





Q3 2021

Wyniki finansowe Grupy PGNiG za III kwartał 2021 r.

25 listopada 2021 r.

Spis Treści

- > 1. Kluczowe wydarzenia
- > 2. Czynniki wpływające na wynik finansowy
- > 3. Podstawowe wyniki finansowe – Q3 2021
- > 4. Segmenty – omówienie:
 -  > Poszukiwanie i Wydobywanie
 -  > Obrót i Magazynowanie
 -  > Dystrybucja
 -  > Wytwarzanie
- > 5. Załączniki



07
> lipiec



> Decyzja Prezesa URE w sprawie Taryfy Detalicznej PGNiG Obrót Detaliczny – wzrost ceny za paliwo gazowe o 12,4% dla wszystkich grup taryfowych od 1 sierpnia 2021 r.



> Zawarcie porozumień określających podstawowe warunki aneksów zwiększających dostawy LNG z Venture Global Plaquemines LNG oraz Venture Global Calcasieu Pass na rzecz PGNiG



> Wypowiedzenie umowy na dostawy gazu skroplonego z Port Arthur LNG



> Spełnienie warunków zawieszających oraz warunków przejęcia kontroli dotyczących umowy zakupu INEOS E&P Norge AS przez PGNiG Upstream Norway AS

09
> wrzesień



> Decyzja Prezesa URE w sprawie Taryfy Detalicznej PGNiG Obrót Detaliczny – wzrost ceny za paliwo gazowe o 7,4% dla wszystkich grup taryfowych od 1 października 2021 r.



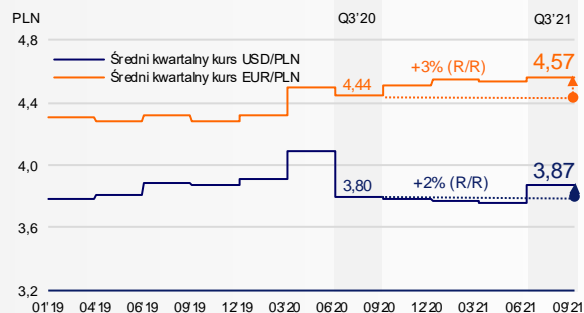
> Zawarcie aneksów do umów na dostawy LNG z Venture Global Plaquemines LNG oraz Venture Global Calcasieu Pass

Czynniki zewnętrzne i rynkowe

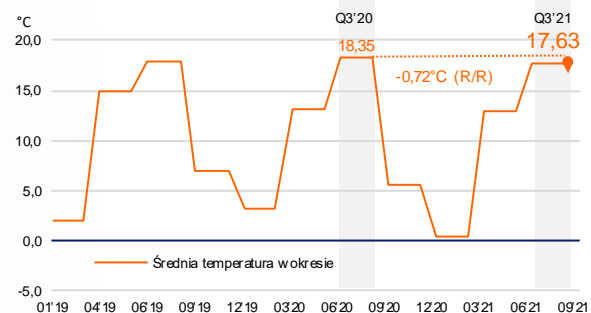
4

- > Wzrost kursu USD/PLN w Q3 2021 r. o +2% R/R, do poziomu 3,87 PLN.
- > Wzrost kursu EUR/PLN w Q3 2021 r. o +3% R/R, do poziomu 4,57 PLN.
- > Spadek średniej temperatury* w Q3 2021 o -0,72°C R/R.

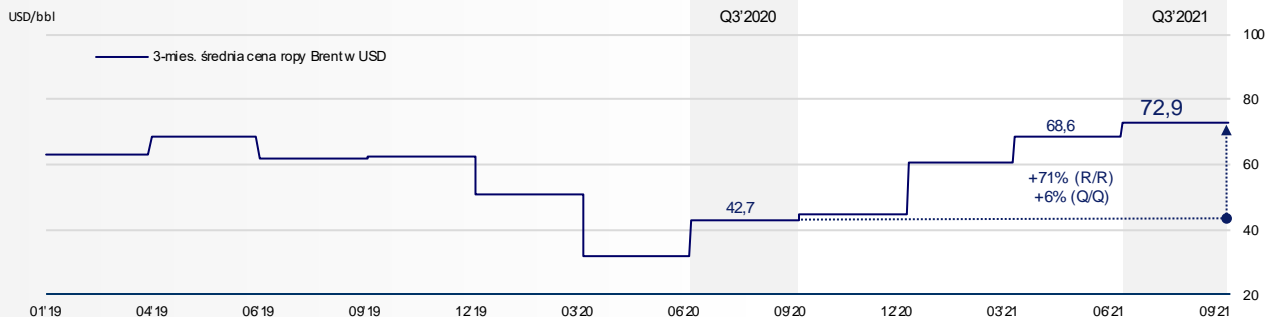
> Kurs USD/PLN oraz EUR/PLN



> Temperatury*



> 3-miesięczna cena ropy naftowej



- > Wzrost 3-miesięcznej (kwartalnej) średniej ceny ropy o +71% R/R, do poziomu 72,9 dolarów za baryłkę.

