

Q1 2021

Wyniki finansowe Grupy PGNiG za I kwartał 2021 r.

20 maja 2021 r.

Spis Treści

- > 1. Kluczowe wydarzenia
- > 2. Czynniki wpływające na wynik finansowy
- > 3. Podstawowe wyniki finansowe – Q1 2021
- > 4. Segmenty – omówienie:



> Poszukiwanie i Wydobycie



> Obrót i Magazynowanie



> Dystrybucja



> Wytwarzanie

> 5. Załączniki



01
> styczeń



- > Publikacja prognozy wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej w latach 2021 – 2023



- > Decyzja Prezesa URE w sprawie Taryfy Dystrybucyjnej Polskiej Spółki Gazownictwa – wzrost cen i stawek opłat sieciowych średnio o 3,6%

03
> marzec



- > Zawarcie warunkowej umowy nabycia INEOS E&P Norge przez PGNiG Upstream Norway

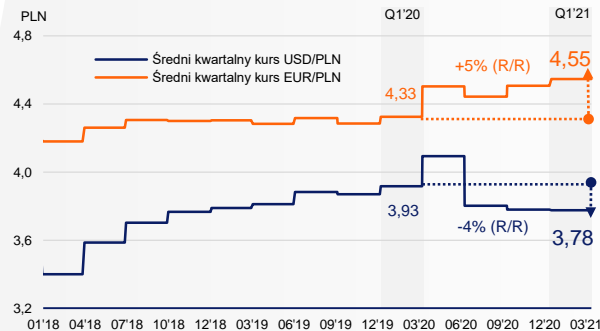


- > Podpisanie przez PGNiG SA oraz Grupę Naftogaz listu intencyjnego dotyczącego współpracy przy poszukiwaniu i eksploatacji ukraińskich zasobów węgłowodorów

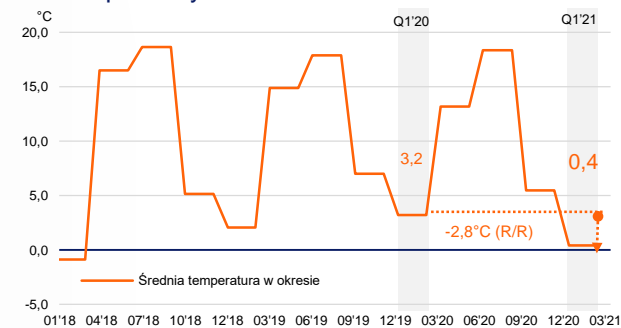
Czynniki zewnętrzne i rynkowe

- > Spadek kursu USD/PLN w Q1 2021 r. o -4% R/R, do poziomu 3,78 PLN.
- > Wzrost kursu EUR/PLN w Q1 2021 r. o +5% R/R, do poziomu 4,55 PLN.
- > Spadek średniej temperatury* w Q1 2021 o -2,8°C R/R.

> Kurs USD/PLN oraz EUR/PLN

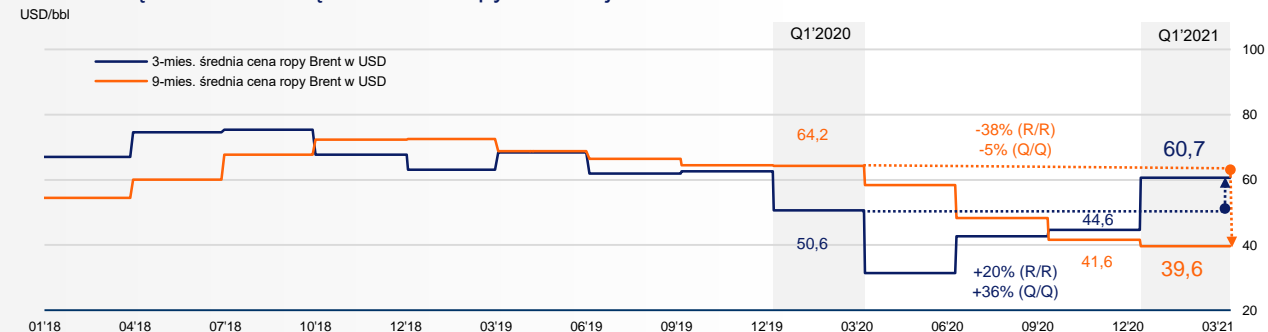


> Temperatury*



- > Wzrost 3-miesięcznej (kwartalnej) średniej ceny ropy o +20% R/R, do poziomu 60,7 dolarów za baryłkę.

