





Q4 2021

Wyniki finansowe Grupy PGNiG za IV kwartał 2021 r.

Spis Treści

- > 1. Kluczowe wydarzenia
- > 2. Czynniki wpływające na wynik finansowy
- > 3. Podstawowe wyniki finansowe – Q4 2021
- > 4. Segmenty – omówienie:
 -  > Poszukiwanie i Wydobywanie
 -  > Obrót i Magazynowanie
 -  > Dystrybucja
 -  > Wytwarzanie
- > 5. Załączniki



Kluczowe wydarzenia Q4 2021

10
11
12
> październik



> Wniosek Prezesa UOKiK stanowiący zgłoszenie zamiaru koncentracji w związku z planowanym przejęciem przez PKN ORLEN kontroli nad PGNiG



> Rozpoczęcie procesu optymalizacji działalności operacyjnej Grupy Kapitałowej PGNiG



> Złożenie pisma modyfikującego wniosek o renegocjację ceny kontraktowej gazu dostarczanego przez PAO Gazprom i OOO Gazprom Export

> listopad



> Zawarcie aneksu do umowy inwestycyjnej dotyczącej kierunkowych zasad współpracy przy budowie bloku energetycznego w technologii zasilania paliwem gazowym w Elektrowni Ostrołęka „C”

> grudzień



> Prognoza wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej w latach 2021-2024



> Zawarcie umów kredytu z Bankiem Gospodarstwa Krajowego, PKO BP i CaixaBank



> Decyzja Prezesa URE w sprawie Taryfy Detalicznej PGNiG Obrót Detaliczny – wzrost ceny za paliwo gazowe o 84% dla wszystkich grup taryfowych od 1 stycznia 2022 r.



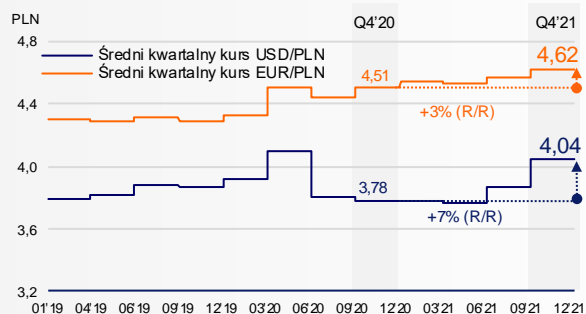
> Decyzja Prezesa URE w sprawie Taryfy Dystrybucyjnej PSG – uśredniony wzrost stawek opłat sieciowych o 3,6%

Czynniki zewnętrzne i rynkowe

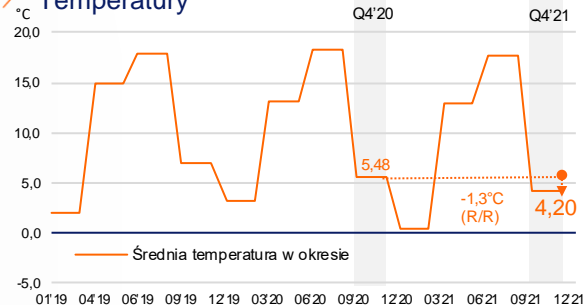
4

- > Wzrost kursu USD/PLN w Q4 2021 r. o +7% R/R, do poziomu 4,62 PLN.
- > Wzrost kursu EUR/PLN w Q4 2021 r. o +3% R/R, do poziomu 4,04 PLN.
- > Spadek średniej temperatury* w Q4 2021 o -1,3°C R/R.

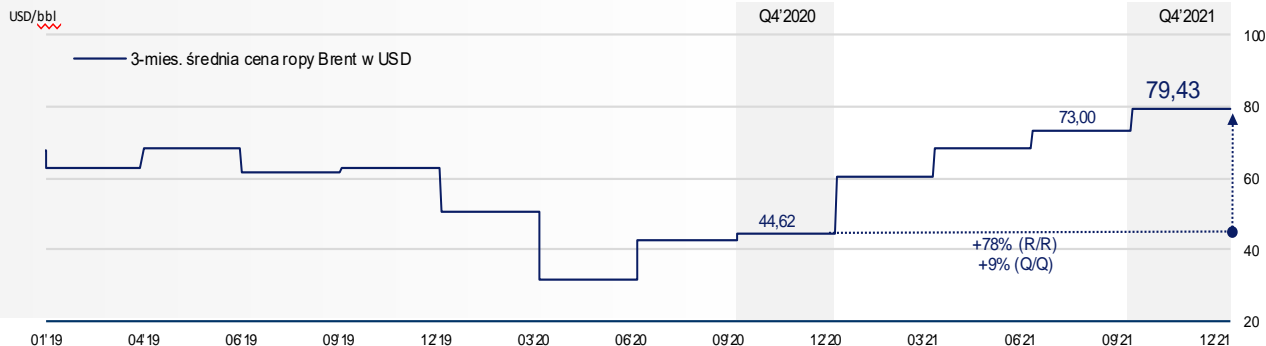
> Kurs USD/PLN oraz EUR/PLN



> Temperatury*



> 3-miesięczna cena ropy naftowej



- > Wzrost 3-miesięcznej (kwartalnej) średniej ceny ropy o +78% R/R, do poziomu 79,4 dolarów za baryłkę.