* punkt referencyjny pomiaru temperatury: Rzeszów

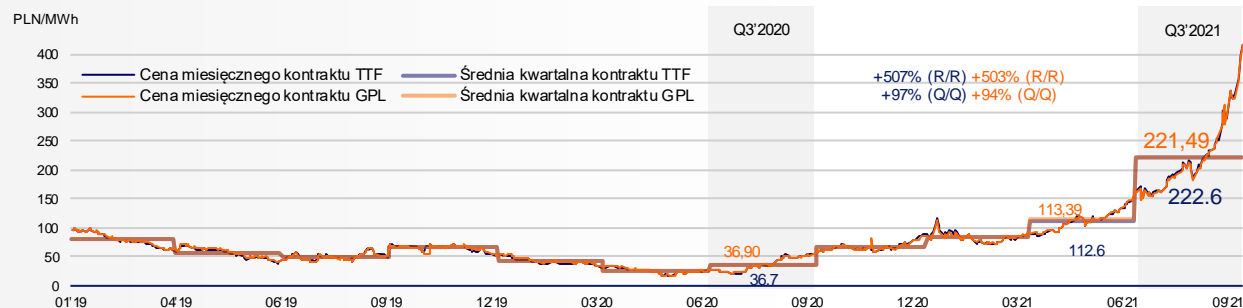
Rynki gazu

> Ceny gazu TTF i GPL (kontrakt Month-Ahead) w Q3 2021 denominowane w PLN:

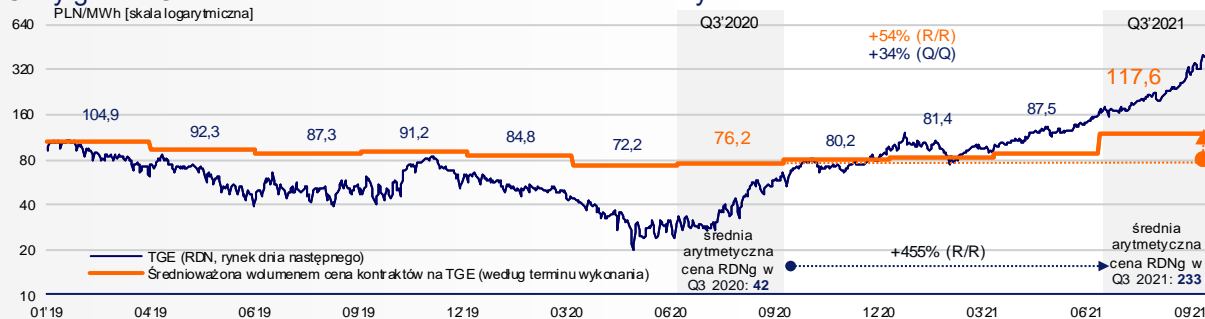
- > lipiec: +6x i +6x R/R,
- > sierpień: +5x i +5x R/R,
- > wrzesień: +5x i +5x R/R.

> Wolumen obrotu na TGE w Q3 2021, z uwzględnieniem wszystkich kontraktów i wg terminu wykonania, wyższy o około +23% R/R.

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



> Ceny gazu TGE RDN oraz średnia cena kontraktów ważonych wolumenem



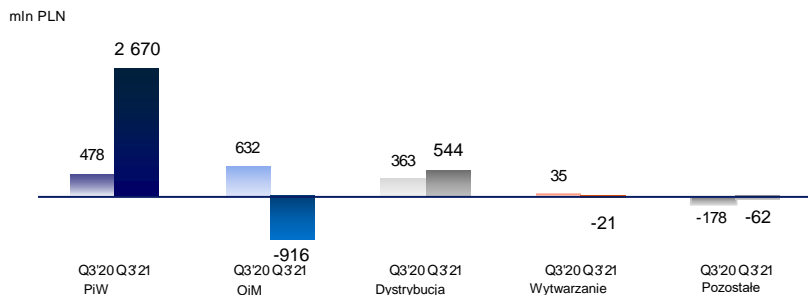
Uwagi:

- > 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 pełni 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 2021

[mln PLN]	Q3 2020	Q3 2021	D%
Przychody ze sprzedaży	6 392	12 509	96%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-5 059	-10 312	104%
EBITDA	1 333	2 198	65%
<i>EBITDA (bez odpisów aktualizujących wartość środków trwałych)</i>	1 287	2 159	68%
Amortyzacja	-745	-799	7%
EBIT	588	1399	138%
Koszty finansowe netto	12	-35	-392%
Zysk netto	116	666	474%

> EBITDA Grupy w podziale na segmenty w Q3 2021 vs Q3 2020



* Eliminacje w Q3 2020: +3 mln PLN oraz w Q3 2021: -18 mln PLN.

Poszukiwanie i Wydobywanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu do 2 393 mln PLN (408% R/R) oraz wzrost przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu do 677 mln PLN (+90% R/R).
- > Rozwiązanie odpisów aktualizujących wartość składników majątku trwałego w kwocie +38 mln PLN w Q3 2021 r. (w analogicznym okresie 2020 r. +45 mln PLN).

Obrót i Magazynowanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu o +143% R/R, przy wyższym o +10% R/R wolumenie sprzedaży gazu poza Grup. Koszty paliwa gazowego wyższe o 228% R/R.
- > Wynik na realizacji instrumentów zabezpieczających objętych rachunkowością zabezpieczeń: (1) ujętych w przychodach ze sprzedaży w wysokości -79 mln PLN (w Q3 2020 r.: +86 mln PLN), (2) ujętych w zapasie gazu jako zmniejszenie kosztu pozyskania +385 mln PLN (w Q3 2020 r.: -80 mln PLN).

Dystrybucja

- > Wyższy o +7% R/R wolumen dystrybuowanego gazu oraz wyższe o 60 mln PLN (+7% R/R) przychody z tytułu świadczenia usługi dystrybucyjnej.
- > Dodatnie saldo pozostałych przychodów i kosztów operacyjnych o 201 mln PLN (228% R/R), głównie w wyniku transakcji sprzedaży nieruchomości przez PSG.