> 3-miesięczna i 9-miesięczna cena ropy naftowej

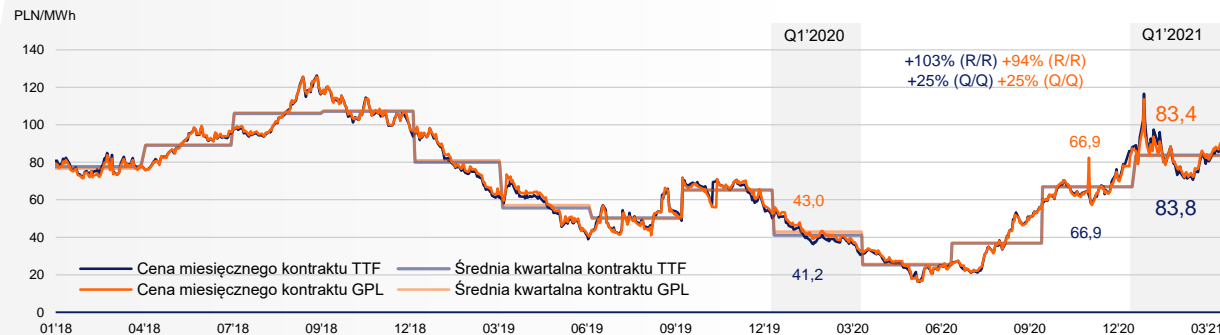


* punkt referencyjny pomiaru temperatury: Rzeszów

- > Ceny gazu TTF i GPL (kontrakt Month-Ahead) w Q1 2021 denominowane w PLN:
 - > styczeń: +95% i +81% R/R,
 - > luty: +100% i +91% R/R,
 - > marzec: +118% i +115% R/R.

- > Wolumen obrotu na TGE w Q1 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



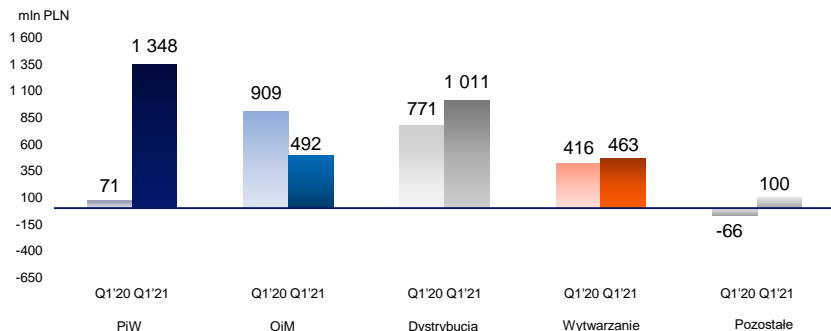
Uwagi:

- > 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 Q1 2021

[mln PLN]	Q1 2020	Q1 2021	Δ%
Przychody ze sprzedaży	13 756	14 553	6%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-11 678	-11 160	-4%
EBITDA	2 078	3 393	63%
<i>EBITDA (bez odpisów aktualizujących wartość środków trwałych)</i>	2 835	3 117	10%
Amortyzacja	-871	-956	10%
EBIT	1 207	2 437	102%
Koszty finansowe netto	-270	-57	-79%
Zysk netto	779	1 747	124%

EBITDA Grupy w podziale na segmenty w Q1 2021 vs Q1 2020*



* Eliminacje w Q1 2020: -23 mln PLN oraz w Q1 2021: -21 mln PLN

Poszukiwanie i Wydobywanie

- Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu o 506 mln PLN (+71% R/R) oraz wzrost przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu o 37 mln PLN (+10% R/R).
- Rozwiązanie odpisów aktualizujących wartość środków trwałych w budowie na kwotę +269 mln PLN w Q1 2021 r. (w analogicznym okresie roku poprzedniego zawiązано odpisy na rzeczowy majątek trwały na kwotę -758 mln PLN).

Obrót i Magazynowanie

- Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu o +2% R/R oraz kosztów paliwa gazowego o -3% R/R, wyższy o +5% R/R wolumen sprzedaży gazu poza Grupę w segmencie.
- Wynik na realizacji instrumentów zabezpieczających objętych rachunkowością zabezpieczeń: (1) ujętych w wynik finansowy w wysokości -175 mln PLN (w I kw. 2020 r.: +819 mln PLN), (2) wynik ujęty w zapasie gazu jako zmniejszenie kosztu pozyskania wyniósł +172 mln PLN (w I kw. 2020 r.: -215 mln PLN).
- Wpływ rozwiązania odpisu na zapasie gazu w kwocie +9 mln PLN w Q1 2021 r. vs +255 mln PLN w Q1 2020 r.

Dystrybucja

- Wyższy o +15% R/R wolumen dystrybuowanego gazu oraz wyższe o 273 mln PLN (+20% R/R) przychody z tytułu świadczenia usługi dystrybucyjnej.
- Saldo przychodów i kosztów bilansowania systemu niższe o -28 mln PLN R/R.

