





Q4 2020

Wyniki finansowe Grupy PGNiG za Q4 i FY 2020 r.

25 marca 2021 r.

Spis Treści

- > 1. Kluczowe wydarzenia
- > 2. Czynniki wpływające na wynik finansowy
- > 3. Podstawowe wyniki finansowe – Q4 2020
- > 4. Segmenty – omówienie:
 -  > Poszukiwanie i Wydobycie
 -  > Obrót i Magazynowanie
 -  > Dystrybucja
 -  > Wytwarzanie
- > 5. Załączniki



Kluczowe wydarzenia Q4 2020

3

10
> październik



- > Zatwierdzenie umowy z Ørsted Salg & Service A/S na zakup gazu ziemnego przez PGNiG Supply & Trading GmbH
- > Zawarcie aneksu do Programu Emisji Obligacji

11
> listopad



- > Złożenie wstępnej oferty niewiążącej nabycia udziałów w aktywach Grupy Fortum
- > Złożenie wniosku o renegocjację ceny kontraktowej gazu dostarczanego przez PAO Gazprom i OOO Gazprom Export

12
> grudzień

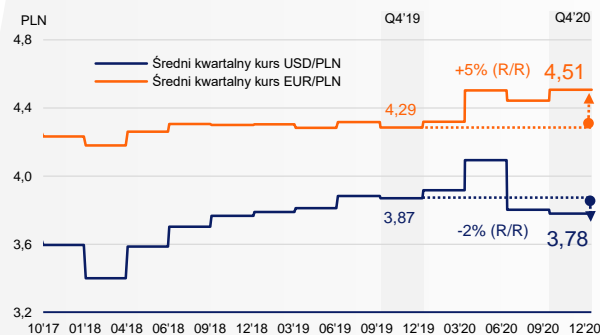


- > Decyzja Prezesa URE w sprawie Taryfy Detalicznej PGNiG Obrót Detaliczny
- > Zawarcie umowy inwestycyjnej dotyczącej zasad współpracy przy budowie bloku energetycznego w Elektrowni Ostrołęka „C”
- > Zawarcie aneksu do kontraktu na dostawy paliwa gazowego do Grupy Kapitałowej PKN Orlen

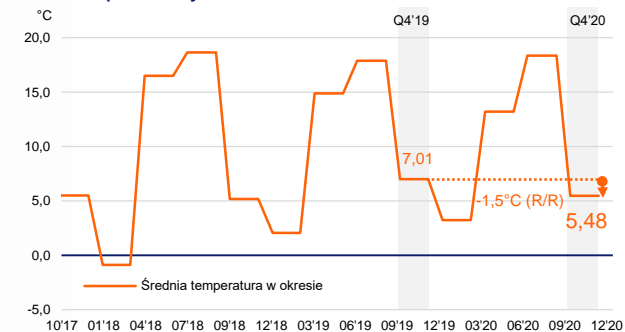
Czynniki zewnętrzne i rynkowe

- > Spadek kursu USD/PLN w Q4 2020 r. o -2% R/R, do poziomu 3,78 zł.
- > Wzrost kursu EUR/PLN w Q4 2020 r. o +5% R/R, do poziomu 4,51 zł.
- > Spadek średniej temperatury* w Q4 2020 o -1,5°C R/R.

> Kurs USD/PLN oraz EUR/PLN

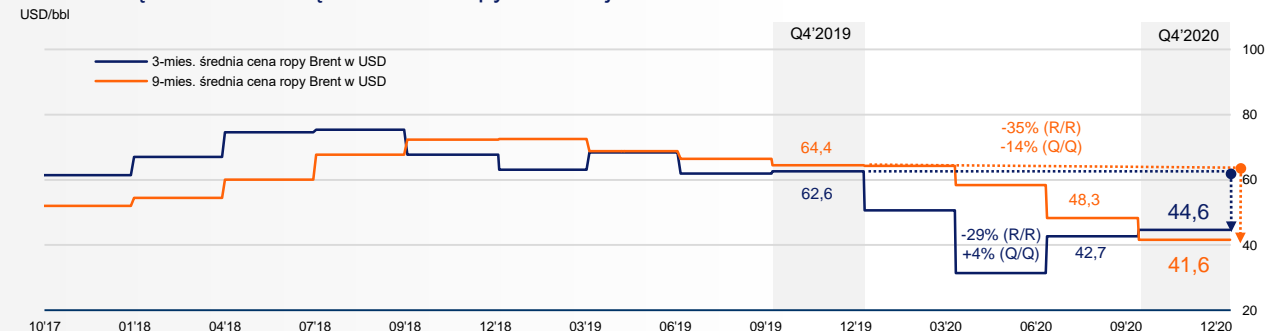


> Temperatury*



- > Spadek 3-miesięcznej (kwartalnej) średniej ceny ropy o -29% R/R, do poziomu 44,6 dolarów za baryłkę.