Wytwarzanie

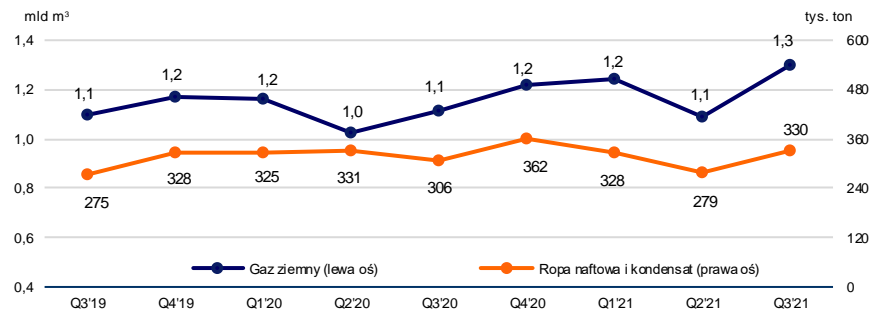
- > Wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła o 42 mln PLN (+25% R/R) przy niższej o 0,72°C średniej temperaturze w Q3 2021 r. i wyższych o +21% R/R wolumenach sprzedaży ciepła oraz wyższej R/R taryfie na wytwarzanie i przesył ciepła.
- > Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej z wytwarzania o 15 mln PLN (13% R/R) przy niższych o -4% R/R wolumenach sprzedaży.

Segment – Poszukiwanie i Wydobywanie

Wzrost przychodów i poziomu EBITDA, przy wyższych R/R cenach ropy i istotnie wyższych cenach gazu (RDN na TGE).

[mln PLN]	Q3 2020	Q3 2021	D%
Przychody ze sprzedaży	959	3 241	238%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-481	-571	19%
<i>Koszty odwiertów negatywnych i spisanej sejsmiki</i>	-50	-33	-34%
<i>Odpis aktualizujący majątek trwały</i>	45	38	-16%
EBITDA	478	2 670	459%
Amortyzacja	-315	-333	6%
EBIT	163	2 337	1334%

Wolumen wydobycia gazu i ropy naftowej R/R



Komentarz

- Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu w segmencie (+408% R/R, o 1 921 mln PLN) w wyniku wzrostu o +455% średniej arytmetycznej ceny gazu RDN na TGE i wolumenach wydobycia: wyższych w Norwegii do poziomu prawie 257 mln m³ (+130% R/R) oraz stabilnych w Pakistanie na poziomie ok. 80 mln m³ (-2% R/R).
- Wzrost przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu (+90% R/R, o +321 mln PLN) przy stabilnym wolumenie sprzedaży o -1% R/R oraz wyższej o +71% R/R średniej kwartalnej cenie ropy wyrażonej w USD.
- Wolumeny wydobycia ropy w Polsce niższe o -9% R/R na poziomie 145 tys. ton, Norwegii wyższe o +26% R/R na poziomie ok. 185 tys. ton.
- Spisane koszty odwiertów negatywnych i sejsmiki: -33 mln PLN w Q3 2021 r. wobec -50 mln PLN w Q3 2020 r.
- Rozwiązanie odpisów aktualizujących wartość środków trwałych w kwocie +38 mln PLN w Q3 2021 r. (w analogicznym okresie roku poprzedniego rozwiązano odpisy na rzeczowy majątek trwały na kwotę +45 mln PLN).
- Pozycja overlift / underlift w Norwegii w Q3 2021 r.: wpływ wyceny na wynik w Q3 2021 r. na poziomie +14 mln PLN (niższe pozostałe koszty operacyjne netto). W Q3 2020 r. wpływ wyceny na wynik wyniósł -24 mln PLN.

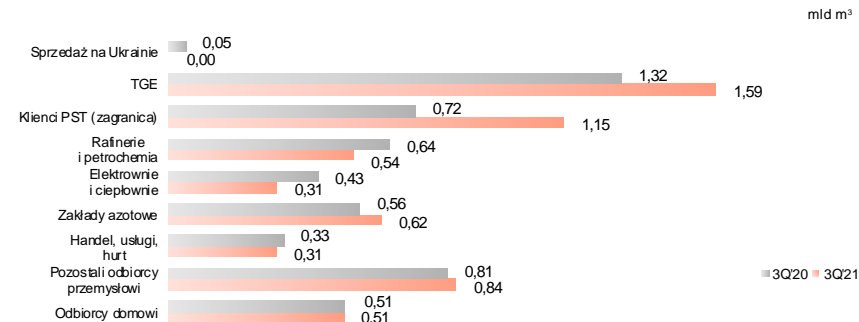


Segment – Obrót i Magazynowanie

Wyniki segmentu pod wpływem wyższego wolumenu sprzedaży gazu oraz wyższych jednostkowych kosztów gazu

[mIn PLN]	Q3 2020	Q3 2021	D%
Przychody ze sprzedaży	4 642	10 463	125%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-4 010	-11 379	184%
<i>Odpis aktualizujący zapasy gazu</i>	-4	-8	100%
EBITDA	632	-916	-245%
Amortyzacja	-55	-50	-9%
EBIT	577	-966	-267%

