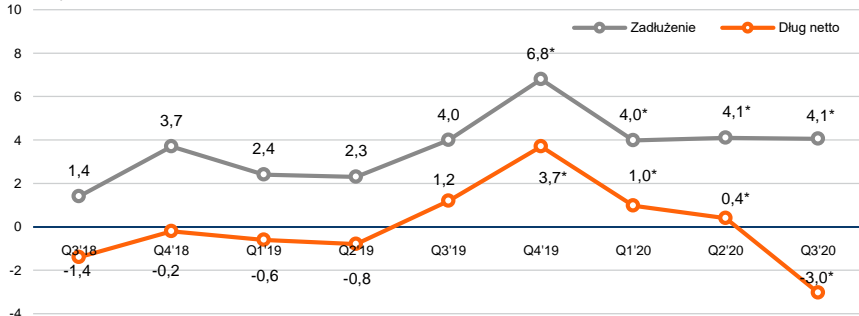
Źródła finansowania (stan na 30.09.2020 r.)

mIn PLN



Zadłużenie na koniec kwartału

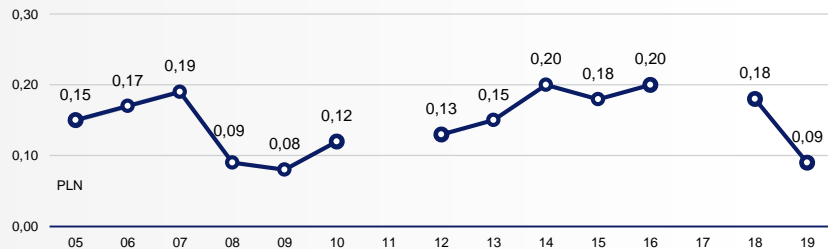
mld PLN



*Dane uwzględniają wpływ zastosowania standardu MSSF 16.

- 28 października 2020 r. PGNiG zawarło aneks do umowy programowej z dnia 21 grudnia 2017 roku w związku z Programem Emisji Obligacji na kwotę 5 mld złotych z organizatorami emisji: ING Bankiem Śląskim SA, Bankiem Polska Kasa Opieki SA, Bankiem Handlowym w Warszawie SA oraz Bankiem BNP Paribas Bank Polska SA. Aneks dostosowuje program do aktualnego porządku prawnego i wydłuża jego czas trwania do 28 października 2025 r.

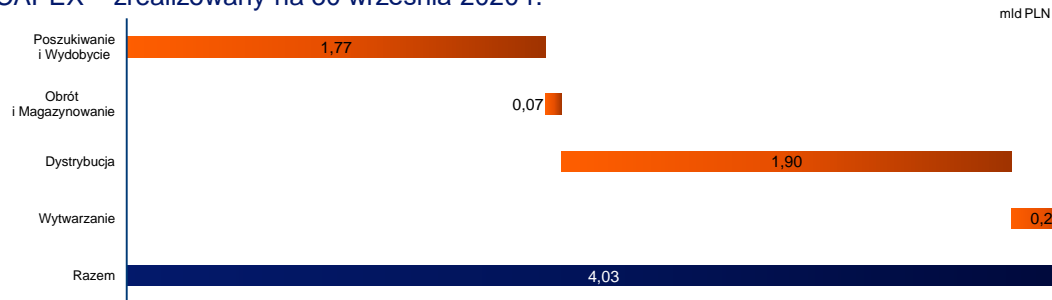
Dywidenda za rok obrotowy (na akcje)



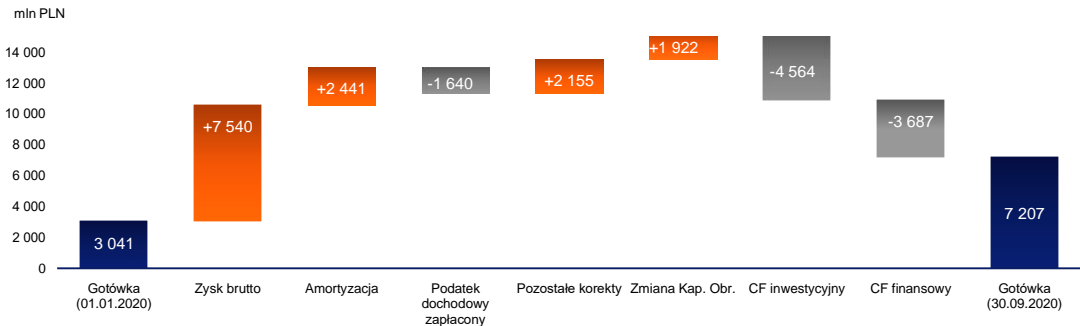
- 24 czerwca 2020 r. Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG podjęło uchwałę nr 21/2020 w sprawie przeznaczenia kwoty 520 048 337,13 zł z zysku netto za 2019 rok, na wypłatę dywidendy w wysokości 0,09 PLN na jedną akcję.
- Dzień dywidendy nastąpił 20 lipca 2020 roku, natomiast wypłata nastąpiła 3 sierpnia 2020 roku.