* punkt referencyjny pomiaru temperatury: Rzeszów

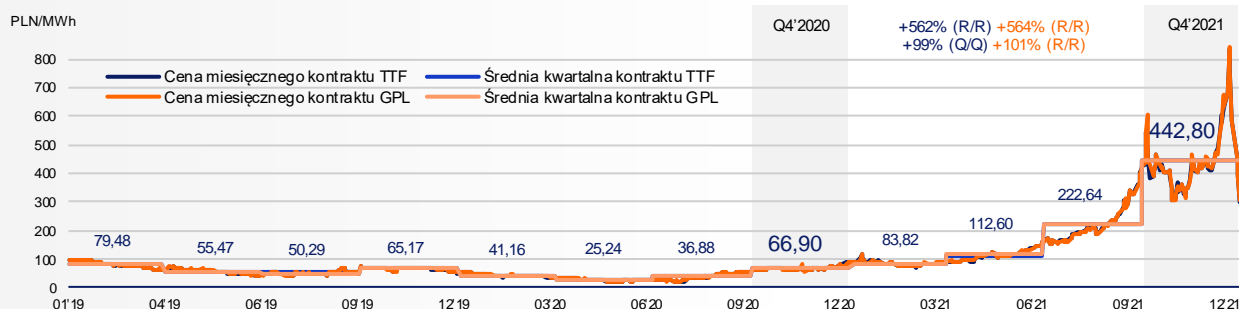
- > Ceny gazu TTF i GPL (kontrakt Month-Ahead) w Q4 2021 denominowane w PLN:
 - > października: +546% i +556% R/R,
 - > listopad: +514% i +507% R/R,
 - > grudzień: +617% i +631% R/R.

- > Wolumen obrotu na TGE w Q4 2021, z uwzględnieniem wszystkich kontraktów i wg terminu wykonania, wyższy o około +26% R/R.

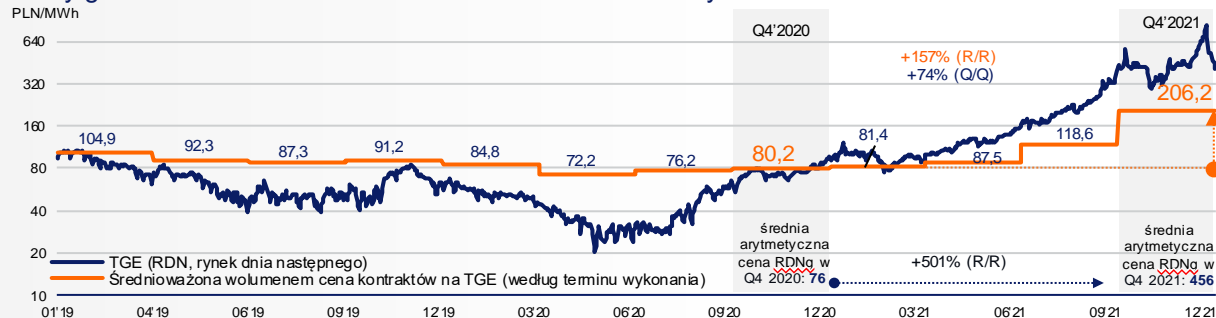
Uwagi:

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

> Ceny gazu TTF (kontrakt Month-Ahead)



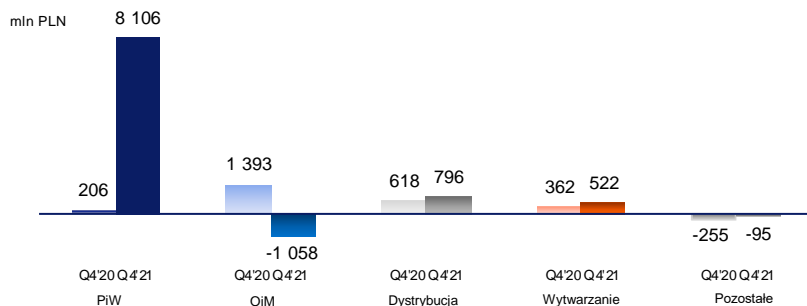
> Ceny gazu TGE RDN oraz średnia cena kontraktów ważonych wolumenem



Podstawowe wyniki finansowe w Q4 2021

[mln PLN]	Q4 2020	Q4 2021	zm. %
Przychody ze sprzedaży	11 767	32 470	176%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-9 443	-24 269	157%
EBITDA	2 324	8 201	253%
<i>EBITDA (bez odpisów aktualizujących wartość środków trwałych)</i>	<i>3 104</i>	<i>7 763</i>	<i>150%</i>
Amortyzacja	-983	-1 454	48%
EBIT	1 341	6 747	403%
Koszty finansowe netto	144	-465	-423%
Zysk netto	1 304	2 915	124%

EBITDA Grupy w podziale na segmenty w Q4 2021 vs Q4 2020



* Eliminacje w Q4 2020: 0 mln PLN oraz w Q4 2021: -70 mln PLN.

Poszukiwanie i Wydobywanie

- Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu do 7 622 mln PLN (+726% R/R) oraz wzrost przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu do 921 mln PLN (+108% R/R).
- Rozwiązanie odpisów aktualizujących wartość składników majątku trwałego w kwocie +448 mln PLN w Q4 2021 r. (w analogicznym okresie 2020 r. -677 mln PLN).

Obrót i Magazynowanie

- Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu do 27 720 (+238% R/R), przy wyższym o +12% R/R wolumenie sprzedaży gazu poza Grupę. Koszty paliwa gazowego wyższe o 348% R/R.
- Wynik na wycenie i realizacji instrumentów zabezpieczających odniesiony w wynikach z działalności operacyjnej wyniósł w Q4 2021 r łącznie 2 328 mln PLN vs +221 mln PLN w Q4 2020 r.