> Grupa PGNiG* – wolumen sprzedaży gazu w grupach odbiorców



Komentarz

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu R/R (z uwzgl. wpływu transakcji zabezpieczających) o 5,62 mld PLN tj. o +143% (do 9,55 mld PLN w Q3 2021 r.) przy wyższym wolumenie sprzedaży poza Grupę o +10% R/R w segmencie.
- > Koszt gazu w segmencie wyższy o 228% R/R na poziomie -9,43 mld PLN.
- > Wynik na realizacji instrumentów zabezpieczających objętych rachunkowością zabezpieczeń: (1) ujętych w przychodach ze sprzedaży w wysokości -79 mln PLN (w Q3 2020 r.: +86 mln PLN), (2) ujętych w zapasie gazu jako zmniejszenie kosztu pozyskania +385 mln PLN (w Q3 2020 r.: -80 mln PLN).
- > Wynik na instrumentach pochodnych w pozostałych przychodach i kosztach operacyjnych segmentu (nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń): -812 mln PLN w Q3 2021 r. vs -34 mln PLN w Q3 2020 r. Jest to wycena transakcji nierozliczonych, która może ulec zmianie lub odwróceniu w kolejnych kwartałach.
- > Wyższa o 5,6% średnia cena za paliwo gazowe w taryfie detalicznej obowiązującej od 1 maja 2021 r. do 31 lipca 2021 r. oraz wyższa o 12,4% średnia cena – od 1 sierpnia 2021 r. przy zbliżonych R/R wolumenach sprzedaży do odbiorców domowych na poziomie 0,51 mld m³ w Q3 2021 r.
- > Niższy wolumen importu gazu do Polski R/R z kier. wschodniego (Q3 2021 r.: 2,49 mld m³ vs Q3 2020 r.: 2,51 mld m³) oraz wyższy gazu LNG (Q3 2021 r.: 0,88 mld m³ vs Q3 2020 r.: 0,75 mld m³). Niższy wolumen importu z kier. zachodniego i południowego (Q3 2021 r.: 0,35 mld m³ vs Q3 2020 r.: 0,43 mld m³).
- > Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej łącznie: 795 mln PLN, wzrost o 124 mln PLN R/R (+18% R/R) przy wzroście kosztów energii na cele handlowe o 161 mln PLN (+25% R/R) na poziomie -794 mln PLN.
- > Wpływ zawiązania odpisu na zapasie gazu w kwocie -8 mln PLN w Q3 2021 r., przy zawiązaniu odpisu na -4 mln PLN w Q3 2020 r. Stan odpisu na koniec Q3 2021 r. wyniósł -25 mln PLN.
- > Wpływ zawiązania rezerwy na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności energetycznej -54 mln PLN w Q3 2021 r. wobec -38 mln PLN w Q3 2020 r.



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

Segment – Dystrybucja

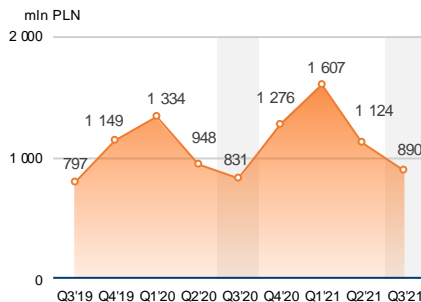
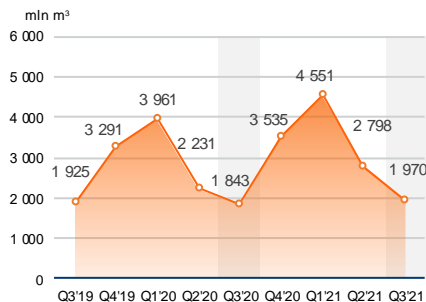
Wyniki segmentu pod wpływem niższej temperatury, wyższych wolumenów dystrybuowanego gazu oraz wyższej taryfy dystrybucyjnej.

[mln PLN]	Q3 2020	Q3 2021	D%
Przychody ze sprzedaży	906	978	8%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-543	-434	-20%
EBITDA	363	544	50%
Amortyzacja	-274	-305	11%
EBIT	88	239	172%

Komentarz

- › Wyższe wolumeny dystrybuowanego gazu (o +7% R/R) sięgające 1,97 mld m³, przy niższej średniej temperaturze w kwartale o -0,72°C R/R.
- › Wyższa o +3,6% taryfa za usługę dystrybucji gazu, która obowiązuje od 1 lutego 2021 r.
- › Wzrost poziomu przychodów ze świadczenia usługi dystrybucyjnej (o +60 mln PLN, czyli +7% R/R).
- › Saldo przychodów i kosztów z tytułu bilansowania systemu: -7 mln PLN w Q3 2021 r. wobec +1 mln PLN rok wcześniej.
- › Koszt świadczeń pracowniczych wyższy o 26% R/R na poziomie -382 mln PLN w związku z wypłatą nagrody rocznej dla pracowników Polskiej Spółki Gazownictwa w Q3 2021 r.
- › Dodatnie saldo pozostałych przychodów i kosztów operacyjnych, wyższe o 201 mln PLN (228%) R/R, głównie poprzez transakcję sprzedaży nieruchomości przez PSG.

› Wolumen dystrybuowanego gazu › Przychody z usług dystrybucyjnych



Segment – Wytwarzanie

Wyniki segmentu pod wpływem wyższych wolumenów sprzedaży ciepła oraz wyższej taryfy na wytwarzanie i przesył ciepła.

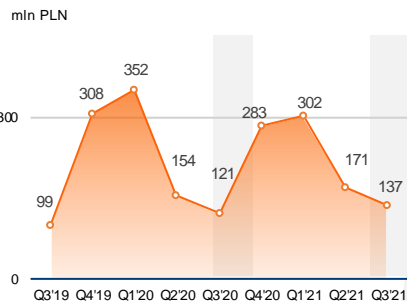
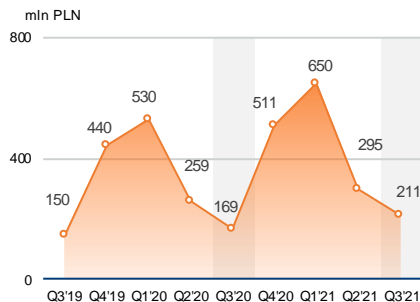
[mln PLN]	Q3 2020	Q3 2021	D%
Przychody ze sprzedaży	393	494	26%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-358	-515	44%
EBITDA	35	-21	-160%
Amortyzacja	-87	-93	7%
EBIT	-52	-114	119%