> 3-miesięczna i 9-miesięczna cena ropy naftowej



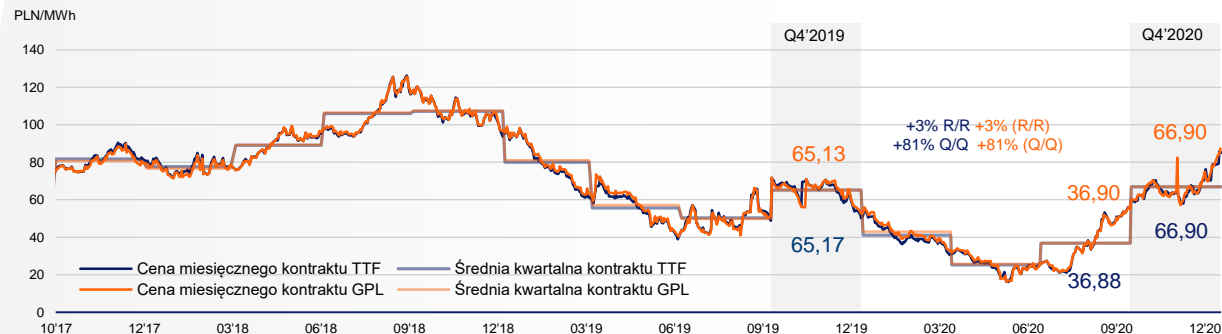
- > Spadek 9-miesięcznej średniej ceny ropy o -35% R/R do poziomu 41,6 dolarów za baryłkę na koniec Q4 2020.

Rynki gazu

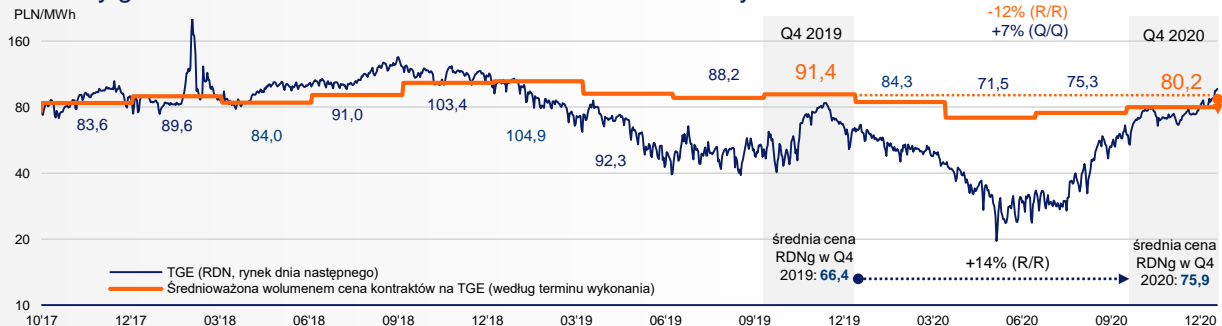
- > Ceny gazu TTF i GPL (kontrakt Month-Ahead) w Q4 2020 denominowane w PLN:
 - > październik: -3% i -1% R/R,
 - > listopad: -8% i -5% R/R,
 - > grudzień: +21% i +15% R/R.

- > Wolumen obrotu na TGE w Q4 2020, z uwzględnieniem wszystkich kontraktów i wg terminu wykonania, wyższy o około +2% R/R.

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



> Ceny gazu TGE RDN oraz średnia cena kontraktów ważonych wolumenem



Uwagi:

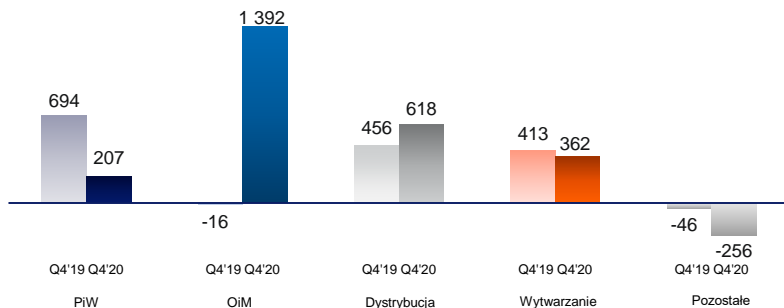
- > Cena sprzedaży na TGE: dominujące pod względem wolumenu terminy kontraktów gazowych na TGE i innych giełdach gazu to kontrakty kwartalne, sezonowe (lato/zima) i roczne. Rynek kontraktów terminowych miesięcznych i tygodniowych oraz rynek spot pełnią funkcję uzupełniającą.
- > Ważoną wolumenem średnią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

Podstawowe wyniki finansowe w Q4 2020

[mln PLN]	Q4 2019	Q4 2020	Δ%
Przychody ze sprzedaży	12 370	11 768	-5%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-10 849	-9 444	-13%
EBITDA	1 521	2 324	+53%
EBITDA (bez odpisów rzecz. aktywów trwałych)	1 748	3 104	+78%
Amortyzacja	-921	-983	+7%
EBIT	600	1 341*	+123%
Koszty finansowe netto	10	144	+14x
Zysk netto	25	1 304	+52x

EBITDA Grupy w podziale na segmenty w Q4 2020 vs Q4 2019**

mln PLN



Poszukiwanie i Wydobywanie

- Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu o +169 mln PLN (+22% R/R) oraz spadek przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu o -201 mln PLN (-31% R/R).
- Zawiązanie odpisu na majątek trwały w Q4 2020 na poziomie -677 mln PLN wobec zawiązania odpisu w Q4 2019 na poziomie -212 mln PLN.

Obrót i Magazynowanie

- Spadek przychodów ze sprzedaży gazu o -7% R/R przy wyższym o +2% R/R wolumenie sprzedaży gazu poza Grupę.
- Wynik na realizacji instrumentów zabezpieczających objętych rachunkowością zabezpieczeń: (1) ujętych w przychodach ze sprzedaży w wysokości -13 mln PLN (w Q4 2019: +188 mln PLN), (2) ujętych w zapasie gazu jako zmniejszenie kosztu pozyskania +78 mln zł (w Q4 2019: +19 mln zł).
- Kwota zawiązania odpisów na zapasie gazu na poziomie ok. -1 mln PLN w Q4 2020 r., przy -339 mln PLN w Q4 2019.