Dystrybucja

- Wyższy o +8% R/R wolumen dystrybuowanego gazu oraz wyższe o 191 mln PLN (+15% R/R) przychody z tytułu świadczenia usługi dystrybucyjnej.
- Saldo przychodów i kosztów z tytułu bilansowania systemu: -53 mln PLN w Q4 2021 r. wobec +11 mln PLN rok wcześniej.

Wytwarzanie

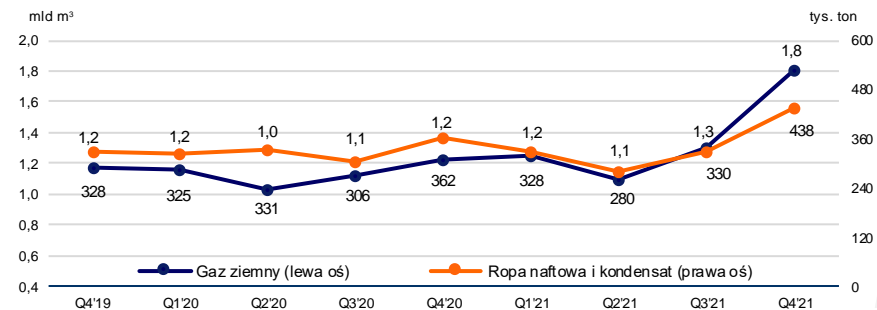
- Wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła o 86 mln PLN (+25% R/R) przy niższej o 1,28°C średniej temperaturze w Q4 2021 r. i wyższych o +7% R/R wolumenach sprzedaży ciepła oraz wyższej R/R taryfie na wytwarzanie i przesył ciepła.
- Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej z wytwarzania o 193 mln PLN (+68% R/R) przy wyższych 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 na TGE (+501%) i TTF (+562%)

[mln PLN]	Q4 2020	Q4 2021	zm.%
Przychody ze sprzedaży	1 532	8 858	478%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-1 326	-752	-43%
<i>Koszty odwiertów negatywnych i spisanej sejsmiki</i>	-70	-168	140%
<i>Odpis aktualizujący majątek trwały</i>	-677	447	-166%
EBITDA	206	8 106	3835%
Amortyzacja	-337	-539	60%
EBIT	-131	7 567	-5876%

Wolumen wydobycia gazu i ropy naftowej R/R



Komentarz

- Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu w segmencie (+726% R/R, o 6 699 mln PLN) w wyniku wzrostu średniej arytmetycznej ceny gazu RDN na TGE i MA na TTF odpowiednio o +501% i +562% R/R przy wzroście wolumenów wydobycia w Norwegii do poziomu prawie 773 mln m³ (+385% R/R).
- Wzrost przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu (+108% R/R, o +478 mln PLN) przy niższym wolumenie sprzedaży o -3% R/R oraz wyższej o +66% R/R średniej kwartalnej cenie ropy wyrażonej w USD.
- Wolumeny wydobycia ropy w Polsce niższe o -6% R/R na poziomie 174 tys. ton, w Norwegii wyższe o +48% R/R na poziomie ok. 264 tys. ton.
- Spisane koszty odwiertów negatywnych i sejsmiki: -168 mln PLN w Q4 2021 r. wobec -70 mln PLN w Q4 2020 r.
- Rozwiązanie odpisów aktualizujących wartość środków trwałych w kwocie +448 mln PLN w Q4 2021 r. (w analogicznym okresie roku poprzedniego zawiązano odpisy na rzeczowy majątek trwały na kwotę -677 mln PLN).
- Pozycja overlift / underlift w Norwegii w Q4 2021 r.: wpływ wyceny na wynik w Q4 2021 r. na poziomie +94 mln PLN (niższe pozostałe koszty operacyjne netto). W Q4 2020 r. wpływ wyceny na wynik wyniósł -2 mln PLN.

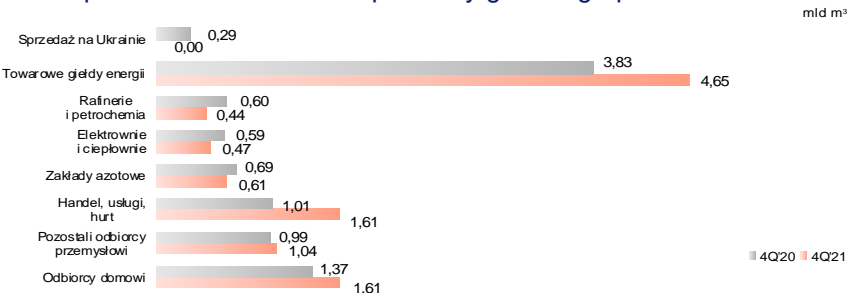


Segment – Obrót i Magazynowanie

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

[mln PLN]	Q4 2020	Q4 2021	zm.%
Przychody ze sprzedaży	9 564	30 025	214%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-8 171	-31 083	280%
<i>Odpis aktualizujący zapasy gazu</i>	-1	-81	8000%
EBITDA	1 393	-1 058	-176%
Amortyzacja	-56	-51	-9%
EBIT	1 337	-1 109	-183%

