





Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

Prezentacja Spółki



Grudzień 2021

Spis treści

- > 1. Grupa PGNiG i rynek gazu w Polsce
- > 2. Segmenty Grupy PGNiG
 -  > Poszukiwanie i Wydobywanie
 -  > Obrót i Magazynowanie
 -  > Dystrybucja
 -  > Wytwarzanie
- > 3. Strategia, nakłady
- > 4. 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.

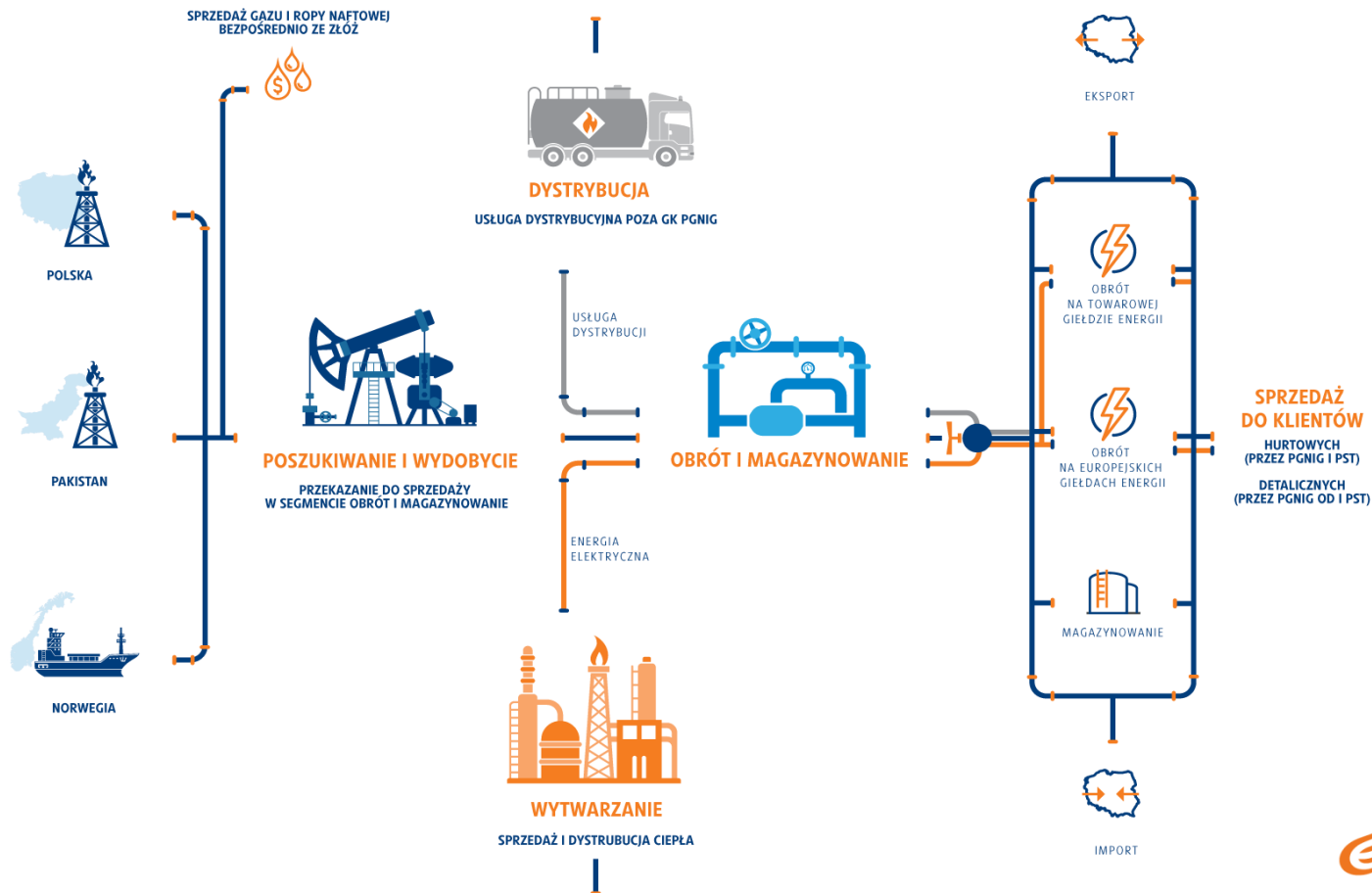


> Zawarcie aneksów do umów na dostawy LNG z Venture Global Plaquemines LNG oraz Venture Global Calcasieu Pass



Grupa PGNiG i rynek gazu w Polsce

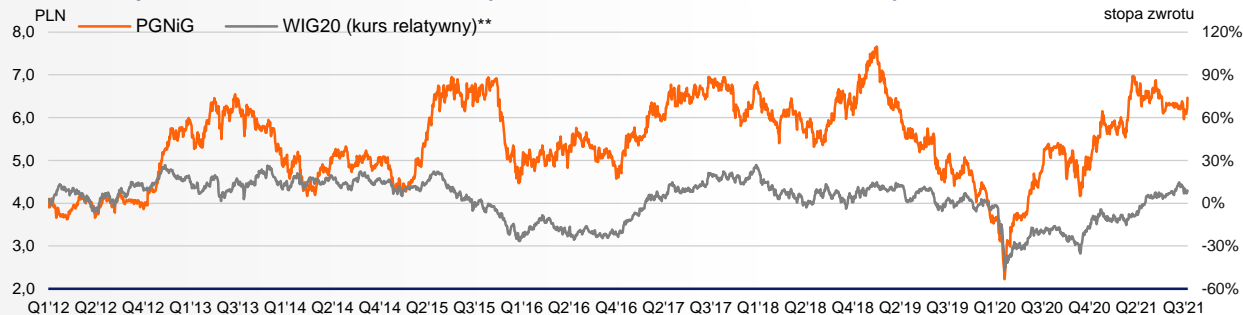
Wiodąca zintegrowana grupa w polskim sektorze gazowo - naftowym



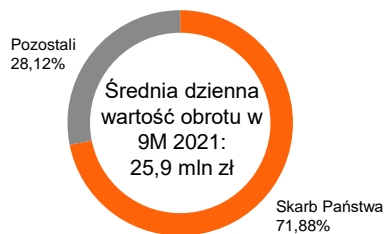
Trzecia największa polska spółka notowana na GPW*

- > Notowana na GPW od września 2005 r.
- > Kapitalizacja rynkowa około 34,6 mld zł (EUR 7,4 mld, USD 8,3 mld)*
- > Udział w WIG20***: 3,833 %

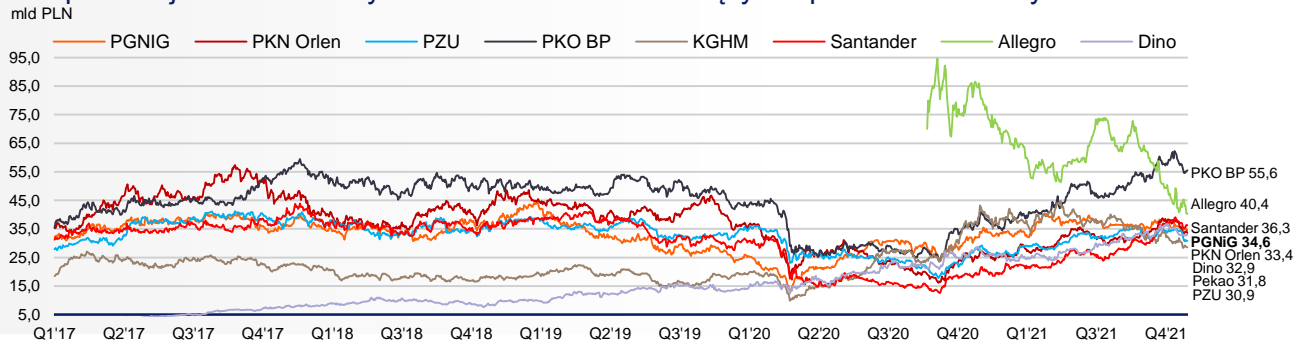
> Kurs akcji PGNiG oraz WIG20 od stycznia 2012 roku wraz ze stopą zwrotu



> Struktura akcjonariatu (stan na 30.09.2021 r.)