Dystrybucja

- Wyższy o +7% R/R wolumen dystrybuowanego gazu oraz wyższe o +11% R/R przychody z tytułu świadczenia usługi dystrybucyjnej.
- Saldo przychodów i kosztów bilansowania systemu wyższe o +184 mln PLN R/R.

Wytwarzanie

- Wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła o +16% R/R przy niższej o -1,5°C średniej temperaturze w Q4 2020 i nieznacznie wyższych wolumenach produkcji ciepła oraz wyższej taryfie za wytwarzanie i przesył ciepła.
- Spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej z wytwarzania o -8% R/R przy niższych o -9% wolumenach sprzedaży.

* Na całkowity poziom odpisów aktualizujących w Q4 2020 istotny wpływ miała zmiana sposobu prezentacji odpisów w sprawozdaniu finansowym spółki PGNiG Upstream Norway AS za 2020 rok. Zgodnie z nowym sposobem prezentacji, w Q4 2020 PUN dokonało zwiększenia odpisów aktualizacyjnych (ujmowanych w EBIT) i jednocześnie zmniejszenia salda podatku odroczonego. Zmiana sposobu prezentacji nie ma wpływu na wynik netto osiągnięty przez PUN.

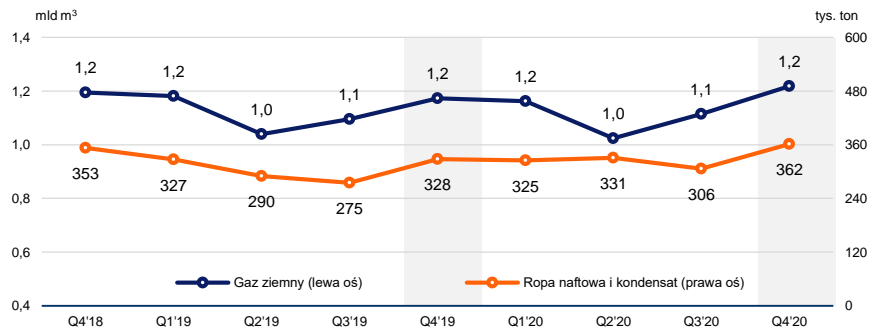
** Eliminacje w Q4 2019: +20 mln PLN oraz w Q4 2020: 0 mln PLN

Segment – Poszukiwanie i Wydobywanie

Spadek przychodów przy niższych R/R cenach ropy i wyższych gazu (RDN na TGE) – stabilny wolumen wydobycia gazu i wyższy wolumen wydobycia ropy naftowej. Wzrost poziomu odpisów aktualizujących majątek trwałe.

[mln PLN]	Q4 2019	Q4 2020	Δ%
Przychody ze sprzedaży	1 586	1 532	-3%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-892	-1 326	+49%
<i>Koszty odwiertów negatywnych i spisanej sejsmiki</i>	-144	-70	-52%
<i>Odpis aktualizujący majątek trwałe</i>	-212	-677	+219%
EBITDA	694	207	-70%
<i>EBITDA (bez odpisów rzecz. aktywów trwałych)</i>	906	883	-2%
Amortyzacja	-254	-337	+33%
EBIT	440	-131	-130%

Wolumen wydobycia gazu i ropy naftowej R/R



Komentarz

- Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu w segmencie (+22% R/R, o +169 mln PLN) w wyniku wzrostu o +14% średniej ceny gazu RDN na TGE przy stabilnych wolumenach sprzedaży.
- Spadek przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu (-31% R/R, o -201 mln PLN) przy stabilnym wolumenie sprzedaży oraz niższej o -29% średniej kwartalnej cenie ropy wyrażonej w USD.
- Wolumeny wydobycia ropy w Polsce niższe o -12% R/R na poziomie 184 tys. ton; w Norwegii: wyższe o +48% R/R na poziomie 178 tys. ton.
- Spisane koszty odwiertów negatywnych i sejsmiki: -70 mln PLN w Q4 2020 wobec -144 mln PLN w Q4 2019.
- Zawiązanie odpisów na majątek trwałe: -677 mln PLN w Q4 2020 wobec zawiązania odpisów na poziomie -212 mln PLN w Q4 2019.
- Pozycja *overlift* / *underlift* w Norwegii w Q4 2020 r.: wpływ wyceny na wynik w Q4 2020 r. na poziomie -2 mln PLN (wyższe pozostałe koszty operacyjne netto). W Q4 2019 r. odnotowano wpływ wyceny na wynik Q4 2019 r. to -74 mln PLN.