> Grupa PGNiG* – wolumen sprzedaży gazu w grupach odbiorców



Komentarz

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu R/R (z uwzgl. wpływu transakcji zabezpieczających) o 19,53 mld PLN tj. o +238% (do 27,72 mld PLN w Q4 2021 r.) przy wyższym wolumenie sprzedaży poza Grupę o +12% R/R w segmencie.
- > Koszt gazu w segmencie wyższy o 348% R/R na poziomie -29,18 mld PLN.
- > Wynik na wycenie i realizacji instrumentów zabezpieczających odniesiony w wynikach z działalności operacyjnej wyniósł w Q4 2021 r. łącznie +2 328 mld zł, w tym: ujęty w przychodach ze sprzedaży w wysokości -258 mln zł (w Q4 2020 r. -14 mln zł; ujętych w kosztach gazu +1 211 mln zł (w Q4 2020 r. -5 mln zł) w wysokości odpowiadającej rozchodowi zapasu gazu do sprzedaży w okresie sprawozdawczym; ujęty w pozostałych kosztach operacyjnych netto +1 375 mln zł (w Q4 2020 r. +240 mln zł).
- > Wyższa o 7,4%, w porównaniu do poprzednio obowiązującej taryfy, średnia cena za paliwo gazowe w taryfie detalicznej obowiązującej od 1 października 2021 r., przy wyższych o +18% R/R wolumenach sprzedaży do odbiorców domowych na poziomie 1,61 mld m³ w Q4 2021 r.
- > Wyższy wolumen importu gazu do Polski R/R z kier. wschodniego (Q4 2021 r.: 2,60 mld m³ vs Q4 2020 r.: 2,37 mld m³), LNG (Q4 2021 r.: 1,02 mld m³ vs Q4 2020 r.: 0,81 mld m³) oraz wyższy wolumen importu z kier. zachodniego i południowego (Q4 2021 r.: 0,53 mld m³ vs Q4 2020 r.: 0,44 mld m³).
- > Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej łącznie: 1 367 mln PLN, wzrost o 560 mln PLN R/R (+70% R/R) przy wzroście kosztów energii na cele handlowe o 574 mln PLN (+73% R/R) na poziomie -1 357 mln PLN.
- > Wpływ zawiązania odpisu na zapasie gazu w kwocie -81 mln PLN w Q4 2021 r., przy zawiązaniu odpisu na -1 mln PLN w Q4 2020 r. Stan odpisu na koniec Q4 2021 r. wyniósł -107 mln PLN.
- > Wpływ zawiązania rezerwy na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności energetycznej -97 mln PLN w Q4 2021 r. wobec -70 mln PLN w Q4 2020 r.



*Łączny wolumen sprzedaży gazu poza GK PGNiG obejmujący segmenty PIW i OiM. Sprzedaż PST poza GK PGNiG zagranicą w 2021 r.: 1,88 mld m³ (z czego 0,88 mld m³ to sprzedaż na giełdach energii); w 2020 r.: 1,05 mld m³ (z czego 0,64 mld m³ to sprzedaż na giełdach energii).

Segment – Dystrybucja

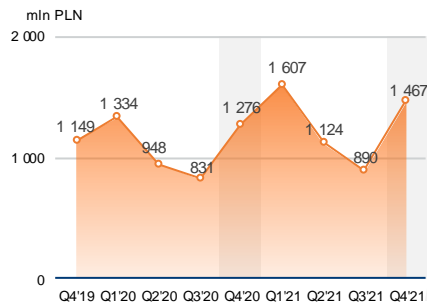
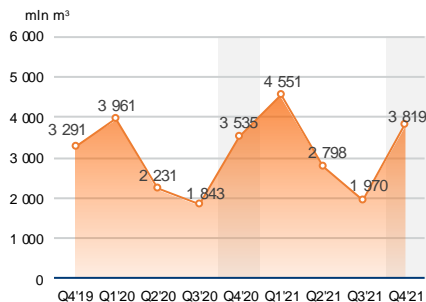
Wyniki segmentu pod wpływem niższej temperatury, wyższych wolumenów dystrybuowanego gazu oraz wyższej taryfy dystrybucyjnej.

[mln PLN]	Q4 2020	Q4 2021	zm.%
Przychody ze sprzedaży	1 365	1 567	15%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-747	-771	3%
EBITDA	618	796	29%
Amortyzacja	-293	-318	9%
EBIT	325	478	47%

Komentarz

- Wyższe wolumeny dystrybuowanego gazu (o +8% R/R) sięgające 3,82 mld m³, przy niższej średniej temperaturze w kwartale o -1,28°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 +191 mln PLN, czyli +15% R/R).
- Saldo przychodów i kosztów z tytułu bilansowania systemu: -53 mln PLN w Q4 2021 r. wobec +11 mln PLN rok wcześniej.

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.

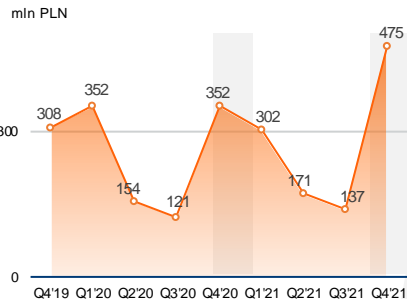
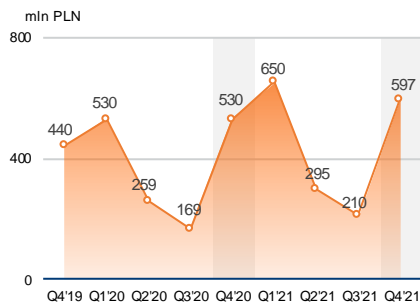
[mln PLN]	Q4 2020	Q4 2021	zm.%
Przychody ze sprzedaży	903	1 243	38%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-541	-721	33%
EBITDA	362	522	44%
Amortyzacja	-276	-526	91%
EBIT	86	-4	-105%