> Kapitalizacja PGNiG od stycznia 2017 r. wraz z wiodącymi spółkami notowanymi na GPW



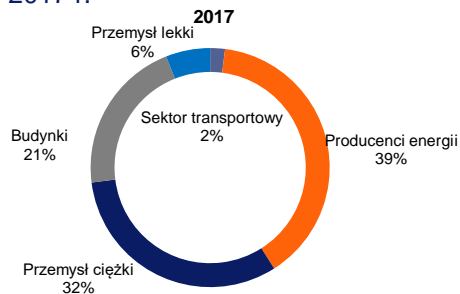
* Pod względem kapitalizacji na dzień 25.11.2021 r. z pominięciem dywidend: PGNiG = 5,988, EUR/PLN = 4,678, USD/PLN = 4,173.

** Wykres notowań WIG20 uwzględniający relatywne zmiany procentowe względem kursu PGNiG (na dzień 25.11.2021 r.)

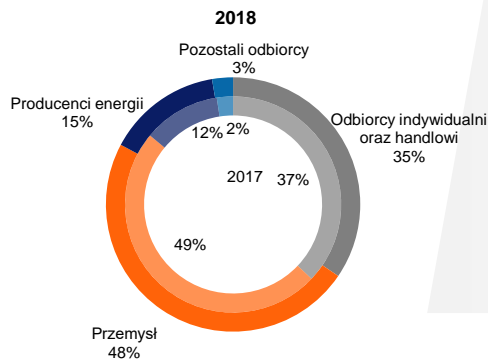
*** Na podstawie portfela indeksu WIG20 (stan na dzień 25.11.2021r.)

Rynek gazu w Polsce: niska konsumpcja gazu z potencjałem wzrostowym

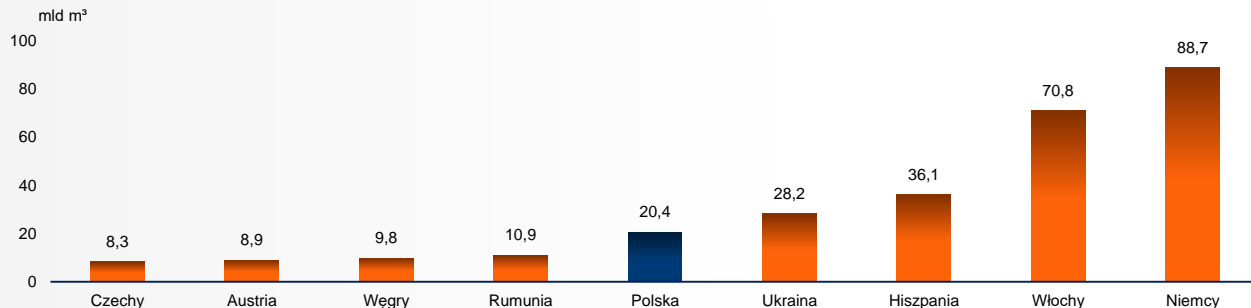
- > Zużycie gazu na świecie według sektorów w 2017 r.



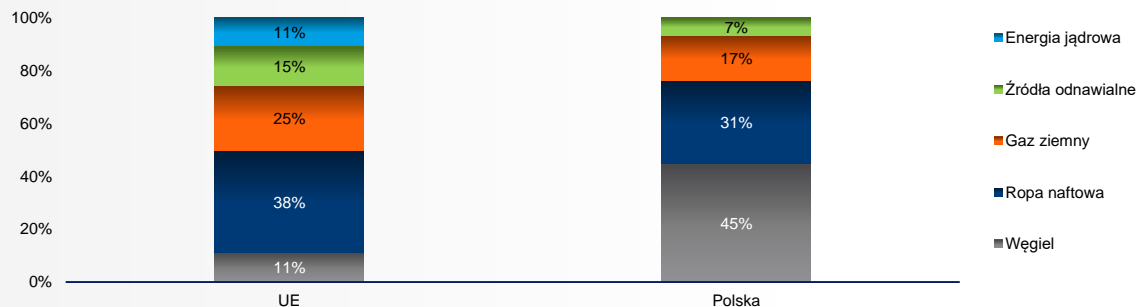
- > Sprzedaż gazu przez PGNiG według sektorów w 2018 r. i 2017 r.



- > Zużycie gazu ziemnego wg krajów w 2019 r.

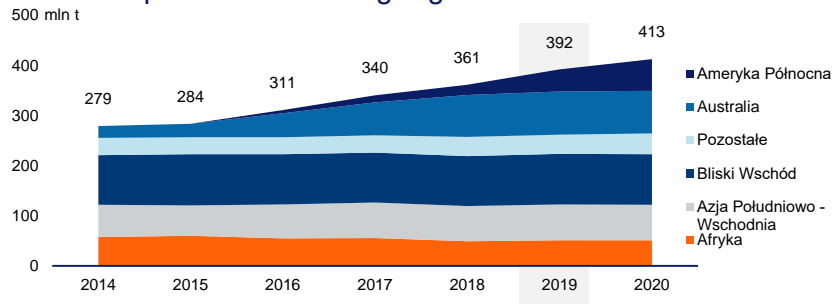


- > Zużycie energii pierwotnej (stan na lipiec 2020 r.)