Komentarz

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży Ee z wytwarzania o +13% R/R do poziomu 137 mln PLN przy niższym wolumenie sprzedaży (-4% R/R).
- > Wyższe przychody ze sprzedaży ciepła o +25% R/R na poziomie 211 mln PLN przy niższej średniej temperaturze w Q3 2021 r. (o -0,72°C R/R), wyższych wolumenach sprzedaży ciepła (+21% R/R) z uwzględnieniem wyższej taryfy na sprzedaż ciepła dla PGNiG TERMIKA SA od 1 czerwca 2021 r. o blisko +9% oraz wyższej taryfy dla PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa SA od 1 kwietnia 2021 r. o ok. +1% i od 1 sierpnia 2021 r. o ok. +5%.
- > Wzrost kosztów amortyzacji w segmencie o -6 mln PLN (+7% R/R), w tym amortyzacja uprawnień do emisji CO₂ na poziomie -87 mln PLN w Q3 2021 r.
- > Wzrost zawiązanych rezerw na brakujące uprawnienia do emisji CO₂ na poziomie -91 mln PLN w Q3 2021 r. vs -35 mln PLN w Q3 2020 r. wykazywanych jako element kosztów działalności podstawowej oraz ewidencjonowanych w pozostałych przychodach i kosztach operacyjnych.
- > Wolumen sprzedaży w Q3 2021 r.:
 - > Sprzedaż ciepła poza GK PGNiG na poziomie 3,72 PJ.
 - > Energia elektryczna z produkcji: 0,44 TWh.

> Przychody ze sprzedaży ciepła

> Przychody ze sprzedaży Ee z wytw.





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

Starszy Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 106 48 46

kom.: +48 723 235 652

e-mail: piotr.galek@pgnig.pl

Agnieszka Bajdzińska

Młodszy Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 106 80 82

e-mail: agnieszka.bajdzinska@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.

- > 1. Sprzedaż i struktura importu gazu
- > 2. Koszty operacyjne
- > 3. Zadłużenie i źródła finansowania
- > 4. CAPEX, bilans, rachunek przepływów pieniężnych
- > 5. Wolumeny operacyjne

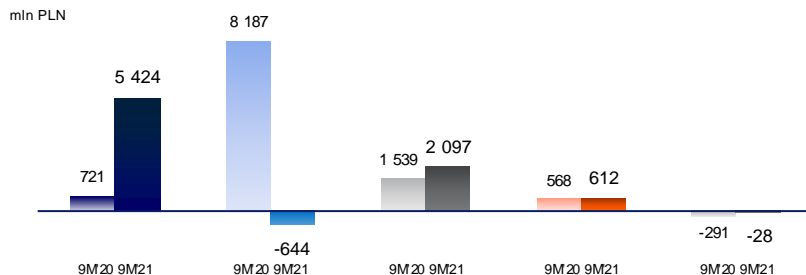


Podstawowe wyniki finansowe za 9 miesięcy 2021

13

[mln PLN]	9M 2020	9M 2021	D%
Przychody ze sprzedaży	27 430	37 494	37%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-16 745	-30 102	80%
EBITDA	10 685	7 392	-31%
<i>EBITDA (bez odpisów aktualizujących wartość środków trwałych)</i>	<i>11 493</i>	<i>6 813</i>	<i>-41%</i>
Amortyzacja	-2 441	-2 577	6%
EBIT	8 244	4 815	-42%
Koszty finansowe netto	-109	-122	12%
Zysk netto	6 036	3 099	-49%

> EBITDA Grupy w podziale na segmenty w 9M 2021 vs 9M 2020



*Eliminacje w 9M 2020: -39 mln PLN oraz w 9M 2021: -69 mln PLN.

Poszukiwanie i Wydobywanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży R/R: gazu o 3 222 mln PLN (+204% R/R), a ropy naftowej i kondensatu o 714 mln PLN (+68% R/R).
- > Rozwiązanie odpisu na majątek trwałe w 9M 2021 na poziomie +603 mln PLN wobec zawiązania odpisu w 9M 2020 r. na poziomie -808 mln PLN.

Obrot i Magazynowanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu (z uwzgl. wpływu transakcji zabezpieczających) o +44% R/R przy wyższym o +8% R/R wolumenie sprzedaży gazu poza Grupę.
- > Wynik na realizacji instrumentów zabezpieczających objętych rachunkowością zabezpieczeń: (1) ujętych w przychodach ze sprzedaży w wysokości +439 mln PLN (za 9 miesięcy 2020 r.: +1 076 mln PLN), (2) ujętych w zapasie gazu jako zmniejszenie kosztu pozyskania -624 mln PLN (za 9 miesięcy 2020 r.: -363 mln PLN).
- > Wpływ zawiązania odpisu na zapasie gazu w kwocie -8 mln PLN. W 9M 2020 r. rozwiązanie odpisu na zapasie gazu na poziomie +359 mln PLN.

Dystrybucja

- > Wyższy o +16% R/R wolumen dystrybuowanego gazu oraz wyższe o +16% R/R przychody z tytułu świadczenia usługi dystrybucyjnej.
- > Saldo przychodów i kosztów bilansowania systemu niższe o -61 mln PLN R/R.

Wytwarzanie

- > Wyższe przychody ze sprzedaży ciepła (wzrost o +21% R/R) przy niższej o 1,28°C średniej temperaturze w 9M 2021 r. i wyższych R/R wolumenach sprzedaży ciepła oraz wyższej R/R taryfie na sprzedaż ciepła w PGNiG TERMIKA SA i PGNiG TERMIKA EP.
- > Spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej z produkcji o -3% R/R przy niższych o -8% R/R wolumenach sprzedaży.