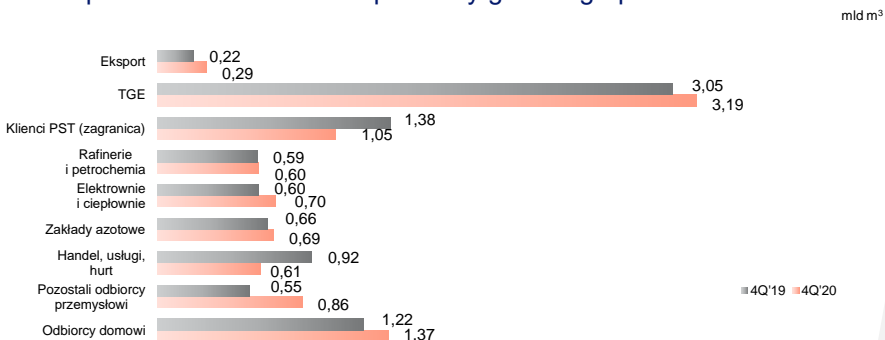


Segment – Obrót i Magazynowanie

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

[mln PLN]	Q4 2019	Q4 2020	Δ%
Przychody ze sprzedaży	10 216	9 564	-6%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-10 232	-8 172	-20%
<i>Odpis aktualizujący zapasy gazu</i>	-339	-1	-339x
EBITDA	-16	1 392	88x
Amortyzacja	-64	-56	-13%
EBIT	-80	1 336	19x

> 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 0,62 mld PLN tj. o -7% (do 8,2 mld PLN w Q4 2020) przy wyższym wolumenie sprzedaży poza Grupę o +2% R/R w segmencie.
- > Wynik na realizacji instrumentów zabezpieczających objętych rachunkowością zabezpieczeń: (1) ujętych w przychodach ze sprzedaży w wysokości -14 mln PLN (w Q4 2019: +188 mln PLN), (2) ujętych w zapasie gazu jako zmniejszenie kosztu pozyskania +78 mln zł (w Q4 2019: -20 mln zł).
- > Niższy wolumen importu gazu do Polski R/R z kier. wschodniego (Q4 2020: 2,37 mld m³ vs Q4 2019: 2,65 mld m³) oraz LNG (Q4 2020: 0,81 mld m³ vs Q4 2019: 0,95 mld m³). Wyższy wolumen importu z kier. zachodniego i południowego (Q4 2020: 0,44 mld m³ vs Q4 2019: 0,36 mld m³).
- > Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej łącznie: 806 mln PLN, wzrost o +36 mln PLN R/R (+5% R/R) przy stabilnym R/R poziomie kosztów energii na cele handlowe na poziomie 783 mln PLN.
- > Zawiązanie odpisu na zapasie gazu w Q4 2020 na poziomie -1 mln PLN vs. zawiązanie odpisu w Q4 2019 na poziomie -339 mln PLN. Stan odpisu na koniec Q4 2020 wyniósł 18 mln PLN.
- > Wpływ zawiązania rezerwy na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności energetycznej -70 mln PLN w Q4 2020 wobec -46 mln PLN R/R w Q4 2019.



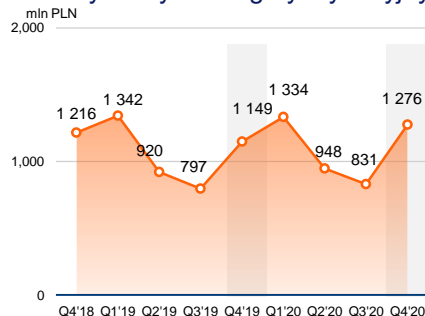
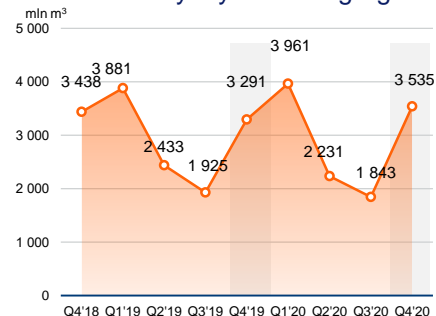
* Łączny wolumen sprzedaży gazu poza GK PGNiG obejmujący segmenty PIW i OiM.

Segment – Dystrybucja

Wyniki segmentu pod wpływem wyższych wolumenów dystrybuowanego gazu, wyższej taryfie i zmian regulacji w zakresie bilansowania systemu.

[mln PLN]	Q4 2019*	Q4 2020	Δ%
Przychody ze sprzedaży	1 154	1 365	+18%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-698	-746	+7%
EBITDA	456	618	+36%
Amortyzacja	-270	-294	+9%
EBIT	186	325	+74%

> Wolumen dystrybuowanego gazu > Przychody z usług dystrybucyjnych



Komentarz

- > Wyższe wolumeny dystrybuowanego gazu (o +7% R/R) sięgające 3,54 mld m³, przy niższej średniej temperaturze w kwartale o -1,5°C R/R.
- > Wyższa o 3,5% R/R taryfa za usługę dystrybucji gazu (obowiązywała od 3 kwietnia 2020 r.).
- > Wyższy poziom przychodów ze świadczenia usługi dystrybucyjnej (wzrost o +127 mln PLN, czyli +11% R/R).
- > Saldo przychodów i kosztów z tytułu bilansowania systemu: +11 mln PLN w Q4 2020 wobec -174 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.



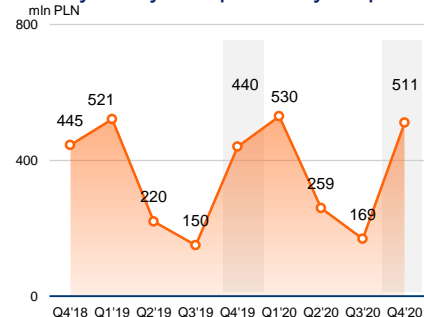
*Dane przekształcone do porównywalności w związku z analizą regulacji odnoszących się do kwestii ujęcia umów/decyzji dzierżawy dotyczących podziemnej infrastruktury oraz z uwzględnieniem wydanej przez Komitet ds. Interpretacji MSSF interpretacji przy sporządzaniu sprawozdania finansowego na dzień 31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

Segment – Wytwarzanie

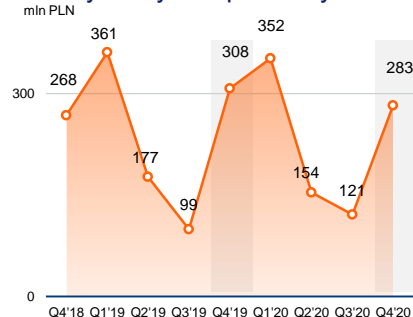
Wyniki segmentu pod wpływem wzrostu kosztów operacyjnych przy niższej średniej temperaturze w kwartale (o -1,5°C R/R).