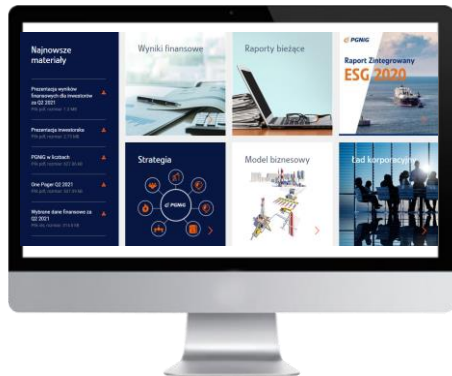
Komentarz

- Wzrost przychodów ze sprzedaży Ee z wytwarzania o +68% R/R do poziomu 475 mln PLN przy wyższym wolumenie sprzedaży (+4% R/R).
- Wyższe przychody ze sprzedaży ciepła o +17% R/R na poziomie 597 mln PLN przy niższej średniej temperaturze w Q4 2021 r. (o -1,28°C R/R), wyższych wolumenach sprzedaży ciepła (+7% R/R) z uwzględnieniem wyższej taryfy na sprzedaż ciepła dla PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa SA od 1 sierpnia 2021 r. o ok. +5%. Taryfa dla PGNiG TERMIKA SA od 1 października 2021 r. na poziomie zbliżonym do poprzednio obowiązującej taryfy.
- Wzrost kosztów amortyzacji w segmencie o -250 mln PLN (+91% R/R), w tym amortyzacja uprawnień do emisji CO₂ wyższa o -321 mln PLN na poziomie PLN w Q4 2021 r.
- Rozwiązanie rezerw na brakujące uprawnienia do emisji CO₂ na poziomie +114 mln PLN w Q4 2021 r. vs +53 mln PLN w Q4 2020 r. wykazywanych jako element kosztów działalności podstawowej oraz ewidencjonowanych w pozostałych przychodach i kosztach operacyjnych.
- Wolumen sprzedaży w Q4 2021 r.:
 - Sprzedaż ciepła poza GK PGNiG na poziomie 13,91 PJ.
 - Energia elektryczna z produkcji: 1,16 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

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

Starszy 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

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 zwróć 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.

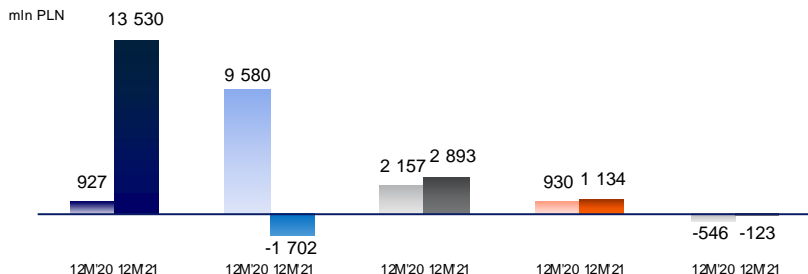
- > 1. Sprzedaż i struktura importu gazu
- > 2. Koszty operacyjne
- > 3. Zadłużenie i źródła finansowania
- > 4. CAPEX, bilans, rachunek przepływów pieniężnych
- > 5. Wolumeny operacyjne



Podstawowe wyniki finansowe za 2021 rok

[mln PLN]	FY 2020	FY 2021	zm.%
Przychody ze sprzedaży	39 197	69 964	78%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-26 188	-54 371	108%
EBITDA	13 009	15 593	20%
<i>EBITDA (bez odpisów aktualizujących wartość środków trwałych)</i>	<i>14 597</i>	<i>14 576</i>	0%
Amortyzacja	-3 424	-4 031	18%
EBIT	9 585	11 562	21%
Koszty finansowe netto	35	-587	-1777%
Zysk netto	7 340	6 014	-18%

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



*Eliminacje w FY 2020: -39 mln PLN oraz w FY 2021: -139 mln PLN.

Poszukiwanie i Wydobywanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży R/R: gazu o 9 943 mln zł (+396% R/R), a ropy naftowej i kondensatu o 1 074 mln PLN (+76% R/R).
- > Rozwiązanie odpisu na majątek trwały w 2021 r. na poziomie +1 025 mln PLN wobec zawiązania odpisu w 2020 r. na poziomie -1 485 mln PLN.

Obrot i Magazynowanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu E i Ls/Lw (z uwzgl. korekty sprzedaży gazu z tytułu transakcji zabezpieczających) o +103% R/R przy wyższym o +9% R/R wolumenie sprzedaży gazu poza Grupę.
- > Wynik na wycenie i realizacji instrumentów zabezpieczających odniesiony w wynikach z działalności operacyjnej łącznie na poziomie 1 415 mln zł, w tym: (1) ujęty w przychodach ze sprzedaży w wysokości -697 mln zł (za 2020 r.: +1 062 mln zł), (2) ujęty w kosztach gazu +1 590 mln zł (w 2020 r.: -296 mln zł), (3) ujęty w pozostałych kosztach operacyjnych netto +522 mln zł (za 2020 r.: +233 mln zł).
- > Wpływ zawiązania odpisu na zapasie gazu w kwocie -89 mln zł. W 2020 r. rozwiązanie odpisu na zapasie gazu na poziomie +358 mln zł.

Dystrybucja

- > Wyższy o 14% wolumen dystrybuowanego gazu sięgający 13,14 mld m3, przy niższej o -1,3°C średniej temperaturze R/R.
- > Przychody ze świadczenia usługi dystrybucyjnej w Polsce wyższe o +699 mln zł (+16% R/R) na skutek wyższego poziomu taryfy o +3,6% w porównaniu do wcześniej taryfy.

Wytwarzanie

- > Wyższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej z wytwarzania o +19% R/R przy wyższych cenach rynkowych i niższym wolumenie sprzedaży o -4% R/R.
- > wyższe przychody ze sprzedaży ciepła (+19% R/R) przy niższej średniej temperaturze i wyższych o +6% R/R wolumenach sprzedaży.