Koszty operacyjne w Q3 2021 vs Q3 2020

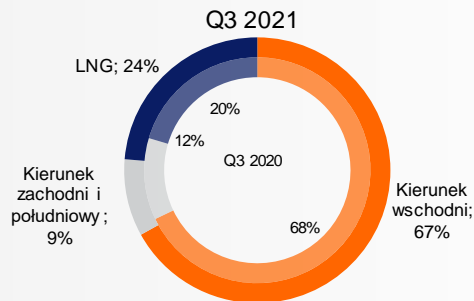
[mln PLN]	Q3 2020	Q3 2021	D%
Koszt gazu	-3 326	-7 242	118%
Paliwa do produkcji ciepła i energii	-100	-104	4%
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	-617	-789	28%
Świadczenia pracownicze	-730	-813	11%
Usługa przesyłowa	-264	-277	5%
Pozostałe usługi obce	-465	-489	5%
Usługi regazyfikacji LNG	-96	-78	-19%
Podatki i opłaty	-126	-192	52%
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	-472	-799	69%
Zmiana stanu odpisów na zapasy	-7	-8	14%
Zmiana stanu rezerw	-92	-105	14%
Odpisy z tytułu utraty wartości rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	-4	6	-250%
Koszt odwiertów negatywnych i sejsmiki	-46	-32	-30%
Odpisy aktualizujące wartość składników majątku trwałego	46	38	-17%
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	271	387	43%
Amortyzacja	-745	-799	7%
Koszty operacyjne ogółem	-5 804	-11 111	91%
Koszty operacyjne bez kosztu sprzedanego gazu	-3 252	-3 869	19%

- > Wzrost kosztów sprzedanego gazu (do -7 242 mln PLN, czyli o +184% R/R), przy wyższym o +9% R/R wolumenie sprzedaży gazu poza Grupę.
- > Wynik na instrumentach pochodnych w pozostałych przychodach i kosztach operacyjnych (nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń): -850 mln PLN w Q3 2021 r. vs -34 mln PLN w Q3 2020 r. Jest to wycena transakcji nierozliczonych, która może ulec zmianie lub odwróceniu w kolejnych kwartałach.
- > Różnice kursowe netto dotyczące działalności operacyjnej w pozostałych przychodach i kosztach operacyjnych: 132 mln PLN w Q3 2021 r. vs. -156 mln PLN w Q3 2020 r.
- > Wzrost kosztów związanych z zużyciem pozostałych surowców i materiałów, głównie w wyniku wzrostu kosztów zakupu energii na cele handlowe (do -789 mln PLN, czyli o +28% R/R).
- > Wzrost kosztów z tytułu świadczeń pracowniczych (+11% R/R) w Grupie, głównie za sprawą wzrostu w segmencie Dystrybucji, w Polskiej Spółce Gazownictwa.
- > Niższe R/R koszty odwiertów negatywnych (-33 mln PLN w Q3 2021 r. vs -46 mln PLN w Q3 2020 r.). W Q3 2021 spisano 1 odwiert negatywny.
- > Rozwiązanie odpisu z tytułu utraty wartości majątku trwałego na poziomie +46 mln PLN w Q3 2021 r. W Q3 2020 r. rozwiązanie odpisu z tytułu utraty wartości majątku trwałego na poziomie +38 mln PLN.
- > Wzrost zawiązaných rezerw na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności na poziomie -55 mln PLN w Q3 2021 r. vs -37 mln PLN w Q3 2020 r.
- > Wzrost zawiązaných rezerw na brakujące uprawnienia do emisji CO₂ na poziomie -91 mln PLN w Q3 2021 r. vs -35 mln PLN w Q3 2020 r.
- > Zawiązanie odpisu na zapasie gazu w Q3 2021 na poziomie -8 mln PLN vs. zawiązanie odpisu w Q3 2020 na poziomie -4 mln PLN.
- > Pozycja overlift / underlift w Norwegii w Q3 2021 r.: niższe pozostałe koszty operacyjne netto na poziomie +14 mln PLN vs. -24 mln PLN w Q3 2020 r.

Sprzedaż i struktura importu gazu

- Wzrost importu z kierunku LNG przy spadku udziału z kierunku wschodniego oraz zachodniego i południowego. W Q3 2021 r., w porcie w Świnoujściu rozładowano 8 gazowców, w tym: 4 z kontraktów z Qatargas, 2 ładunki spot, 1 z kontraktu z Cheniere i 1 z kontraktu z Centrica.
- Wyższa sprzedaż gazu Grupy PGNiG głównie na skutek wzrostu sprzedaży PGNiG OD i PST.

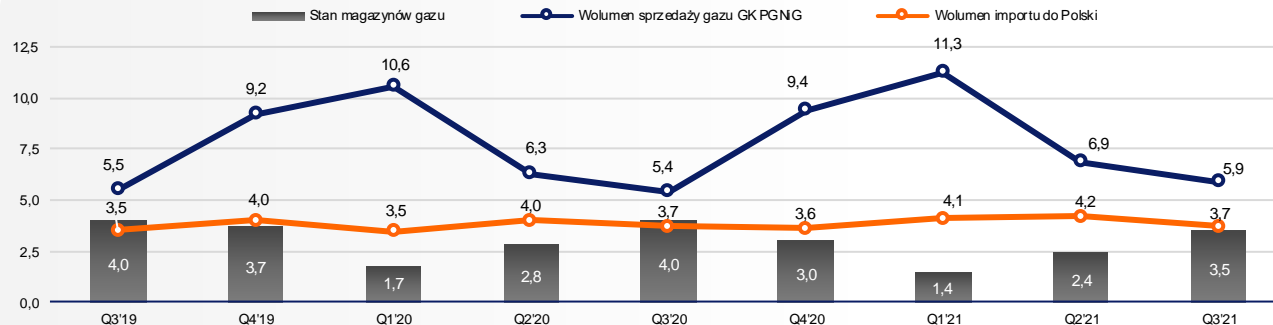
Import gazu do Polski



Sprzedaż gazu poza GK PGNiG według spółek

[mln m ³]	Q3 2020	Q3 2021	D%
Grupa PGNiG:	5 379	5 870	9%
PGNiG SA	3 308	3 333	1%
PGNiG OD	1 163	1 233	6%
PST	902	1 303	45%