[mln PLN]	Q4 2019	Q4 2020	Δ%
Przychody ze sprzedaży	845	904	+7%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-432	-542	+25%
EBITDA	413	362	-12%
Amortyzacja	-316	-276	-12%
EBIT	97	86	-12%

> Przychody ze sprzedaży ciepła



> Przychody ze sprzedaży Ee z wytw.

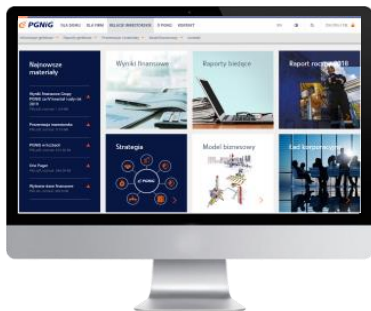


Komentarz

- > Niższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej z wytwarzania o -8% R/R przy niższym wolumenie sprzedaży o -8% R/R.
- > Wyższe przychody ze sprzedaży ciepła o +16% R/R przy niższej średniej temperaturze w Q4 2020 i nieznacznie wyższych wolumenach produkcji ciepła z uwzględnieniem wyższej taryfy za 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 operacyjnych R/R głównie ze względu na niższy poziom rozwiązania rezerw, w tym m.in. rezerwa na brakujące uprawnienia do emisji CO₂: +53 mln PLN w Q4 2020 vs +85 mln PLN w Q4 2019.
- > Spadek kosztów amortyzacji w segmencie (o -12% R/R , czyli o -39 mln PLN R/R), w tym amortyzacja CO₂: na poziomie 154 mln PLN w Q4 2020.
- > Wolumen sprzedaży w Q4 2020:
 - > Sprzedaż ciepła poza GK PGNiG na poziomie 13,02 PJ.
 - > Energia elektryczna z produkcji: 1,16 TWh.



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

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 przyszłości, 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 zwróć się 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

Agnieszka Bajdzińska

Młodszy Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 106 80 82

e-mail: agnieszka.bajdzinska@pgnig.pl

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

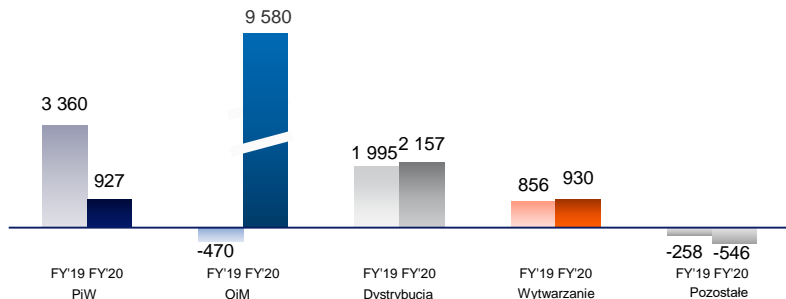


Podstawowe wyniki finansowe w 2020 roku

[mln PLN]	2019	2020	Δ%
Przychody ze sprzedaży	42 023	39 197	-7%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-36 519	-26 188	-28%
EBITDA	5 504	13 009	+136%
EBITDA (bez odpisów rzecz. aktywów trwałych)	5 904	14 597	+147%
Amortyzacja	-3 056	-3 424	+12%
EBIT	2 448	9 585*	+291%
Koszty finansowe netto	-54	35	-165%
Zysk netto	1 371	7 340	+5x

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

mln PLN



Poszukiwanie i Wydobywanie

- Spadek przychodów ze sprzedaży R/R: gazu o -596 mln PLN (-19% R/R) oraz ropy naftowej i kondensatu o -621 mln PLN (-29% R/R).
- Zawiązanie odpisu na majątek trwały w 2020 roku na poziomie -1 485 mln PLN wobec zawiązania odpisu w 2019 roku na poziomie -354 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 -10% R/R przy wyższym o +3% R/R wolumenie sprzedaży gazu poza Grupę.
- Wynik na realizacji instrumentów zabezpieczających objętych rachunkowością zabezpieczeń: (1) ujętych w przychodach ze sprzedaży w wysokości +1 062 mln PLN (w 2019: +571 mln PLN), (2) ujętych w zapasie gazu jako zwiększenie kosztu pozyskania -286 mln zł (w 2019: +97 mln zł).
- Wpływ rozwiązania odpisu na zapasie gazu w kwocie +358 mln PLN. W 2019 zawiązanie odpisu na zapasie gazu na poziomie -305 mln PLN.

Dystrybucja

- Stabilny R/R wolumen dystrybuowanego gazu przy wyższych przychodach z tytułu świadczenia usługi dystrybucyjnej (+4% R/R).
- Saldo przychodów i kosztów bilansowania systemu niższe o +59 mln PLN R/R.