Wytwarzanie

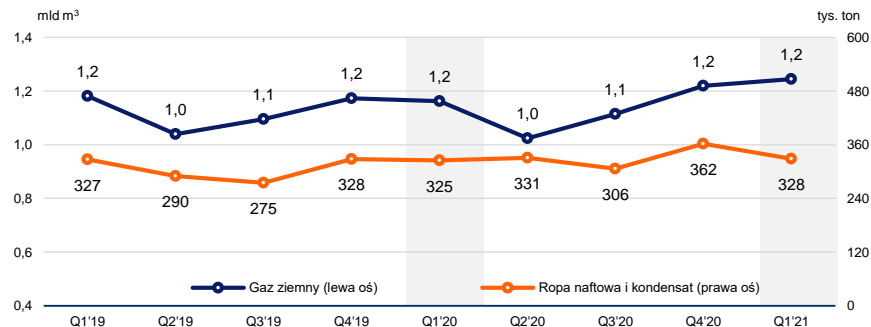
- Wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła o 120 mln PLN (+23% R/R) przy niższej o 2,8°C średniej temperaturze w Q1 2021 r. i wyższych o +6% R/R wolumenach sprzedaży ciepła, wyższa R/R taryfa na wytwarzanie i przesył ciepła.
- Spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej z wytwarzania o 51 mln PLN (-14% R/R) przy niższych -12% 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]	Q1 2020	Q1 2021	Δ%
Przychody ze sprzedaży	1 271	1 786	41%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-1 200	-438	-64%
<i>Koszty odwiertów negatywnych i spisanej sejsmiki</i>	-17	-260	1429%
<i>Odpis aktualizujący majątek trwały</i>	-758	+269	-135%
EBITDA	71	1 348	1799%
Amortyzacja	-275	-302	10%
EBIT	-204	1 046	-613%

Wolumen wydobycia gazu i ropy naftowej R/R



Komentarz

- Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu w segmencie (+71% R/R, o 506 mln PLN) w wyniku wzrostu o +79% średniej arytmetycznej ceny gazu RDN na TGE i wyższych wolumenach sprzedaży: w Norwegii do poziomu 222 mln m³ (+120% R/R) oraz w Pakistanie do poziomu blisko 84 mln m³ (+22% R/R/).
- Wzrost przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu (+10% R/R, o +37 mln PLN) przy spadku wolumenu sprzedaży o -9% R/R oraz wyższej o +20% średniej kwartalnej cenie ropy wyrażonej w USD.
- Wolumeny wydobycia ropy w Polsce niższe o -13% R/R na poziomie 174 tys. ton; w Norwegii wyższe o +24% R/R na poziomie ok. 154 tys. ton.
- Spisane koszty odwiertów negatywnych: -260 mln PLN w Q1 2021 r. wobec -17 mln PLN w Q1 2020 r.
- Rozwiązanie odpisów aktualizujących wartość środków trwałych w budowie o +269 mln PLN w Q1 2021 r. (w analogicznym okresie roku poprzedniego zawiązano odpisy na rzeczowy majątek trwały na kwotę -758 mln PLN).
- Pozycja overlift / underlift w Norwegii w Q1 2021 r.: wpływ wyceny na wynik w Q1 2021 r. na poziomie +143 mln PLN (niższe pozostałe koszty operacyjne netto). W Q1 2020 r. wpływ wyceny na wynik wyniósł +72 mln PLN.

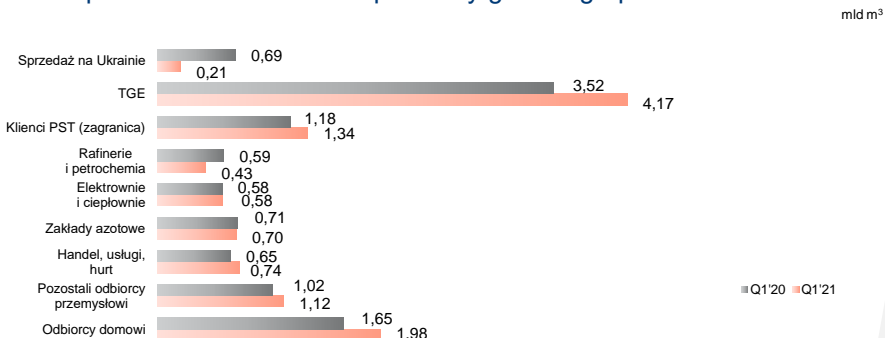


Segment – Obrót i Magazynowanie

Wyniki segmentu pod wpływem wyższego wolumenu sprzedaży oraz wyższych cen gazu na rynkach towarowych.