Sprzedaż gazu Grupy PGNiG, stan magazynów* i wolumen importu



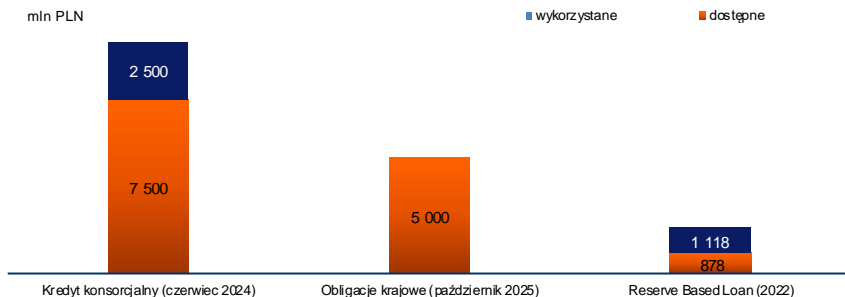
Komentarz:

- Zapas LNG w terminalach: 98 mln m³ po regazyfikacji (stan na 30.09.2021 r.).

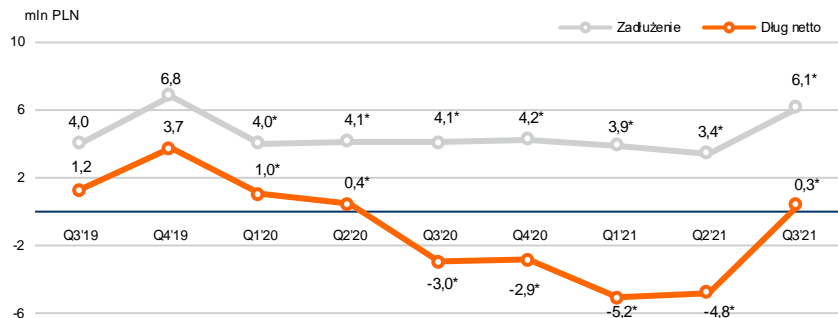
* Dane obejmują gaz wysokometanowy, zaazotowany zmagazynowany w Polsce i za granicą oraz gaz LNG w terminalu.
 ** Sprzedaż gazu poza GK PGNiG przez PUN na poziomie 7 mln m³ w Q3 2020.

Zadłużenie i źródła finansowania

> Źródła finansowania (stan na 30.09.2021 r.)

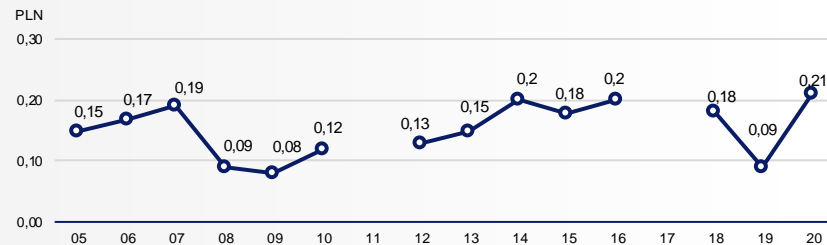


> Zadłużenie na koniec kwartału



*Dane uwzględniają wpływ zastosowania standardu MSSF 16.

> Dywidenda za rok obrotowy (na akcje)

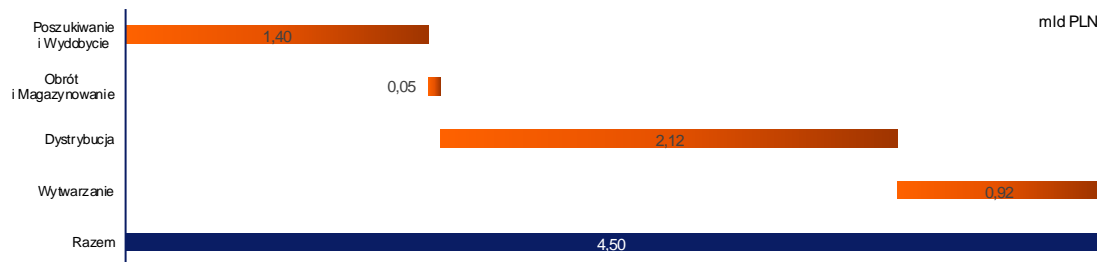


- > 9 lipca 2021 r. Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG podjęło uchwałę nr 34/2021 w sprawie przeznaczenia kwoty 1 213 446 119,97 zł z zysku netto za 2020 rok, na wypłatę dywidendy w wysokości 0,21 PLN na jedną akcję.
- > Dzień dywidendy nastąpił 19 lipca 2021 roku, natomiast wypłata nastąpiła 3 sierpnia 2021 roku.

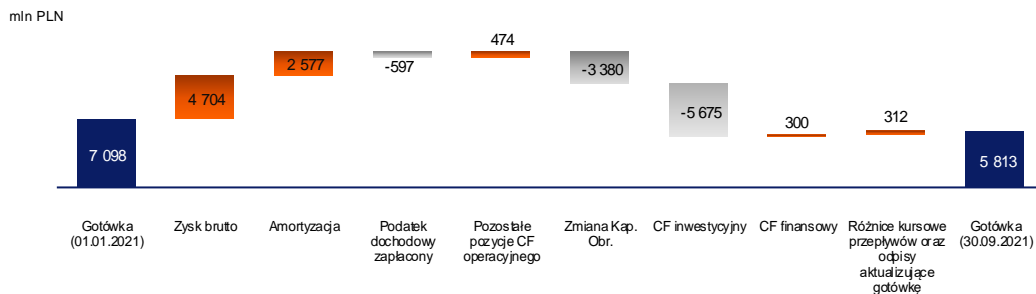
CAPEX, bilans oraz rachunek przepływów pieniężnych