Wytwarzanie

- Wyższe przychody ze sprzedaży ciepła (wzrost o +10% R/R) z uwzględnieniem wyższego poziomu taryfy za wytwarzanie i przesył ciepła.
- Spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej z wytwarzania o -4% R/R przy niższych o -8% wolumenach sprzedaży.

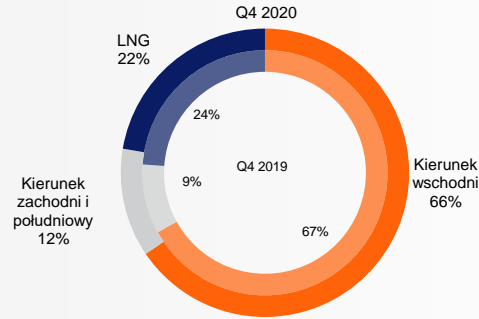
* Na całkowity poziom odpisów aktualizujących w Q4 2020 istotny wpływ miała zmiana sposobu prezentacji odpisów w sprawozdaniu finansowym spółki PGNiG Upstream Norway AS za 2020 rok. Zgodnie z nowym sposobem prezentacji, w Q4 2020 PUN dokonało zwiększenia odpisów aktualizacyjnych (ujmowanych w EBIT) i jednocześnie zmniejszenia salda podatku odroczonego. Zmiana sposobu prezentacji nie ma wpływu na wynik netto osiągnięty przez PUN.

**Eliminacje w 2019: +21 mln PLN oraz w 2020: -39 mln PLN

Sprzedaż i struktura importu gazu

- > Spadek udziału w imporcie gazu z kierunku wschodniego oraz LNG. Wzrost udziału gazu importowanego z kierunków zachodniego i południowego.
- > W Q4 2020 r. w terminalu w Świnoujściu rozładowano 7 gazowców, w tym: 5 z kontraktu z Qatargas oraz 2 ładunki spot.
- > Wyższa sprzedaż gazu Grupy PGNiG na skutek wzrostu sprzedaży PGNiG OD oraz PGNiG SA.

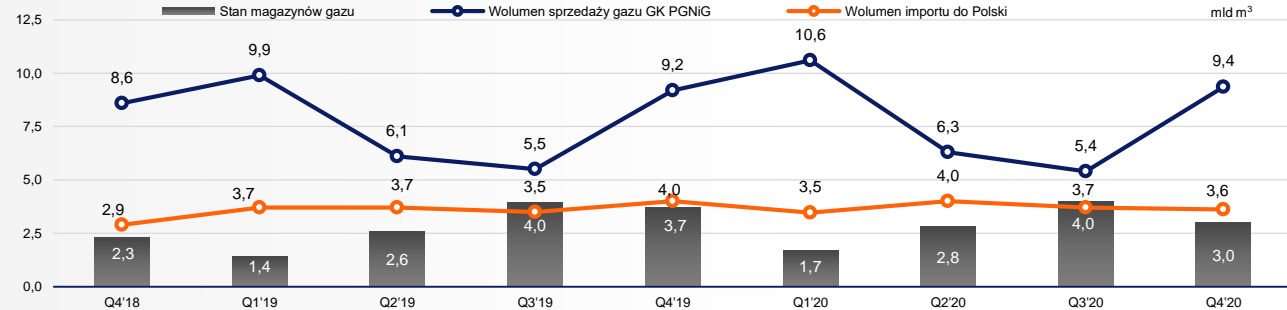
> Import gazu do Polski



> Sprzedaż gazu poza GK PGNiG według spółek

[mln m ³]	Q4 2019	Q4 2020	Δ%
Grupa PGNiG:	9 182	9 361	+2%
<i>PGNiG SA</i>	5 389	5 570	+3%
<i>PGNiG OD</i>	2 306	2 539	+10%
<i>PST</i>	1 487	1 252	-16%

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



Komentarz:

- > Zapas LNG w terminalach: ok. 48 mln m³ po regazyfikacji (stan na 31.12.2020 r.).

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

Koszty operacyjne w Q4 2020 vs Q4 2019

[mln PLN]	Q4 2019*	Q4 2020	Δ%
Koszt gazu	-7 810	-5 798	-26%
Paliwa do produkcji ciepła i energii	-310	-294	-5%
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	-625	-663	+6%
Świadczenia pracownicze	-924	-1 050	+14%
Usługa przesyłowa	-265	-266	-
Pozostałe usługi obce	-509	-564	+11%
<i>Usługi regazyfikacji LNG</i>	-96	-97	-
Podatki i opłaty	-134	-145	+8%
Pozostałe przychody i koszty operacyjne**	-231*	-146	-36%
<i>Zmiana stanu odpisów na zapasy</i>	-332	-2	-99%
<i>Zmiana stanu rezerw</i>	39	-78	-4x
Odpisy z tytułu utraty wartości rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	-371	-850	+129%
<i>Koszt odwertów negatywnych i sejsmiki</i>	-144	-70	-52%
<i>Odpisy aktualizujące wartość składników majątku trwałego</i>	-226	-780	-245%
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	330*	332	+1%
Amortyzacja	-921	-983	+7%
Koszty operacyjne ogółem	-11 770	-10 427	-11%
<i>Koszty operacyjne bez kosztu sprzedanego gazu</i>	-3 960	-4 629	+17%