[mln PLN]	Q1 2020	Q1 2021	Δ%
Przychody ze sprzedaży	11 042	11 488	4%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-10 133	-10 996	9%
<i>Odpis aktualizujący zapasy gazu</i>	+255	+9	-96%
EBITDA	909	492	-46%
Amortyzacja	-53	-54	2%
EBIT	856	438	-49%

> Grupa PGNiG* – wolumen sprzedaży gazu w grupach odbiorców



Komentarz

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu wysokometanowego i azotanowanego R/R (z uwzgl. wpływu transakcji zabezpieczających) o 0,22 mld PLN tj. o +2% (do 10,44 mld PLN w Q1 2021 r.) przy wyższym wolumenie sprzedaży poza Grupę o +5% R/R w segmencie.
- > Wynik na realizacji instrumentów zabezpieczających objętych rachunkowością zabezpieczeń: (1) ujętych w wynik finansowy w wysokości -175 mln PLN (w Q1 2020 r.: +819 mln PLN), (2) wynik ujęty w zapasie gazu jako zmniejszenie kosztu pozyskania wyniósł +172 mln PLN (w Q1 2020 r.: -215 mln PLN).
- > Wpływ niższej o 4,5% taryfy detalicznej, wprowadzonej od 1 stycznia 2021 r., w pewnym stopniu zrekomensowana wyższymi wolumenami sprzedaży do odbiorców domowych o +20% R/R do poziomu 1,98 mld m³.
- > Wyższy wolumen importu gazu do Polski R/R z kier. wschodniego (Q1 2021 r.: 2,26 mld m³ vs Q1 2020 r.: 1,92 mld m³) oraz z kier. zachodniego i południowego (Q1 2021 r.: 1,05 mld m³ vs Q1 2020 r.: 0,56 mld m³). Niższy wolumen importu gazu LNG (Q1 2021 r.: 0,80 mld m³ vs Q1 2020 r.: 0,98 mld m³).
- > Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej łącznie: 864 mln PLN, wzrost o 115 mln PLN R/R (+15% R/R) przy wzroście kosztów energii na cele handlowe o -136 mln PLN (-19% R/R).
- > Rozwiązanie odpisu na zapasie gazu w Q1 2021 r. na poziomie +9 mln PLN vs. rozwiązanie odpisu w Q1 2020 r. na poziomie +255 mln PLN. Stan odpisu na koniec Q1 2021 r. wyniósł -9 mln PLN.
- > Wpływ zawiązania rezerwy na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności energetycznej -97 mln PLN w Q1 2021 r. wobec -82 mln PLN w Q1 2020 r.



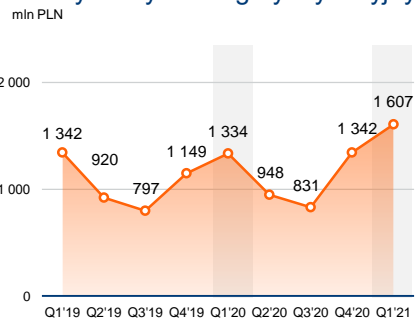
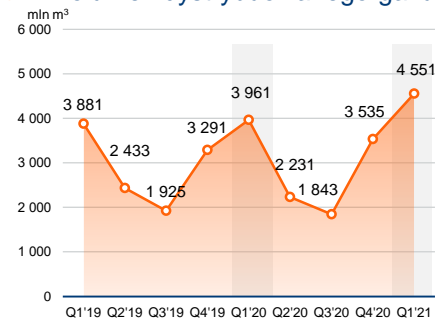
*Łączny wolumen sprzedaży gazu poza GK PGNiG obejmujący segmenty PIW i OiM.

Segment – Dystrybucja

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

[mln PLN]	Q1 2020	Q1 2021	Δ%
Przychody ze sprzedaży	1 399	1 669	19%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-628	-658	5%
EBITDA	771	1 011	31%
Amortyzacja	-260	-295	13%
EBIT	511	716	40%

> Wolumen dystrybuowanego gazu > Przychody z usług dystrybucyjnych



Komentarz

- > Wyższe wolumeny dystrybuowanego gazu (o +15% R/R) sięgające 4,55 mld m³, przy niższej średniej temperaturze w kwartale o -2,8°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 +273 mln PLN, czyli +20% R/R).
- > Saldo przychodów i kosztów z tytułu bilansowania systemu: -12 mln PLN w Q1 2021 r. wobec +16 mln PLN rok wcześniej.