Koszty operacyjne w Q4 2021 vs Q4 2020

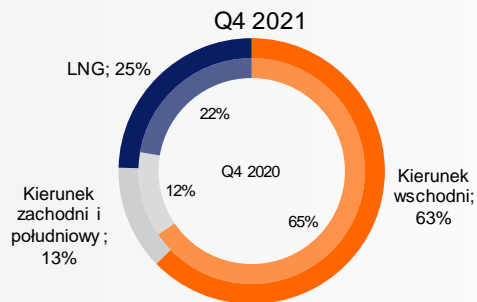
[mln PLN]	Q4 2020	Q4 2021	zm.%
Koszt gazu	-6 572	-21 950	234%
Paliwa do produkcji ciepła i energii	-294	-284	-3%
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	-664	-1 090	64%
Świadczenia pracownicze	-1 050	-1 016	-3%
Usługa przesyłowa	-265	-344	30%
Pozostałe usługi obce	-564	-724	28%
Usługi regazyfikacji LNG	-97	-90	-7%
Podatki i opłaty	-145	-303	109%
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	-146	547	-475%
Zmiana stanu odpisów na zapasy	-3	-80	2567%
Zmiana stanu rezerw	-78	117	-250%
Odpisy z tytułu utraty wartości rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	-850	269	-132%
Koszt odwiertów negatywnych i sejsmiki	-61	-150	146%
Odpisy aktualizujące wartość składników majątku trwałego	-780	438	-156%
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	333	626	88%
Amortyzacja	-983	-1 454	48%
Koszty operacyjne ogółem	-10 426	-25 723	147%
Koszty operacyjne bez kosztu sprzedanego gazu	-4 628	-3 773	-18%

- > Wzrost kosztów sprzedanego gazu (do -21 950 mln PLN, czyli o +279% R/R), przy wyższym o +9% R/R wolumenie sprzedaży gazu poza Grupę.
- > Różnice kursowe netto dotyczące działalności operacyjnej w pozostałych przychodach i kosztach operacyjnych: -26 mln PLN w Q4 2021 r. vs. +33 mln PLN w Q4 2020 r.
- > Wzrost kosztów związanych z zużyciem pozostałych surowców i materiałów, głównie w wyniku wzrostu kosztów zakupu energii na cele handlowe o +82% R/R, do -921 mln PLN.
- > Spadek kosztów z tytułu świadczeń pracowniczych w Grupie o -3% R/R.
- > Wyższe R/R koszty odwiertów negatywnych (-149 mln PLN w Q4 2021 r. vs -60 mln PLN w Q4 2020 r.). W Q4 2021 spisano 4 odwierty negatywne.
- > Rozwiązanie odpisu z tytułu utraty wartości majątku trwałego na poziomie +437 mln PLN w Q4 2021 r. W Q4 2020 r. rozwiązanie odpisu z tytułu utraty wartości majątku trwałego na poziomie -780 mln PLN.
- > Wzrost zawiązanych rezerw na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności na poziomie -97 mln PLN w Q4 2021 r. vs -72 mln PLN w Q4 2020 r.
- > Rozwiązanie rezerw na brakujące uprawnienia do emisji CO₂ na poziomie +114 mln PLN w Q4 2021 r. vs +53 mln PLN w Q4 2020 r.
- > Zawiązanie odpisu na zapasie gazu w Q4 2021 na poziomie -81 mln PLN vs. zawiązanie odpisu w Q4 2020 na poziomie -1 mln PLN.
- > Pozycja overlift / underlift w Norwegii w Q4 2021 r.: niższe pozostałe koszty operacyjne netto na poziomie +94 mln PLN vs. -2 mln PLN w Q4 2020 r.

Sprzedaż i struktura importu gazu

- Wzrost importu LNG, z kierunku wschodniego oraz zachodniego przy spadku importu z kierunku południowego. W Q4 2021 r., w porcie w Świnoujściu rozładowano 9 gazowców, w tym: 5 z kontraktów z Qatargas i 4 ładunki spot.
- Wyższa sprzedaż gazu Grupy PGNiG głównie na skutek wzrostu sprzedaży PGNiG OD i PST.

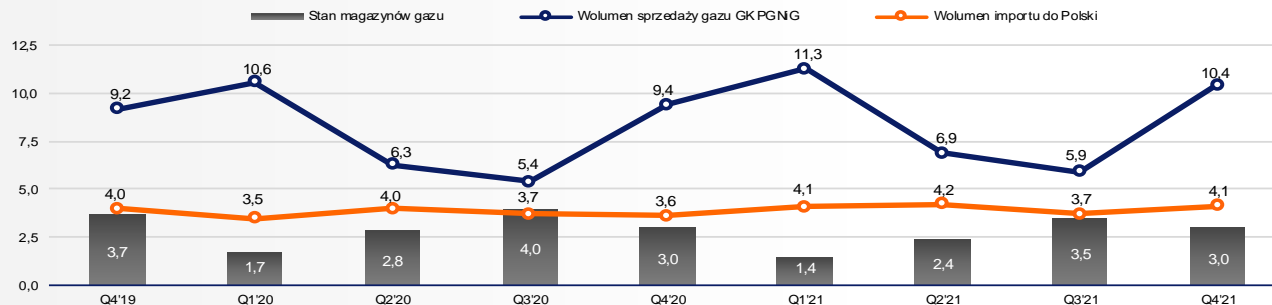
Import gazu do Polski



Sprzedaż gazu poza GK PGNiG według spółek

[mln m ³]	Q4 2020	Q4 2021	zm.%
Grupa PGNiG:	9 361	10 429	11%
PGNiG SA	5 570	5 339	-4%
PGNiG OD	2 539	3 015	19%
PST	1 252	2 076	66%