Komentarz

- Zmiana formuły cenowej w kontrakcie jamalskim, przy niższych cenach gazu ziemnego na towarowych giełdach energii, miała zasadniczy wpływ na spadek kosztów gazu (o -26% R/R).
- Wzrost kosztów zakupu energii na cele handlowe (do 505 mln PLN, czyli o +9% R/R) przy niższych średnich cenach sprzedaży energii w Q4 2020 (+5% R/R dla TERMIKA SA).
- Wzrost kosztów z tytułu świadczeń pracowniczych (+14% R/R) w Grupie.
- Niższe R/R koszty odwertów negatywnych (-60 mln PLN w Q4 2020 vs -139 mln PLN w Q4 2019). W Q4 2020 spisano 3 odwertu negatywne, przy 5 w Q4 2019.
- Zawiązanie odpisu z tytułu utraty wartości majątku trwałego na poziomie -780 mln PLN w Q4 2020. W Q4 2019 zawiązanie odpisu na poziomie -226 mln PLN.
- Wzrost zawiązanych rezerw na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności na poziomie -72 mln PLN w Q4 2020 vs -51 mln PLN w Q4 2019.
- Różnice kursowe netto dotyczące działalności operacyjnej +33 mln PLN w Q4 2020 vs. -18 mln PLN w Q4 2019.
- Wynik na instrumentach pochodnych w pozostałych kosztach operacyjnych netto (nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń): +14 mln PLN w Q4 2020 vs -1 mln PLN w Q4 2019.
- Wzrost amortyzacji, głównie w segmencie PiW (Norwegia): -167 mln PLN w Q4 2020 vs -68 mln PLN w Q4 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

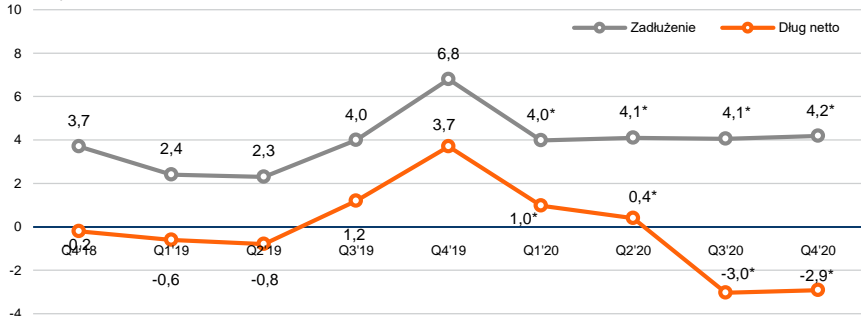
Źródła finansowania (stan na 31.12.2020 r.)

mln PLN



Zadłużenie na koniec kwartału

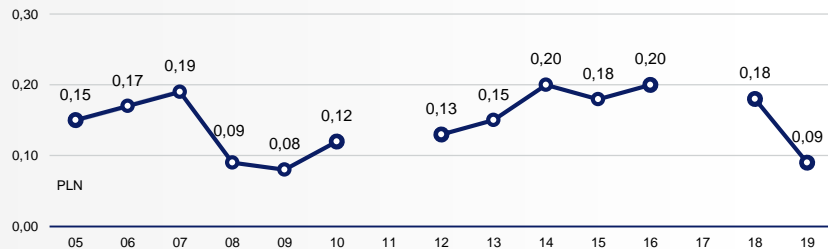
mlrd PLN



*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.

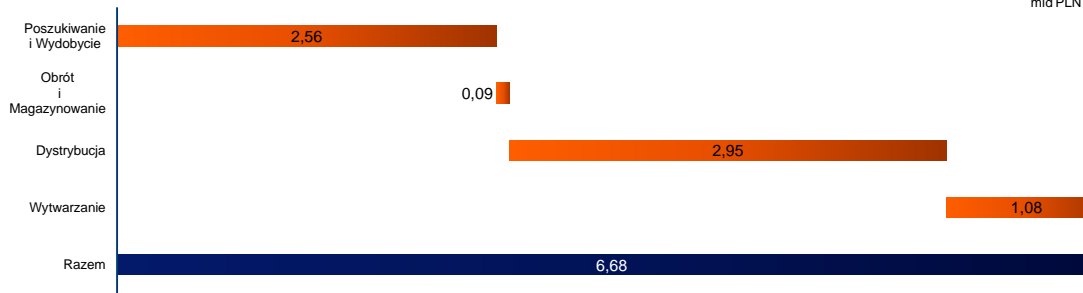
Dywidenda za rok obrotowy (na akcje)



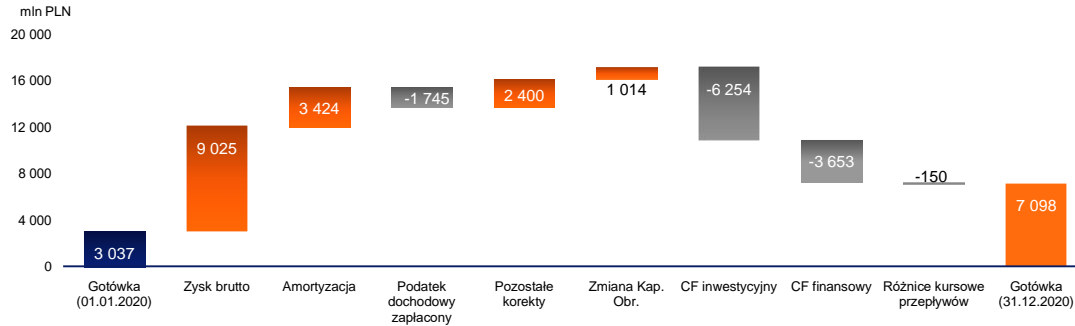
- 24 czerwca 2020 r. Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG podjęło uchwałę nr 21/2020 w sprawie przeznaczenia kwoty 520 048 337,13 zł z zysku netto za 2019 rok, na wypłatę dywidendy w wysokości 0,09 PLN na jedną akcję.
- Dzień dywidendy nastąpił 20 lipca 2020 roku, natomiast wypłata nastąpiła 3 sierpnia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