17

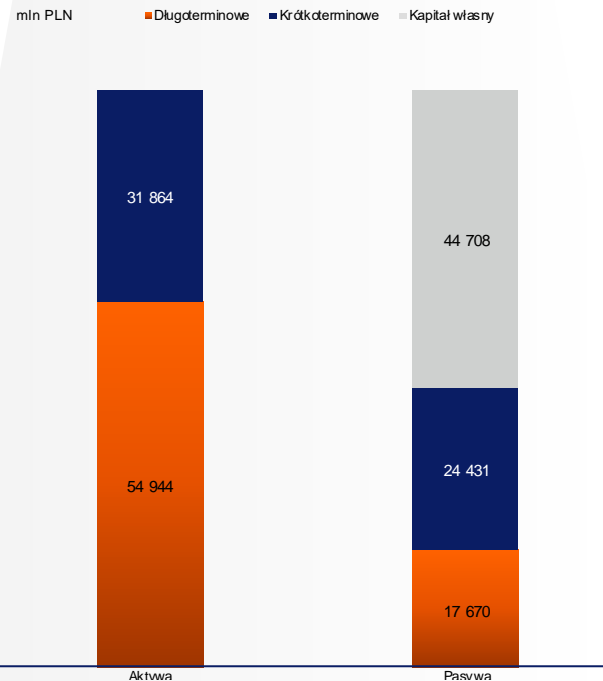
> CAPEX – zrealizowany na 30 września 2021 r.*



> Skonsolidowane przepływy pieniężne (01.01.2021 r. - 30.06.2021 r.)



> Bilans Grupy (stan na 30.06.2021 r.)



* Nakłady uwzględniające wydatki na akwizycję złóż węglowodorów; CAPEX zrealizowany na segment Pozostałe: 0,15 mld PLN.

Wolumeny operacyjne

WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO, GK PGNiG [mln m3]	Q3 2021	Q2 2021	Q1 2021	Q4 2020	Q3 2020	Q2 2020	Q1 2020	Q4 2019	Q3 2019	9M 2021	9M 2020	9M 2019	FY 2020	FY 2019	FY 2018
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	582	487	539	488	441	442	444	452	451	1 609	1 328	1 367	1 815	1 819	1 834
<i>w tym w Polsce</i>	326	318	317	328	330	336	343	348	337	961	1 009	990	1 337	1 337	1 296
<i>w tym w Norwegii</i>	257	168	222	159	112	106	101	104	114	647	319	377	478	481	538
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	669	604	706	731	673	582	719	721	645	1 979	1 973	1 950	2 705	2 671	2 712
<i>w tym w Polsce</i>	589	522	620	642	591	526	650	668	593	1 732	1 767	1 810	2 409	2 478	2 512
<i>w tym w Pakistanie</i>	80	82	86	88	82	56	69	53	52	248	207	140	295	193	200
RAZEM (przeliczony na E)	1 252	1 091	1 245	1 218	1 114	1 024	1 163	1 173	1 096	3 588	3 301	3 317	4 519	4 489	4 546
SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO, GK PGNiG [mln m3]															
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	5 539	6 495	10 745	8 866	5 022	5 955	10 119	8 735	5 175	22 780	21 096	20 322	29 962	29 057	27 466
<i>w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG</i>	1 303	1 125	1 513	1 252	902	931	1 362	1 487	1 305	3 941	3 195	3 755	4 447	5 242	3 929
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	330	403	532	495	357	342	482	447	350	1 267	1 181	1 151	1 676	1 597	1 578
RAZEM (przeliczony na E)	5 870	6 899	11 277	9 361	5 379	6 297	10 601	9 182	5 525	24 046	22 277	21 473	31 638	30 654	29 044
<i>w tym sprzedaż bezpośrednio ze złóż</i>	208	224	264	273	219	192	250	235	210	696	656	609	934	844	855
IMPORT GAZU ZIEMNEGO, PGNiG SA [mln m3]															
Razem	3 716	4 170	4 102	3 618	3 697	4 012	3 462	3 965	3 508	11 989	11 172	10 885	14 789	14 851	13 530
<i>w tym: kierunek wschodni</i>	2 487	2 566	2 256	2 370	2 510	2 194	1 923	2 654	2 316	7 309	6 628	6 292	8 997	8 946	9 038
<i>w tym: LNG</i>	880	1 245	796	808	755	1 213	982	948	706	2 920	2 949	2 477	3 757	3 425	2 713
ROPA NAFTOWA, GK PGNiG [tys. ton]															
Wydobycie ropy naftowej i kondensatu	330	279	328	362	306	331	325	328	275	938	963	888	1 324	1 216	1 345
<i>w tym w Polsce</i>	145	151	174	184	159	167	200	208	184	470	525	568	710	776	818
<i>w tym w Norwegii</i>	185	128	154	178	148	164	125	120	91	468	437	320	615	440	527
Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu z produkcji	322	366	251	361	324	369	277	361	295	939	971	850	1 331	1 210	1 410
<i>w tym w Polsce</i>	145	142	178	182	161	159	210	201	182	466	531	570	712	771	817
<i>w tym w Norwegii</i>	177	224	73	179	163	210	67	160	113	473	440	280	619	439	593
WYTWARZANIE															
Produkcja E.e. netto (sprzedaż) [TJ]	3 721	6 543	17 001	13 020	3 083	6 789	16 048	12 984	3 268	27 266	25 920	26 278	38 940	39 263	40 659
Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) [GWh]	436	614	1 223	1 165	454	637	1 382	1 266	425	2 274	2 473	2 682	3 638	3 948	3 974