CAPEX, bilans oraz rachunek przepływów pieniężnych

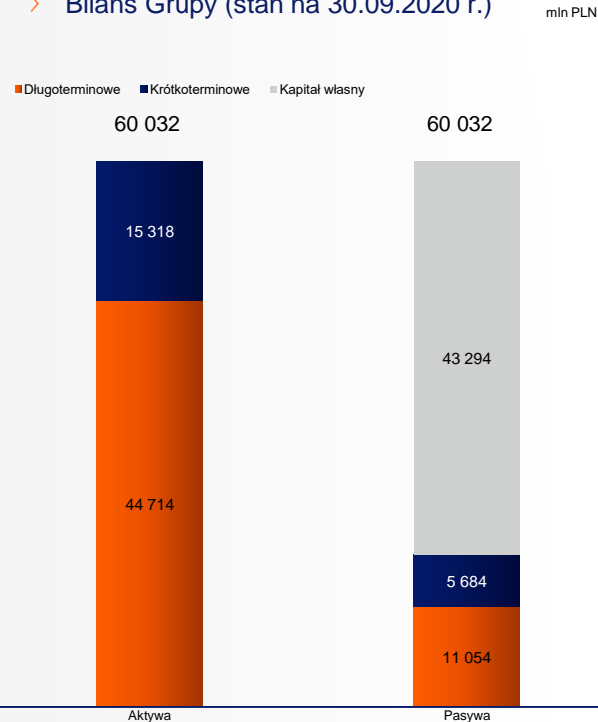
> CAPEX – zrealizowany na 30 września 2020 r.*



> Skonsolidowane przepływy pieniężne (01.01.2020 r. - 30.09.2020 r.)



> Bilans Grupy (stan na 30.09.2020 r.)



* Nakłady uwzględniające wydatki na akwizycje złóż węglowodorów; CAPEX zrealizowany na segment Pozostałe: 0,07 mld PLN

Wolumeny operacyjne

WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO, GK PGNiG [mln m ³]	Q3 2020	Q2 2020	Q1 2020	Q4 2019	Q3 2019	Q2 2019	Q1 2019	Q4 2018	Q3 2018	Q2 2018	Q1 2018	9M 2020	9M 2019	9M 2018	FY 2019	FY 2018	FY 2017
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	441	442	444	452	451	439	477	473	436	461	464	1 328	1 367	1 361	1 819	1 834	1 863
<i>w tym w Polsce</i>	330	336	343	348	337	327	326	336	323	314	323	1 009	990	960	1 337	1 296	1 315
<i>w tym w Norwegii</i>	112	106	101	104	114	112	151	137	113	147	141	319	377	401	481	538	548
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	673	582	719	721	645	601	704	722	659	612	719	1 973	1 950	1 990	2 671	2 712	2 674
<i>w tym w Polsce</i>	591	526	650	668	593	556	661	673	606	559	674	1 767	1 810	1 839	2 478	2 512	2 524
<i>w tym w Pakistanie</i>	82	56	69	53	52	45	43	49	53	53	45	207	140	151	193	200	150
RAZEM (przeliczony na E)	1 114	1 024	1 163	1 173	1 096	1 040	1 181	1 195	1 095	1 073	1 183	3 302	3 317	3 351	4 489	4 546	4 537
SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO, GK PGNiG [mln m³]																	
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	5 022	5 955	10 119	8 735	5 175	5 715	9 431	8 141	4 777	5 134	9 414	21 096	20 322	19 325	29 057	27 466	25 291
<i>w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG</i>	902	931	1 362	1 487	1 305	1 099	1 352	1 360	855	716	998	3 195	3 755	2 568	5 242	3 929	2 186
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	357	342	482	447	350	336	465	442	337	308	491	1 181	1 151	1 136	1 597	1 578	1 496
RAZEM (przeliczony na E)	5379	6 297	10 601	9 182	5 525	6 051	9 896	8 583	5 114	5 442	9 905	22 277	21 473	20 461	30 654	29 044	26 787
<i>w tym sprzedaż bezpośrednio ze złóż</i>	219	192	250	235	210	170	229	228	211	179	237	656	609	627	844	855	796
IMPORT GAZU ZIEMNEGO, PGNiG SA [mln m³]																	
Razem	3 697	4 012	3 462	3 965	3 508	3 710	3 667	2 949	3 324	3 419	3 837	11 172	10 885	10 580	14 851	13 530	13 714
<i>w tym: kierunek wschodni</i>	2 510	2 194	1 923	2 654	2 316	2 186	1 791	1 097	2 357	2 602	2 982	6 628	6 292	7 941	8 946	9 038	9 656
<i>w tym: LNG</i>	755	1 213	982	948	706	1 044	727	759	635	815	505	2 949	2 477	1 955	3 425	2 713	1 715
ROPA NAFTOWA, GK PGNiG [tys. ton]																	
Wydobycie ropy naftowej i kondensatu	306	331	325	328	275	290	324	353	320	324	348	963	888	992	1 216	1 345	1 257
<i>w tym w Polsce</i>	159	167	200	208	184	177	208	219	202	189	208	526	568	599	776	818	787
<i>w tym w Norwegii</i>	147	164	125	120	91	113	116	134	118	135	140	437	320	393	440	527	470
Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu z produkcji	324	369	277	361	295	266	288	378	309	294	429	971	850	1 032	1 210	1 410	1 270
<i>w tym w Polsce</i>	161	159	210	201	182	177	210	225	194	188	210	531	570	592	771	817	791
<i>w tym w Norwegii</i>	163	210	67	160	113	89	78	153	115	106	219	440	280	440	439	593	479
WYTWARZANIE																	
Produkcja E.c. netto (sprzedaż) [TJ]	3 083	6 789	16 048	12 984	3 268	6 040	16 970	14 255	2 942	4 425	19 037	25 920	26 278	26 404	39 263	40 659	42 607
Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) [GWh]	454	637	1 382	1 266	425	744	1 513	1 315	523	598	1 539	2 473	2 682	2 661	3 948	3 974	3 882