Segment – Wytwarzanie

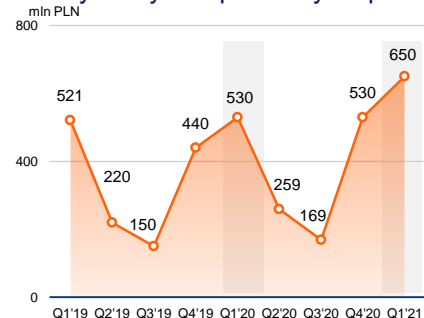
Wyniki segmentu pod wpływem niższej temperatury, wyższych wolumenów sprzedaży ciepła oraz wyższych kosztów operacyjnych

[mln PLN]	Q1 2020	Q1 2021	Δ%
Przychody ze sprzedaży	973	1 097	13%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-557	-634	14%
EBITDA	416	463	11%
Amortyzacja	-268	-289	8%
EBIT	148	174	18%

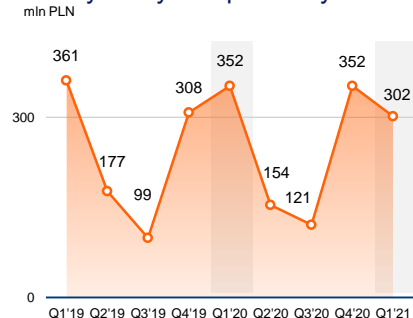
Komentarz

- > Spadek przychodów ze sprzedaży Ee z wytwarzania o -14% R/R do poziomu 302 mln PLN i niższym wolumenie sprzedaży (-12% R/R).
- > Wyższe przychody ze sprzedaży ciepła o +23% R/R na poziomie 650 mln PLN przy niższej średniej temperaturze w Q1 2021 r. (o -2,8°C R/R), wyższych wolumenach sprzedaży ciepła (+6% R/R) z uwzględnieniem wyższej taryfy na wytwarzanie i przesył ciepła dla PGNiG TERMIKA SA od 1 lipca 2020 r. o +12% i od 1 września 2020 r. o +3% oraz wyższej taryfy o +9% dla PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa SA od 1 lipca 2020 r.
- > Wzrost kosztów amortyzacji w segmencie o 21 mln PLN (+8% R/R), w tym amortyzacja uprawnień do emisji CO₂ na poziomie 206 mln PLN w Q1 2021 r.
- > Wolumen sprzedaży w Q1 2021 r.:
 - > Sprzedaż ciepła poza GK PGNiG na poziomie 17,0 PJ.
 - > Energia elektryczna z produkcji: 1,2 TWh.

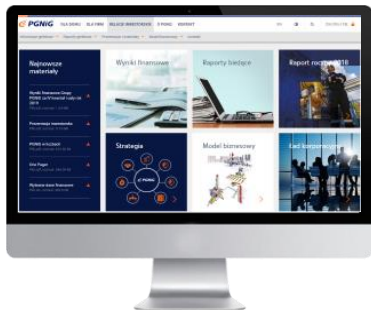
> Przychody ze sprzedaży ciepła



> Przychody ze sprzedaży Ee z wytw.



Informacje kontaktowe



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

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 jakiejkolwiek 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.

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

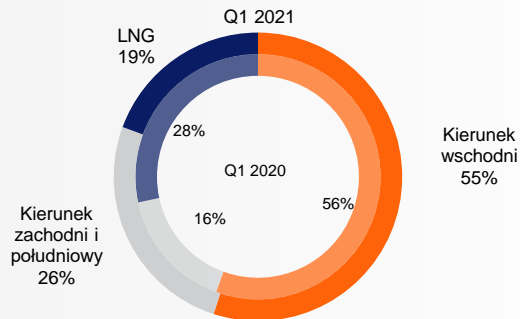
- > 1. Sprzedaż i struktura importu gazu
- > 2. Koszty operacyjne
- > 3. Zadłużenie i źródła finansowania
- > 4. CAPEX, bilans, rachunek przepływów pieniężnych
- > 5. Wolumeny operacyjne



Sprzedaż i struktura importu gazu

- Spadek importu z kierunku wschodniego oraz LNG przy wzroście udziału z kierunku zachodniego i południowego. W Q1 2021 r., w porcie w Świnoujściu rozładowano 7 gazowców, w tym: 4 z kontraktów z Qatargas oraz 3 ładunki spot.
- Wyższa sprzedaż gazu Grupy PGNiG głównie na skutek wzrostu sprzedaży PGNiG OD.