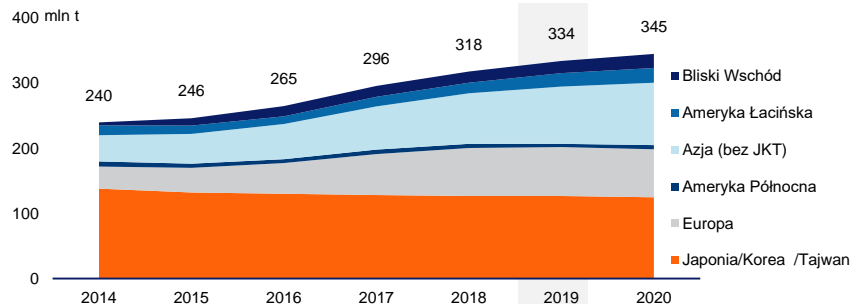


Rynek gazu na świecie

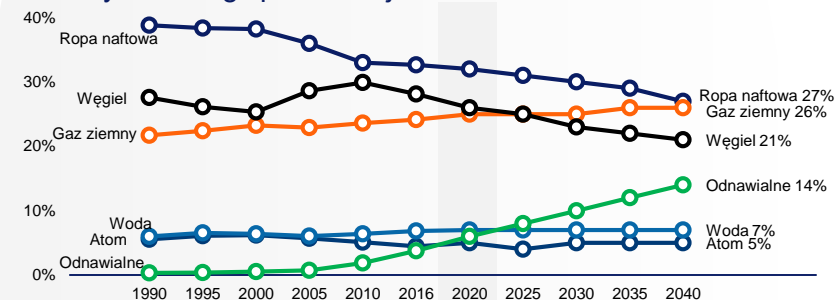
> Roczna podaż LNG według regionów



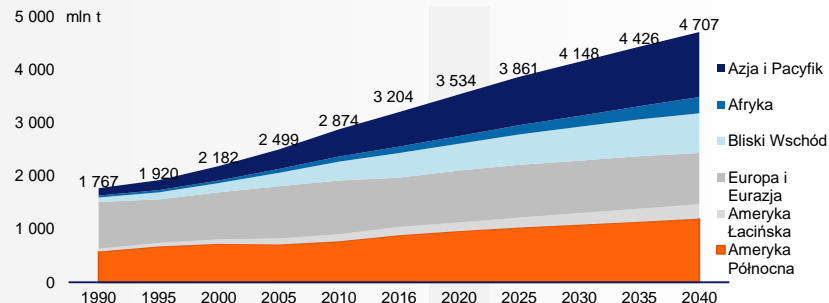
> Roczny popyt na LNG według regionów



> Zużycie energii pierwotnej na świecie



> Popyt na gaz ziemny



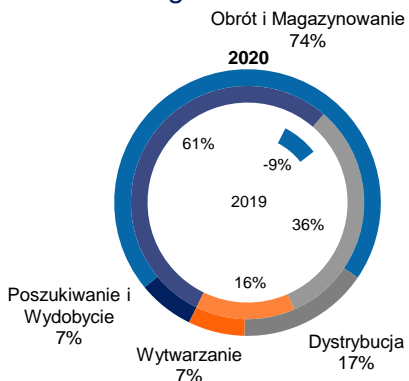


Segmenty Grupy PGNiG

Wyniki finansowe Grupy PGNiG w latach 2010-2020

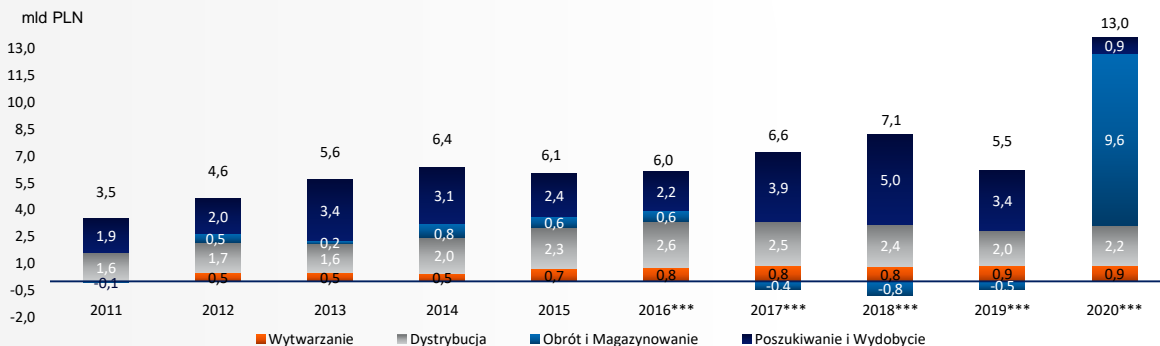
- > Szósta największa spółka w Europie Środkowo-Wschodniej*
- > Trzecia największa spółka paliwowa w regionie*
- > Stabilny poziom EBITDA dzięki zdywersyfikowanym źródłom przychodów

> Udział segmentów w EBITDA

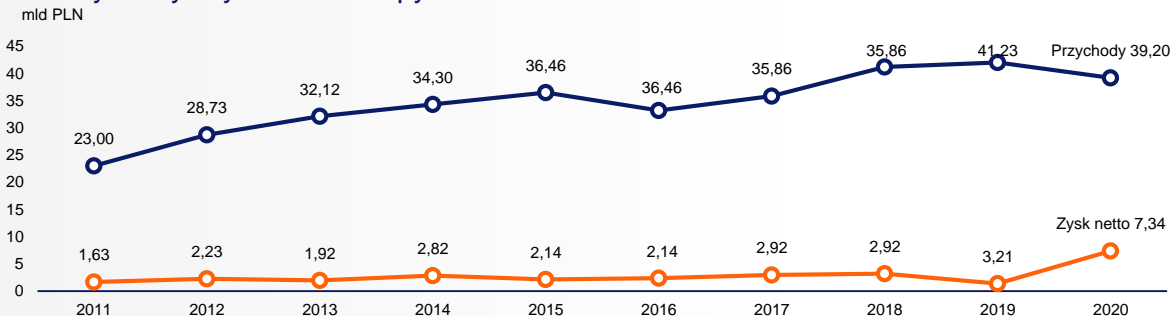


Udział pozostałych segmentów w EBITDA w 2020: -5%; in 2019: -4%

> EBITDA Grupy PGNiG**



> Przychody i zysk netto Grupy PGNiG



* Źródło: TOP 500 CEE 2021 / ** EBITDA 2010-2015 przed wewnętrznymi eliminacjami z wyłączeniem segmentu „Pozostałe segmenty” / EBITDA segmentu OiM za 2020 r. z uwzględnieniem jednorazowego efektu 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
 *** przekształcone, „Pozostałe segmenty” nie zostało zaprezentowane na wykresie

Lider działalności poszukiwawczo-wydobywczej ropy i gazu w Polsce



> Złoża PGNiG w Polsce**:

- > udokumentowane zasoby gazu 554 mln boe (86,0 mld m³)
- > udokumentowane zasoby ropy 105 mln boe (14,3 mln ton)

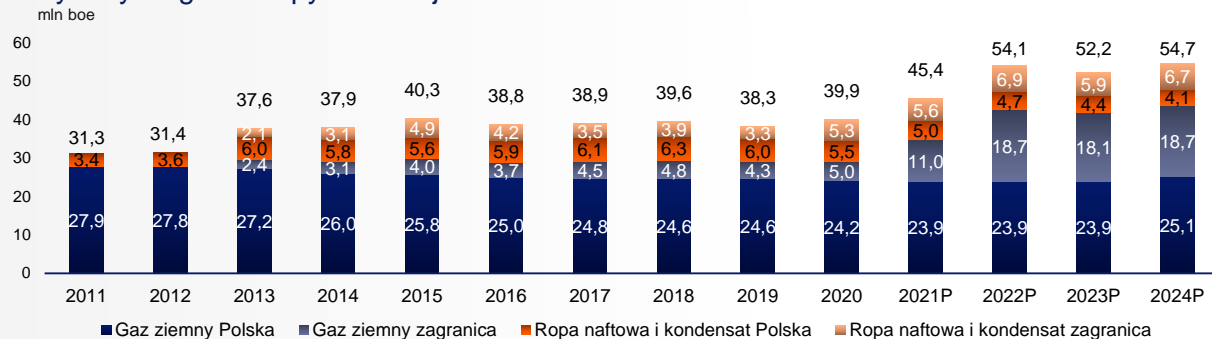
> Koncesje na ropę i gaz w Polsce**:

- > 11 na poszukiwanie i rozpoznawanie
- > 36 koncesji łącznych

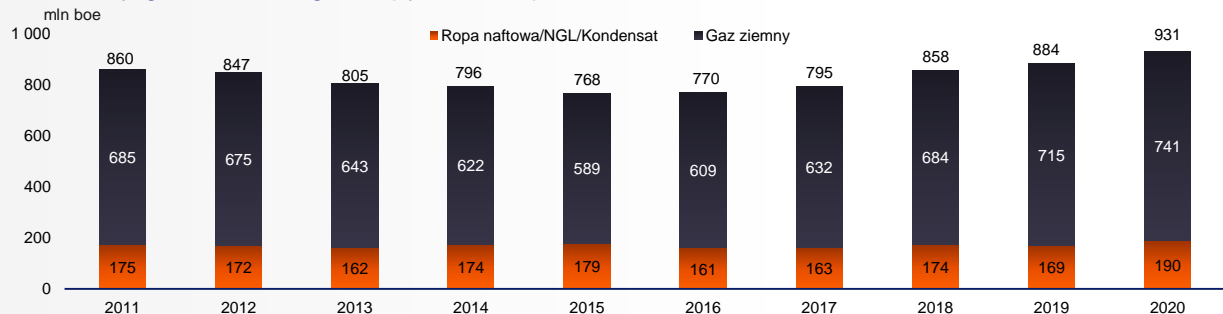
> Działalność poszukiwawcza i wydobywcza:

- > 53 kopalni gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce
- > Ponad 2 tys. odwiertów eksploatacyjnych

> Wydobycie gazu i ropy naftowej*



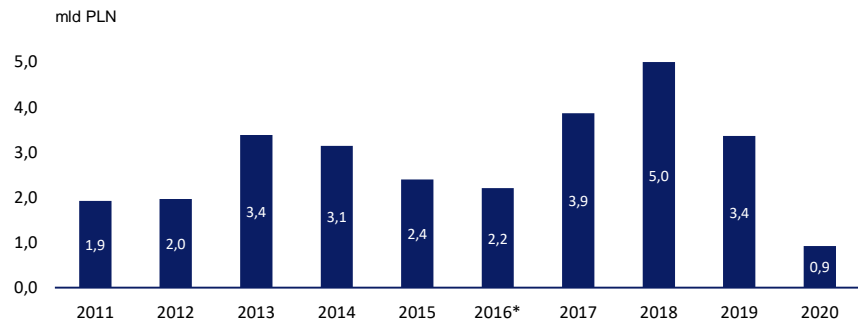
> Zasoby gazu ziemnego i ropy naftowej



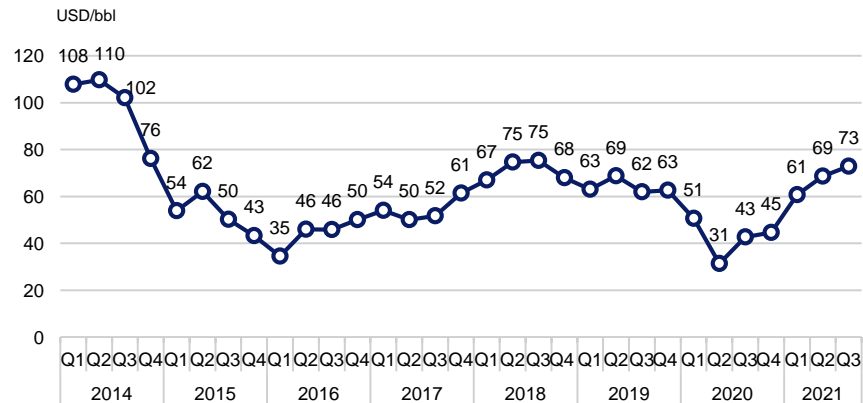
Wyniki finansowe segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie



EBITDA segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie

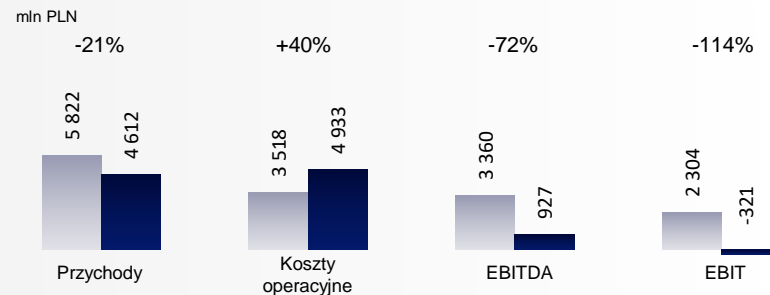


Średnia cena ropy naftowej Brent

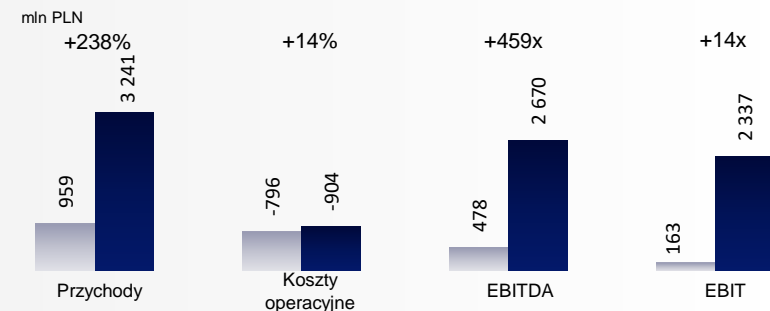


* przekształcone

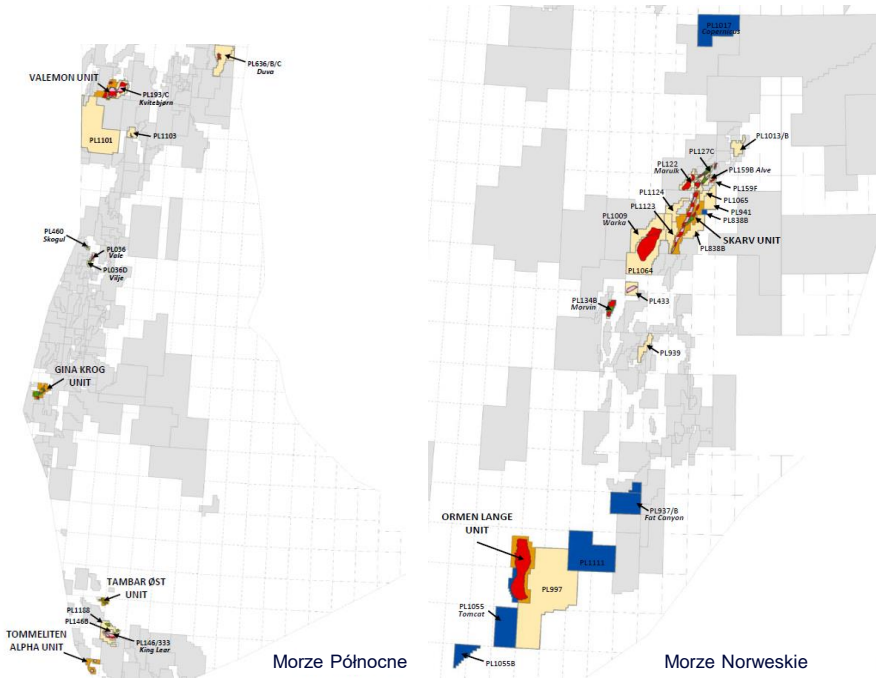
Wyniki segmentu za 2019 vs 2020



Wyniki segmentu za Q3 2020 vs Q3 2021



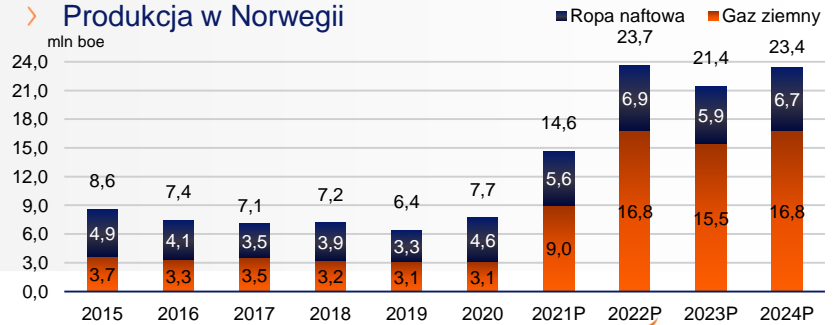
Działalność zagraniczna – Norwegia



> Rezerwy w Norwegii (stan na 30 września 2021 r.)

	Gaz naturalny	Ropa naftowa i NGL	Razem (mln boe)
Skarv	10.2	5.5	15.7
Ærfugl & Snadd Outer	19.2	7.2	26.4
Gina Krog	8.6	5.8	14.4
Vilje	0.0	3.0	3.0
Vale	0.3	0.2	0.5
Morvin	0.6	1.0	1.6
Tommeliten Alpha	40.7	17.7	58.4
Skogul	0.1	1.4	1.5
Duva	15.4	11.7	27.0
King Lear	14.8	20.6	35.4
Kvitebjorn	8.3	1.9	10.3
Valemon	0.9	0.1	1.0
Shrek	2.2	3.7	6.0
Alve Nord	3.5	1.8	5.3
Razem	124.9	81.8	206.7
Nabyte złoża (byłe złoża INEOS E&P Norge)	100.0	5.2	105.2
Razem (łącznie z nabyciem INEOS E&P Norge)	224.9	87.0	311.9

> Produkcja w Norwegii



Nabycie INEOS E&P Norge AS

14



- > Zawarcie umowy nabycia INEOS E&P Norge przez PGNiG – Wrzesień 2021:
- > 22 koncesje na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, z czego ponad 94% stanowią zasoby gazu ziemnego
- > Udział w 3 złożach:
 - > 14% udziałów w złożu Ormen Lange – drugie co do wielkości złoża gazu ziemnego na Norweskim Szelfie Kontynentalnym,
 - > 30% udziałów w złożu Marulik i 15% w złożu Alve.
- > 8.2% udziałów w terminalu gazowym Nyhamna:
 - > Terminal obsługuje między innymi złoża Ormen Lange i Aasta Hansteen.
 - > Stabilne źródło przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej, które nie są zależne od wahań cen węglowodorów.
- > Koncesje poszukiwawcze
- > Rezerwa
 - > ok. 140 mln baryłek ekwiwalentu ropy naftowej
- > Produkcja
 - > Szacowany średni poziom wydobycia gazu ziemnego przez PGNiG w Norwegii może wzrosnąć o ok. 1,5 mld m³ rocznie w najbliższych 5 latach.
 - > Poziom produkcji gazu przez PGNiG UN w Norwegii może osiągnąć poziom 4 mld m³ gazu ziemnego rocznie w 2027 roku.
- > Transport do Polski
 - > Gaz ziemny z Ormen Lange jest transportowany przez norweski gazociąg Gassled, który może być podłączony do Baltic Pipe.





Działalność zagraniczna – Pakistan i pozostałe

> Aktywa: Pakistan

data umowy	18 maja 2005
udziały	PGNiG 70%, Pakistan Petroleum 30%
obszar	956 km ²
położenie	provincia Sindh, blok Kirthar
zobowiązania	10 odwiertów, sejsmika 2D i 3D
szacowane zasoby	6,64 mld m ³ gazu ziemnego (4,88 mld m ³ /31,4 mln boe Rehman, 1,76 mld m ³ /11,4 mln boe Rizq)

Eksploatacja ze złóż Rehman i Rizq prowadzona jest za pomocą kopalni na złożu Rehman. Udział PGNiG w produkcji ze złóż Rehman i Rizq prowadzonej 10 odwiertami w 2020 wyniósł ok. 295 mln m³ w przeliczeniu na gaz wysokometanowy. Pozytywny wynik złożowy uzyskał otwór eksploatacyjny Rizq-3 (prace rozpoczęte w lipcu 2019 r.). Na otworze Rehman-7 trwają wiercenia (prace rozpoczęte w lutym 2020 r.). Łącznie odwiercono ponad 2,96 kmb w otworze Rehman – 7.

W ramach kontynuacji prac poszukiwawczych w 2021 r. oddział PGNiG w Pakistanie planuje zakończyć interpretację danych sejsmicznych: 3D na obszarze obiektu poszukiwawczego W1 oraz zdjęcia sejsmicznego 2D na obszarze obiektu poszukiwawczego W2.



Licencja Kirthar

> Pozostała aktywność zagraniczna w 2020 r. i 9M 2021

Prace sejsmiczne:

- > w zakresie akwizycji danych sejsmicznych w: Polsce, Bułgarii, Chorwacji, Niemczech, Mozambiku, Zjednoczonych Emiratach Arabskich.
- > w zakresie przetwarzania i interpretacji danych sejsmicznych w: Polsce, Holandii, Zjednoczonych Emiratach Arabskich, Pakistanie, Kolumbii i Meksyku.

Prace wiertnicze:

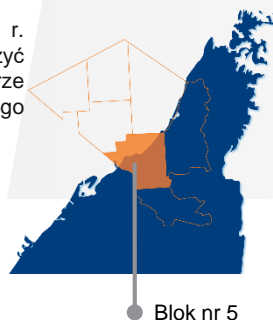
- > główne obszary prac: Pakistan, Czad, Kazachstan, Ukraina.

Libia:

- > od 2008 roku jedna licencja LC113 na wydobycie, ale w połowie 2014 zgłoszono wystąpienie siły wyższej;
- > PGNiG Upstream North Africa BV na bieżąco monitoruje rozwój sytuacji politycznej w Libii i podjęła od kwietnia 2021 r. przygotowania do wznowienia prac poszukiwawczych w Libii i zniesienia siły wyższej w przypadku przeprowadzenia powszechnych wyborów w grudniu 2021 r. i uznania ich wyników przez główne siły polityczne.