Sprzedaż gazu Grupy PGNiG, stan magazynów* i wolumen importu



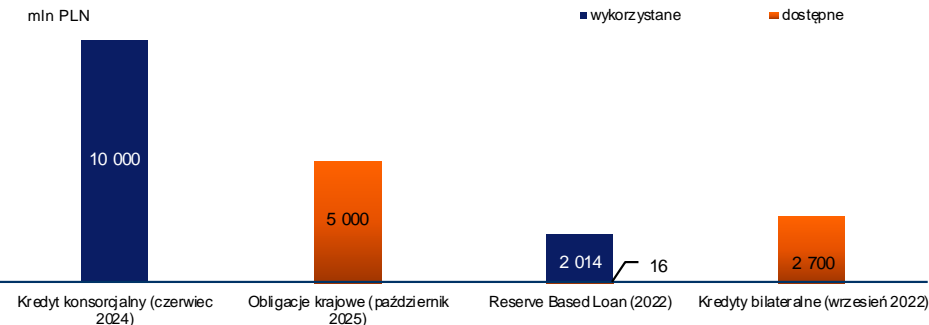
Komentarz:

- Zapasy LNG w terminalach: 83 mln m³ po regazyfikacji (stan na 31.12.2021 r.).

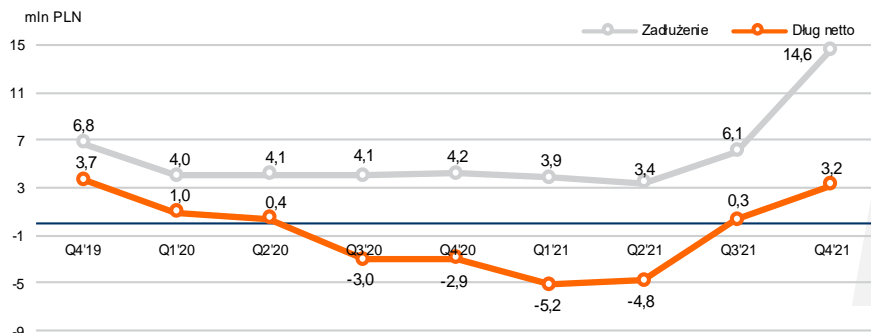
* Dane obejmują gaz wysokometanowy, zaizolowany zmagazynowany w Polsce i za granicą oraz gaz LNG w terminalu.

Zadłużenie i źródła finansowania

> Źródła finansowania (stan na 31.12.2021 r.)

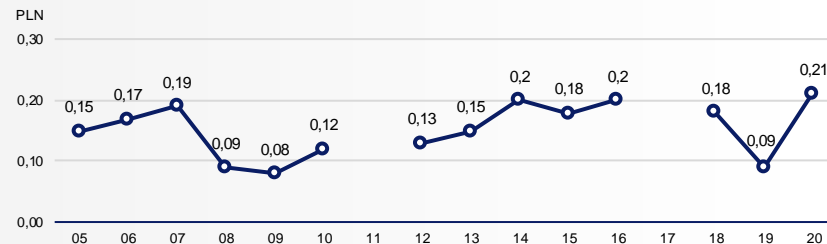


> Zadłużenie na koniec kwartału



*Dane uwzględniają wpływ zastosowania standardu MSSF 16.

> Dywidenda za rok obrotowy (na akcje)

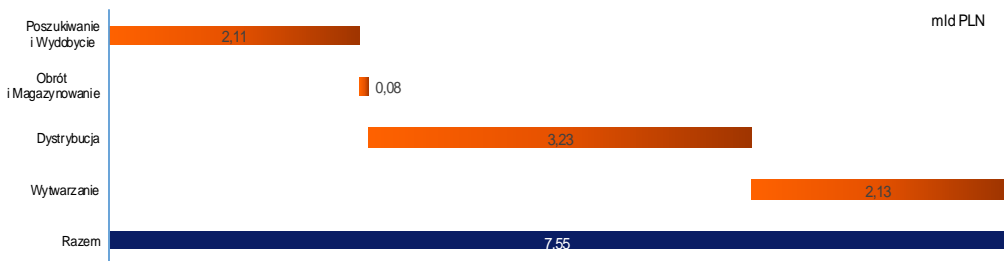


- > 9 lipca 2021 r. Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG podjęło uchwałę nr 34/2021 w sprawie przeznaczenia kwoty 1 213 446 119,97 zł z zysku netto za 2020 rok, na wypłatę dywidendy w wysokości 0,21 PLN na jedną akcję.
- > Dzień dywidendy nastąpił 19 lipca 2021 roku, natomiast wypłata nastąpiła 3 sierpnia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

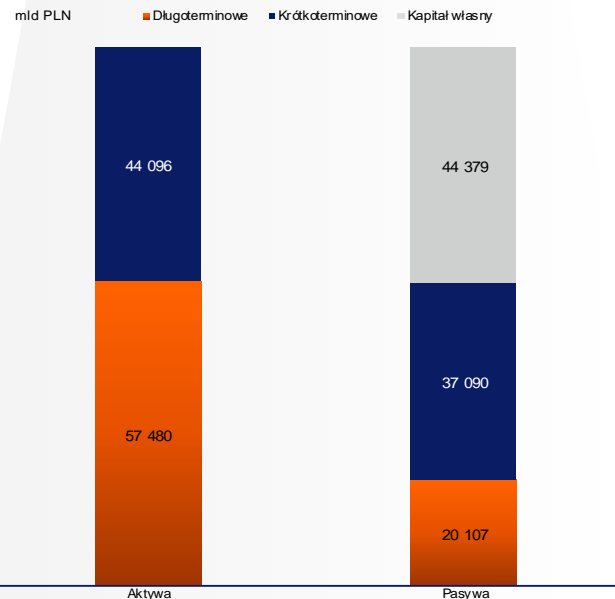
CAPEX, bilans oraz rachunek przepływów pieniężnych