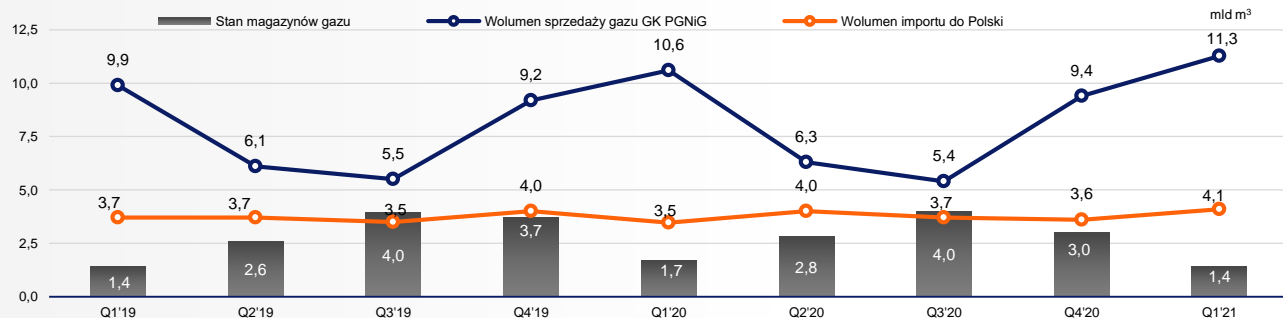
Import gazu do Polski



Sprzedaż gazu poza GK PGNiG według spółek

[mln m ³]	Q1 2020	Q1 2021	Δ%
Grupa PGNiG:	10 601	11 277	+6%
<i>PGNiG SA</i>	6 314	6 257	-1%
<i>PGNiG OD</i>	2 925	3 507	+20%
<i>PST</i>	1 362	1 513	+11%

Sprzedaż gazu Grupy PGNiG, stan magazynów* i wolumen importu



Komentarz:

- Zapas LNG w terminalu: 5 mln m³ po regazyfikacji (stan na 31.03.2021 r.).

* dane obejmują gaz wysokometanowy, zaazotowany zmagazynowany w Polsce i za granicą oraz gaz LNG w terminalu

Koszty operacyjne w Q1 2021 vs Q1 2020

[mln PLN]	Q1 2020	Q1 2021	Δ%
Koszt gazu	-8 694	-8 543	-2%
Paliwa do produkcji ciepła i energii	-360	-376	4%
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	-518	-714	38%
Świadczenia pracownicze	-800	-837	5%
Usługa przesyłowa	-259	-269	4%
Pozostałe usługi obce	-419	-404	-4%
<i>Usługi regazyfikacji LNG</i>	-98	-85	-13%
Podatki i opłaty	-574	-633	10%
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	445	316	-29%
<i>Zmiana stanu odpisów na zapasy</i>	253	4	-98%
<i>Zmiana stanu rezerw</i>	-143	-150	5%
Odpisy z tytułu utraty wartości rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	-774	16	-102%
<i>Koszt odwiertów negatywnych i sejsmiki</i>	-17	-260	1429%
<i>Odpisy aktualizujące wartość składników majątku trwałego</i>	-757	276	-136%
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	275	284	3%
Amortyzacja	-871	-956	10%
Koszty operacyjne ogółem	-12 549	-12 116	-3%
<i>Koszty operacyjne bez kosztu sprzedanego gazu</i>	-3 854	-3 573	-7%

Komentarz

- › Wzrost kosztów zakupu energii na cele handlowe (do -589 mln PLN, +52% R/R) przy wyższych średnich rynkowych cenach sprzedaży energii w Q1 2021 r.
- › Wzrost kosztów z tytułu świadczeń pracowniczych (+5% R/R) w Grupie.
- › Wyższe R/R koszty odwiertów negatywnych (-260 mln PLN w Q1 2021 r. vs -17 mln PLN w Q1 2020 r.). W Q1 2021 spisano 5 odwiertów negatywnych, przy 1 w Q1 2020 r.
- › Rozwiązanie odpisu z tytułu utraty wartości majątku trwałego w budowie na poziomie +276 mln PLN w Q1 2021 r. W Q1 2020 r. zawiązanie odpisu z tytułu utraty wartości majątku trwałego na poziomie -757 mln PLN.
- › Wzrost zawiązanych rezerw na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności na poziomie -97 mln PLN w Q1 2021 r. vs -87 mln PLN w Q1 2020 r.
- › Różnice kursowe netto dotyczące działalności operacyjnej +186 mln PLN w Q1 2021 r. vs. -162 mln PLN w Q1 2020 r.
- › Wynik na instrumentach pochodnych w pozostałych kosztach operacyjnych netto (nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń): -167 mln PLN w Q1 2021 r. vs +206 mln PLN w Q1 2020 r.
- › Wzrost amortyzacji, w segmencie PiW (Norwegia): -136 mln PLN w Q1 2021 r. vs -101 mln PLN w Q1 2020 r. oraz segmencie Wytwarzanie (umorzenie uprawnień do emisji CO₂): -206 mln PLN w Q1 2021 r. vs -184 mln PLN w Q1 2020 r.