ZEA:

- > W grudniu 2018 r. PGNiG wygrało przetarg na nabycie praw w zakresie poszukiwania, rozpoznawania i wydobywania węglowodorów w emiracie Ras Al Khaima.
- > Pod koniec 2019 r. rozpoczęto akwizycję danych sejsmicznych, która trwała do maja 2020 r. Od tego czasu PGNiG prowadzi prace przetwarzania i interpretacji danych pod kątem wyłonienia lokalizacji pod wiercenie pierwszego odwiertu poszukiwawczego. Rozpoczęcie prac wiertniczych jest planowane na IV kwartał 2022 r. Równolegle trwają prace mające na celu pozyskanie praw do kolejnych bloków w emiracie Ras Al Khaimah.

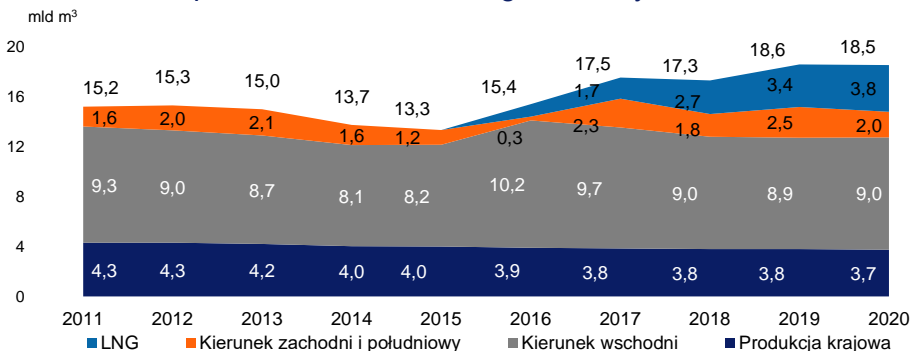


Blok nr 5

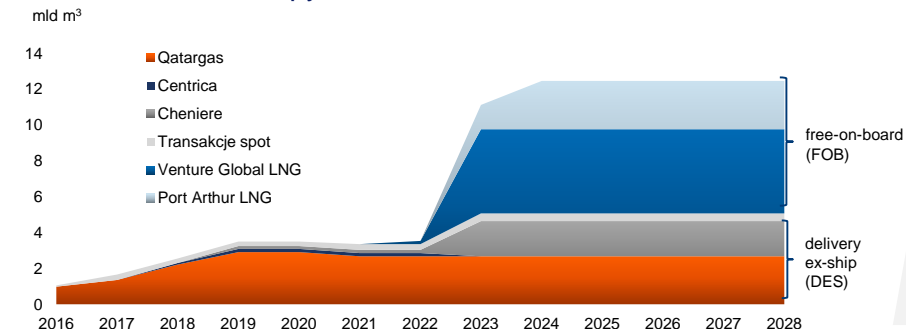
Pozyskanie i sprzedaż gazu



Źródła zaopatrzenia PGNiG SA w gaz ziemny



Portfolio LNG Grupy PGNiG

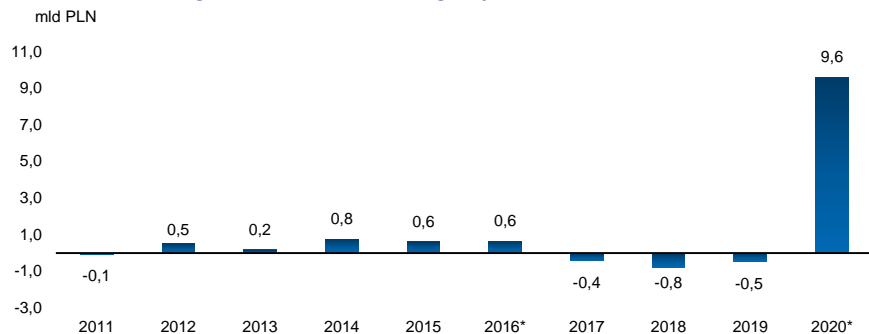


- > Kontrakt Jamalski z firmą Gazprom na dostawy gazu (do 2022):
 - > do 10,2 mld m³ rocznie, 85% Take-or-Pay
- > Kontrakt z Qatargas na dostawy LNG (do 2034):
 - > 1,3 mld m³ gazu, 100% Take-or-Pay. Dostawy od czerwca 2016 r.
 - > umowa dodatkowa (całkowity wolumen wzrosnie do 2,7 mld m³ gazu rocznie, a w latach 2018-2020 do ok. 2,9 mld m³ gazu rocznie)
- > Kontrakt z Cheniere na dostawy LNG (do 2042):
 - > 0,73 mld m³ gazu po regazyfikacji łącznie w całym okresie 2019-2022
 - > 1,95 mld m³ gazu rocznie po regazyfikacji w okresie 2023-2042
- > Kontrakty z Venture Global i Port Arthur na dostawy LNG:
 - > 7,4 mld m³ gazu rocznie po regazyfikacji. Dostawy od najwcześniej 2022 r. do 2043 r.
- > 4,5 mld m³ gazu sprzedanego w 2020 roku przez PST do odbiorców końcowych
- > Taryfy:
 - > Obrót gazem: Koszty pozyskania gazu + koszty operacyjne + marża
 - > Obrót detaliczny: Baza kosztowa PGNiG Obrót Detaliczny m.in. koszt pozyskania gazu na TGE (od 1 maja 2021 do 31 grudnia 2021, wzrost średnich cen gazu ziemnego o 5,6%)
 - > Magazynowanie: Koszt + zwrot z kapitału (6,0% WACC x 3,3 mld zł wartości regulowanej aktywów WRA) (od maja 2020 r.)

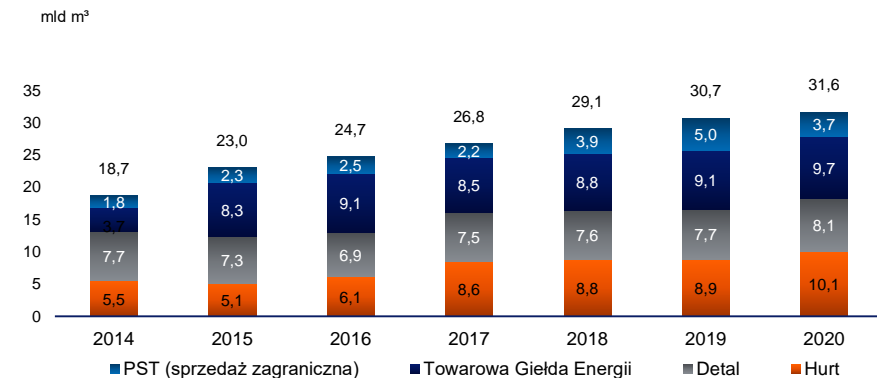
Wyniki finansowe segmentu Obrót i Magazynowanie