17

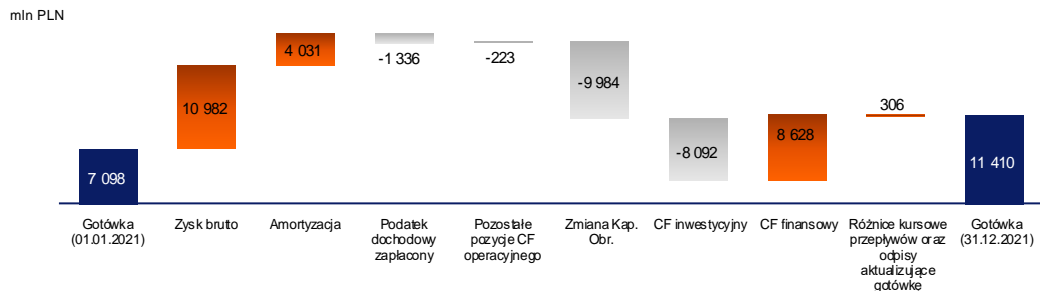
> CAPEX – zrealizowany na 31 grudnia 2021 r.*



> Bilans Grupy (stan na 31.12.2021 r.)



> Skonsolidowane przepływy pieniężne (01.01.2021 r. - 31.12.2021 r.)



* Nakłady nie uwzględniają wydatków na akwizycje złóż węglowodorów na poziomie 1,3 mld PLN na 31 grudnia 2021r.; CAPEX zrealizowany na segment Pozostałe: 0,18 mld PLN na 31 grudnia 2021 r.

Wolumeny operacyjne

WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO, GK PGNiG [mIn m3]	Q4 2021	Q3 2021	Q2 2021	Q1 2021	Q4 2020	Q3 2020	Q2 2020	Q1 2020	Q4 2019	Q3 2019	FY 2021	FY 2020	FY 2019	FY 2018
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	1 096	582	487	539	488	441	442	444	452	451	2 704	1 815	1 819	1 834
<i>w tym w Polsce</i>	323	326	318	317	328	330	336	343	348	337	1 284	1 337	1 337	1 296
<i>w tym w Norwegii</i>	773	257	168	222	159	112	106	101	104	114	1 420	478	481	538
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	710	669	604	706	731	673	582	719	721	645	2 690	2 705	2 671	2 712
<i>w tym w Polsce</i>	632	589	522	620	642	591	526	650	668	593	2 364	2 409	2 478	2 512
<i>w tym w Pakistanie</i>	78	80	82	86	88	82	56	69	53	52	326	295	193	200
RAZEM (przeliczony na E)	1 806	1 252	1 091	1 245	1 218	1 114	1 024	1 163	1 173	1 096	5 394	4 519	4 489	4 546
SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO, GK PGNiG [mIn m3]														
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	9 938	5 539	6 495	10 745	8 866	5 022	5 955	10 119	8 735	5 175	32 717	29 962	29 057	27 466
<i>w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG</i>	2 076	1 303	1 125	1 513	1 252	902	931	1 362	1 487	1 305	6 017	4 447	5 242	3 929
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	492	330	403	532	495	357	342	482	447	350	1 758	1 676	1 597	1 578
RAZEM (przeliczony na E)	10 429	5 870	6 899	11 277	9 361	5 379	6 297	10 601	9 182	5 525	34 476	31 638	30 654	29 044
<i>w tym sprzedaż bezpośrednio ze złóż</i>	259	208	224	264	273	219	192	250	235	210	955	934	844	855
IMPORT GAZU ZIEMNEGO, PGNiG SA [mIn m3]														
Razem	4 138	3 716	4 170	4 102	3 618	3 697	4 012	3 462	3 965	3 508	16 127	14 789	14 851	13 530
<i>w tym: kierunek wschodni</i>	2 595	2 487	2 566	2 256	2 370	2 510	2 194	1 923	2 654	2 316	9 904	8 997	8 946	9 038
<i>w tym: LNG</i>	1 018	880	1 245	796	808	755	1 213	982	948	706	3 938	3 757	3 425	2 713
ROPA NAFTOWA, GK PGNiG [tys. ton]														
Wydobycie ropy naftowej i kondensatu	438	330	279	328	362	306	331	325	328	275	1 376	1 324	1 216	1 345
<i>w tym w Polsce</i>	174	145	151	174	184	159	167	200	208	184	643	710	776	818
<i>w tym w Norwegii</i>	264	185	128	154	178	148	164	125	120	91	732	615	440	527
Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu z produkcji	401	322	366	251	361	324	369	277	361	295	1 340	1 331	1 210	1 410
<i>w tym w Polsce</i>	178	145	142	178	182	161	159	210	201	182	643	712	771	817
<i>w tym w Norwegii</i>	223	177	224	73	179	163	210	67	160	113	697	619	439	593
WYTWARZANIE														
Produkcja E.c. netto (sprzedaż) [TJ]	13 909	3 721	6 543	17 001	13 020	3 083	6 789	16 048	12 984	3 268	41 174	38 940	39 263	40 659
Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) [GWh]	1 206	436	614	1 223	1 165	454	637	1 382	1 266	425	3 480	3 638	3 948	3 974