Zadłużenie i źródła finansowania

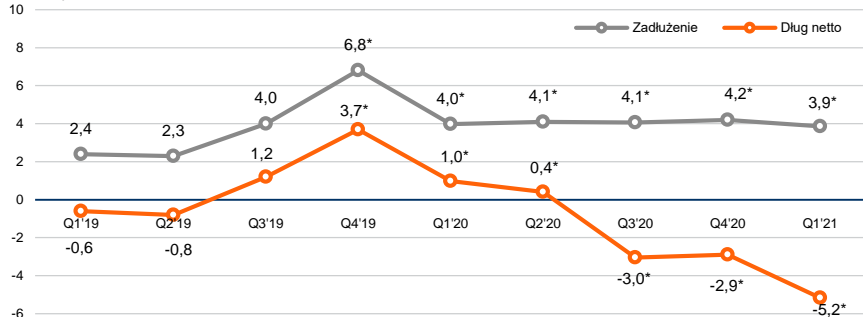
> Źródła finansowania (stan na 31.03.2021 r.)

mln PLN



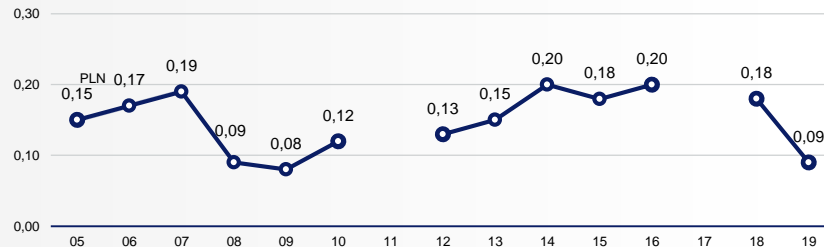
> Zadłużenie na koniec kwartału

mlrd PLN



*Dane uwzględniają wpływ zastosowania standardu MSSF 16.

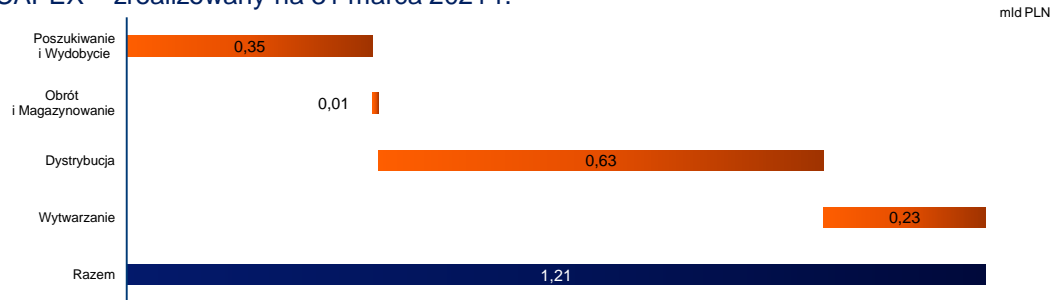
> Dywidenda za rok obrotowy (na akcje)



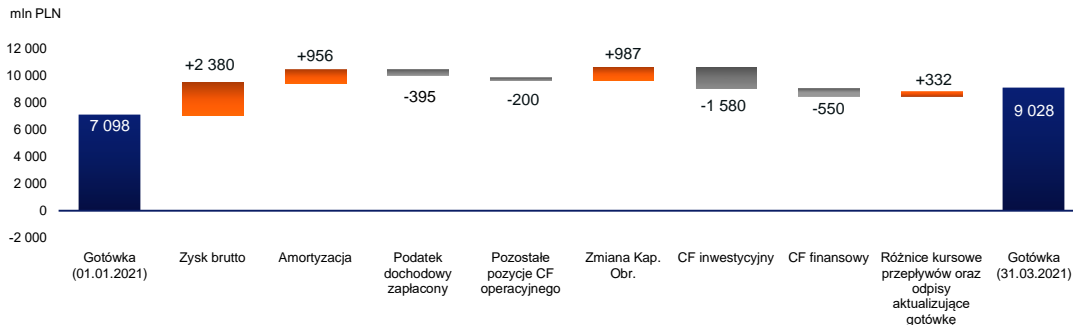
- > 24 czerwca 2020 r. Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG podjęło uchwałę nr 21/2020 w sprawie przeznaczenia kwoty 520 048 337,13 zł z zysku netto za 2019 rok, na wypłatę dywidendy w wysokości 0,09 PLN na jedną akcję.
- > Dzień dywidendy nastąpił 20 lipca 2020 roku, natomiast wypłata nastąpiła 3 sierpnia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