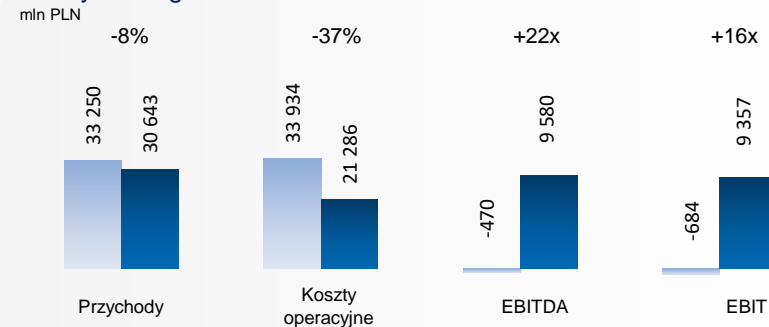
> EBITDA segmentu Obrót i Magazynowanie



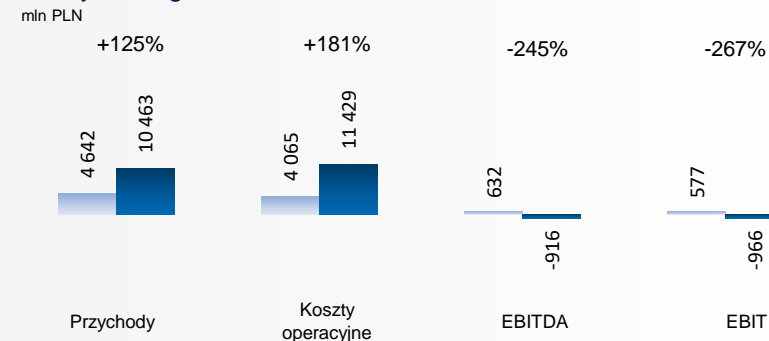
> Sprzedaż gazu ziemnego przez PGNiG SA, PGNiG OD i PST



> Wyniki segmentu za 2019 vs 2020

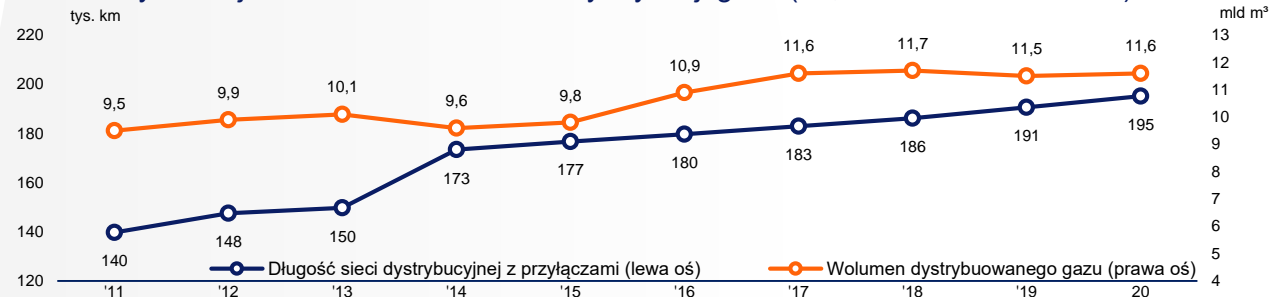


> Wyniki segmentu za Q3 2020 vs Q3 2021



- > Polska Spółka Gazownictwa ma dominujący udział na rynku, należy do niej 97% krajowej sieci dystrybucyjnej oraz niemal 99% przyłączy*.
- > Dostarcza gaz od sprzedawców do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej (gosp. domowych i przedsiębiorstw).
- > Segment odpowiedzialny za eksploatację, remonty i rozbudowę tej sieci.
- > W skład segmentu wchodzi Polska Spółka Gazownictwa (PSG).

> Stabilny rozwój sieci i wzrost wolumenu dystrybucji gazu (+2,3% CAGR 2005-2020)



> Pokrycie siecią dystrybucyjną (ok. 67,3% Polski)

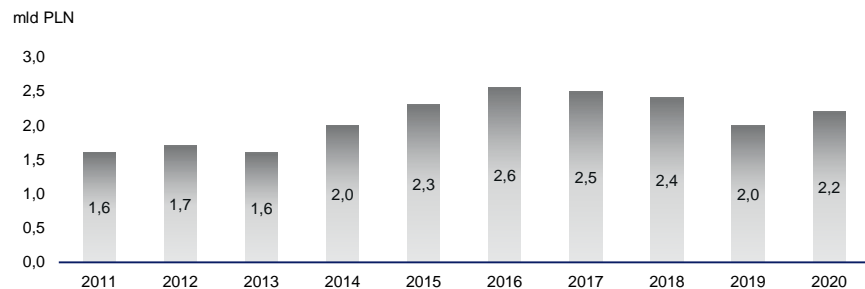


- > Taryfa:
 - > Taryfa nr 9 zatwierdzona przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w styczniu 2021 r., obowiązująca od lutego 2021 r.
 - > Koszt + zwrot z kapitału (5,5% WACC x 14,3 mld zł wartości regulowanej aktywów WRA)