CAPEX, bilans oraz rachunek przepływów pieniężnych

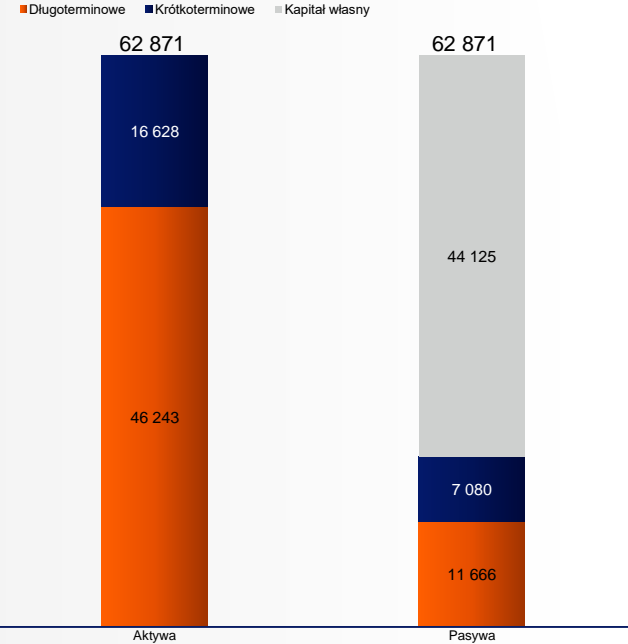
> CAPEX – zrealizowany na 31 grudnia 2020 r.*



> Skonsolidowane przepływy pieniężne (01.01.2020 r. - 31.12.2020 r.)



> Bilans Grupy (stan na 31.12.2020 r.)



* Nakłady uwzględniające wydatki na akwizycje złóż węglowodorów; CAPEX zrealizowany na segment Pozostałe: 0,09 mld PLN

Wolumeny operacyjne

WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO, GK PGNiG [mln m ³]	Q4 2020	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 2020	FY 2019	FY 2018	
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	488	441	442	444	452	451	439	477	473	436	461	464	1 328	1 367	1 361	1 816	1 819	1 834	
<i>w tym w Polsce</i>	328	330	336	343	348	337	327	326	336	323	314	323	1 009	990	960	1 337	1 337	1 296	
<i>w tym w Norwegii</i>	159	112	106	101	104	114	112	151	137	113	147	141	319	377	401	478	481	538	
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	731	673	582	719	721	645	601	704	722	659	612	719	1 973	1 950	1 990	2 704	2 671	2 712	
<i>w tym w Polsce</i>	642	591	526	650	668	593	556	661	673	606	559	674	1 767	1 810	1 839	2 409	2 478	2 512	
<i>w tym w Pakistanie</i>	88	82	56	69	53	52	45	43	49	53	53	45	207	140	151	295	193	200	
RAZEM (przeliczony na E)	1 218	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	4 520	4 489	4 546	
SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO, GK PGNiG [mln m³]																			
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	8 866	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	29 962	29 057	27 466	
<i>w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG</i>	1 252	902	931	1 362	1 487	1 305	1 099	1 352	1 360	855	716	998	3 195	3 755	2 568	4 447	5 242	3 929	
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	495	357	342	482	447	350	336	465	442	337	308	491	1 181	1 151	1 136	1 676	1 597	1 578	
RAZEM (przeliczony na E)	9 361	5 379	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	31 637	30 654	29 044	
<i>w tym sprzedaż bezpośrednio ze złóż</i>	273	219	192	250	235	210	170	229	228	211	179	237	656	609	627	929	844	855	
IMPORT GAZU ZIEMNEGO, PGNiG SA [mln m³]																			
Razem	3 618	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	14 790	14 851	13 530	
<i>w tym: kierunek wschodni</i>	2 370	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	8 997	8 946	9 038	
<i>w tym: LNG</i>	808	755	1 213	982	948	706	1 044	727	759	635	815	505	2 949	2 477	1 955	3 757	3 425	2 713	
ROPA NAFTOWA, GK PGNiG [tys. ton]																			
Wydobycie ropy naftowej i kondensatu	362	306	331	325	328	275	290	324	353	320	324	348	963	888	992	1 324	1 216	1 345	
<i>w tym w Polsce</i>	184	159	167	200	208	184	177	208	219	202	189	208	526	568	599	709	776	818	
<i>w tym w Norwegii</i>	178	147	164	125	120	91	113	116	134	118	135	140	437	320	393	615	440	527	
Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu z produkcji	361	324	369	277	361	295	266	288	378	309	294	429	971	850	1 032	1 332	1 210	1 410	
<i>w tym w Polsce</i>	182	161	159	210	201	182	177	210	225	194	188	210	531	570	592	713	771	817	
<i>w tym w Norwegii</i>	179	163	210	67	160	113	89	78	153	115	106	219	440	280	440	619	439	593	
WYTWARZANIE																			
Produkcja E.c. netto (sprzedaż) [TJ]	13 020	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	38 940	39 263	40 659	
Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) [GWh]	1 165	454	637	1 382	1 266	425	744	1 513	1 315	523	598	1 539	2 473	2 682	2 661	3 638	3 948	3 974	