CAPEX, bilans oraz rachunek przepływów pieniężnych

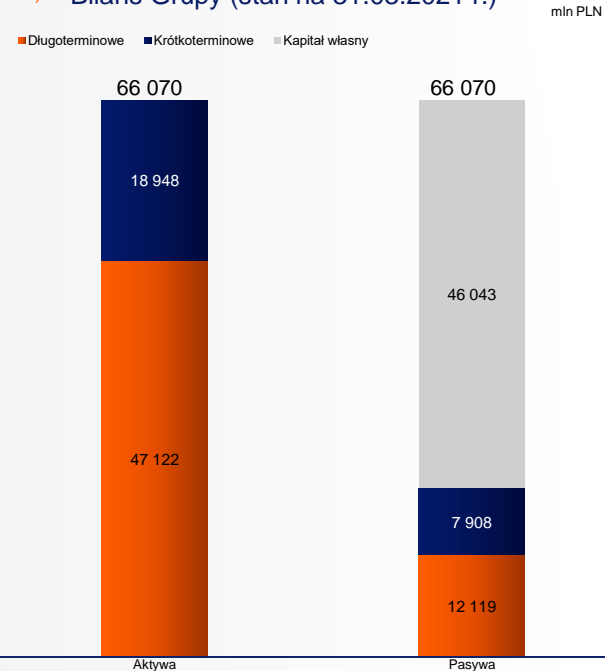
> CAPEX – zrealizowany na 31 marca 2021 r.*



> Skonsolidowane przepływy pieniężne (01.01.2021 r. - 31.03.2021 r.)



> Bilans Grupy (stan na 31.03.2021 r.)



* Nakłady uwzględniające wydatki na akwizycję złóż węglowodorów; CAPEX zrealizowany na segment Pozostałe: 0,04 mld PLN

Wolumeny operacyjne

WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO, GK PGNiG [mln m³]

	Q1 2021	Q4 2020	Q3 2020	Q2 2020	Q1 2020	Q4 2019	Q3 2019	Q2 2019	Q1 2019	FY 2020	FY 2019	FY 2018	FY 2017
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	539	488	441	442	444	452	451	439	477	1 815	1 819	1 834	1 863
<i>w tym w Polsce</i>	317	328	330	336	343	348	337	327	326	1 337	1 337	1 296	1 315
<i>w tym w Norwegii</i>	222	159	112	106	101	104	114	112	151	478	481	538	548
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	706	731	673	582	719	721	645	601	704	2 705	2 671	2 712	2 674
<i>w tym w Polsce</i>	620	642	591	526	650	668	593	556	661	2 409	2 478	2 512	2 524
<i>w tym w Pakistanie</i>	86	88	82	56	69	53	52	45	43	295	193	200	150
RAZEM (przeliczony na E)	1 245	1 218	1 114	1 024	1 163	1 173	1 096	1 040	1 181	4 519	4 489	4 546	4 537

SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO, GK PGNiG [mln m³]

GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	10 745	8 866	5 022	5 955	10 119	8 735	5 175	5 715	9 431	29 962	29 057	27 466	25 291
<i>w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG</i>	1 513	1 252	902	931	1 362	1 487	1 305	1 099	1 352	4 447	5 242	3 929	2 186
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	532	495	357	342	482	447	350	336	465	1 676	1 597	1 578	1 496
RAZEM (przeliczony na E)	11 277	9 361	5 379	6 297	10 601	9 182	5 525	6 051	9 896	31 638	30 654	29 044	26 787
<i>w tym sprzedaż bezpośrednio ze złóż</i>	264	273	219	192	250	235	210	170	229	934	844	855	796

IMPORT GAZU ZIEMNEGO, PGNiG SA [mln m³]

Razem	4 102	3 618	3 697	4 012	3 462	3 965	3 508	3 710	3 667	14 789	14 851	13 530	13 714
<i>w tym: kierunek wschodni</i>	2 256	2 370	2 510	2 194	1 923	2 654	2 316	2 186	1 791	8 997	8 946	9 038	9 656
<i>w tym: LNG</i>	796	808	755	1 213	982	948	706	1 044	727	3 757	3 425	2 713	1 715

ROPA NAFTOWA, GK PGNiG [tys. ton]

Wydobycie ropy naftowej i kondensatu	328	362	306	331	325	328	275	290	324	1324	1 216	1 345	1 257
<i>w tym w Polsce</i>	174	184	159	167	200	208	184	177	208	710	776	818	787
<i>w tym w Norwegii</i>	154	178	147	164	125	120	91	113	116	615	440	527	470
Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu z produkcji	251	361	324	369	277	361	295	266	288	1331	1 210	1 410	1 270
<i>w tym w Polsce</i>	178	182	161	159	210	201	182	177	210	712	771	817	791
<i>w tym w Norwegii</i>	73	179	163	210	67	160	113	89	78	619	439	593	479

WYTWARZANIE

Produkcja E.c. netto (sprzedaż) [TJ]	17 001	13 020	3 083	6 789	16 048	12 984	3 268	6 040	16 970	38 940	39 263	40 659	42 607
Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) [GWh]	1 223	1 165	454	637	1 382	1 266	425	744	1 513	3 638	3 948	3 974	3 882