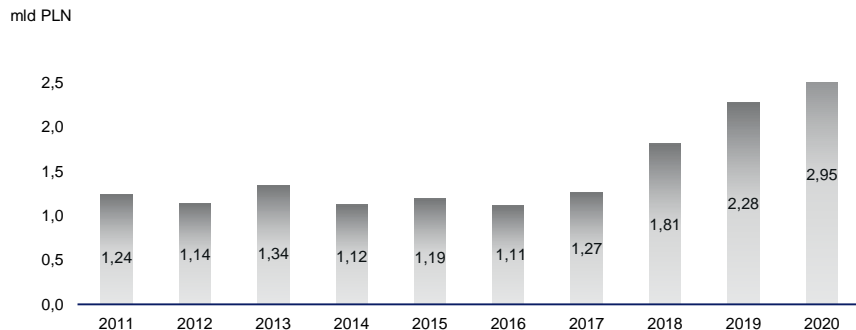


Wyniki finansowe segmentu Dystrybucja

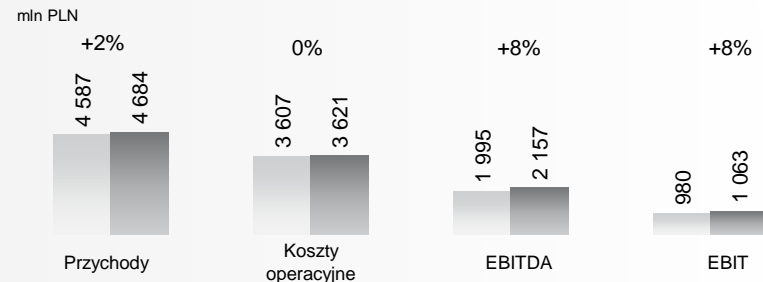
> EBITDA segmentu Dystrybucja



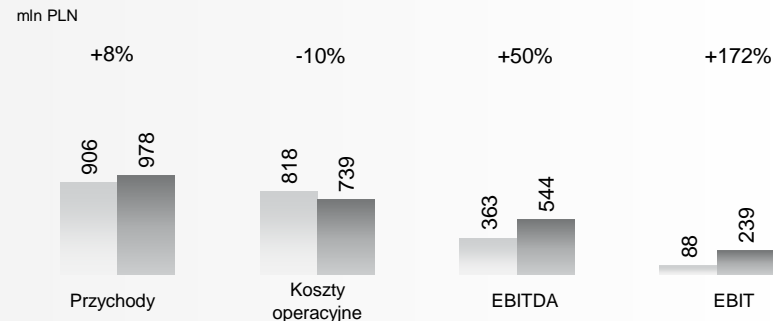
> CAPEX segmentu Dystrybucja



> Wyniki segmentu za 2019 vs 2020



> Wyniki segmentu za Q3 2020 vs Q3 2021



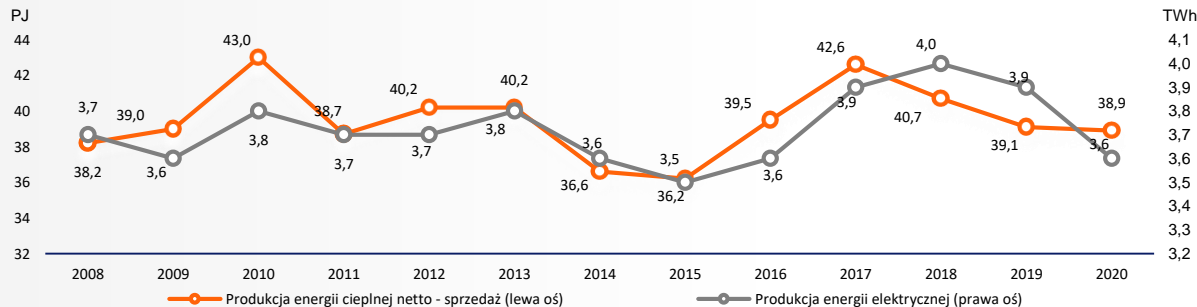


- > **Udział na rynku krajowym*:**
 - > moc cieplna 10%
 - > wolumen sprzedaży ciepła 11%
- > **Udział na rynku warszawskim:**
 - > największy producent ciepła i energii elektrycznej w kogeneracji
 - > szacunkowe pokrycie całkowitego zapotrzebowania na ciepło ok 70%
 - > szacunkowe pokrycie całkowitego zapotrzebowania na energię elektryczną ok. 50%
 - > ciepło dostarczane do sieci miasta ok. 98%
- > **Taryfa:**
 - > System taryf benchmarkowych na rynku ciepłowniczym z istotnym potencjałem wzrostu wartości ze względu na niski koszt produkcji ciepła

Kluczowe dane operacyjne PGNiG Termika

Moc zainstalowana cieplna	5,2 GWt
Moc osiągalna elektryczna	1,2 GWe
Sprzedaż ciepła (regulowana) w 2019 r.	38,9 PJ
Sprzedaż energii elektrycznej (z produkcji) w 2019 r.	3,6 TWh

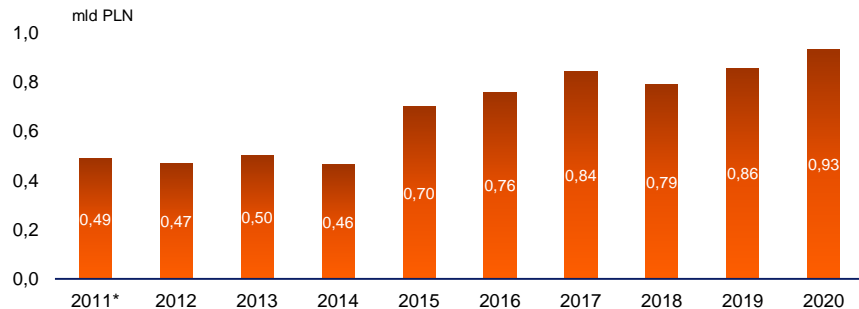
> Produkcja ciepła i energii elektrycznej



Wyniki finansowe segmentu Wytwarzanie



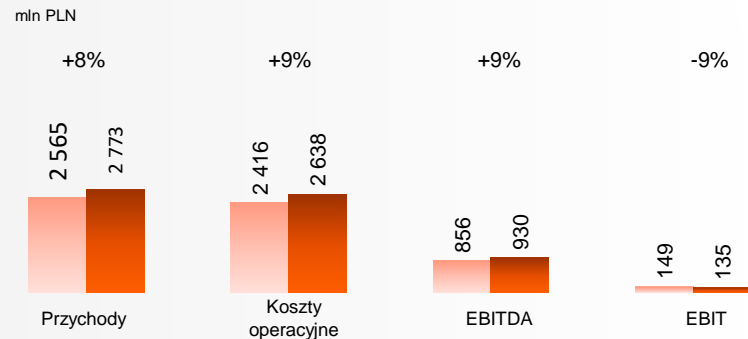
> EBITDA segmentu Wytwarzanie



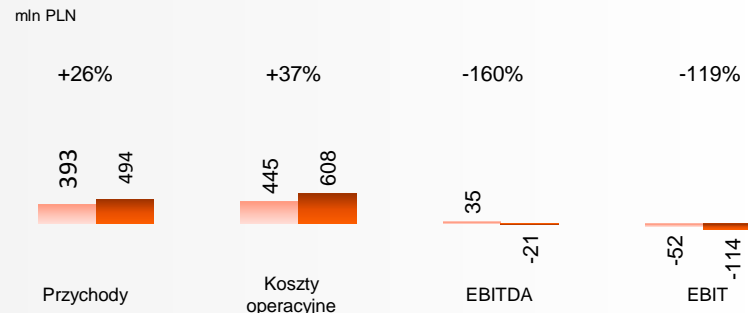
> Inwestycje

- > Elektrociepłownia kogeneracyjna Stalowa Wola (Q3 2020 r.)
 - > 50/50 JV PGNiG i Tauron Polska Energia: Nakłady inwestycyjne 1,6 mld zł
 - > Umowa na sprzedaż energii elektrycznej. PGNiG dostarczy 0,5 mld m³ gazu przez 14 lat
 - > Moc bloku gazowego: 450 MWe oraz 240 MWt
- > Blok gazowy w Ostrołęce.
 - > Umowa inwestycyjna pomiędzy PGNiG, Energa i PKN Orlen dotycząca współpracy przy budowie bloku gazowego (22 grudnia 2020 r.). Toczy się postępowanie przed UOKiK o zgodę na utworzenie wspólnego przedsiębiorstwa.
- > Budowa bloku gazowego 500 MWe – EC Żerań w Warszawie (Q4 2021 r.)

> Wyniki segmentu za 2019 vs 2020



> Wyniki segmentu za Q3 2020 vs Q3 2021





Strategia, nakłady

Strategia GK PGNiG na lata 2017-2022 (z perspektywą do 2026 r.)

#1

Misja

Jesteśmy zaufanym dostawcą energii dla domu i biznesu

Zaufany

Nasi klienci polegają na wysokiej jakości i wiarygodności świadczonych usług

Dostawca energii

Kompleksowo zaspakajamy potrzeby energetyczne klientów (gaz + prąd + ciepło + inne/usługi)

Dom i biznes

Damy i cenimy wszystkich naszych klientów - gospodarstwa domowe, firmy i instytucje

#2

Wizja

Odpowiedzialnie i efektywnie dostarczamy innowacyjne rozwiązania energetyczne

Odpowiedzialnie

Działamy przejrzysto w oparciu o zasady odpowiedzialności społecznej

Efektywnie

Jesteśmy zoptymalizowani procesowo i kosztowo

Innowacyjne rozwiązania

Jesteśmy liderem innowacyjności w branży energetycznej

#3

Cel nadrzędny

Wzrost wartości GK PGNiG oraz zapewnienie stabilności finansowej

Wzrost wartości

Naszą nadrzędną aspiracją jest kreowanie wartości dodanej dla naszych akcjonariuszy i klientów

Stabilność finansowa

Dążymy do zapewnienia długoterminowej stabilności finansowej i wiarygodności kredytowej

Podstawowe cele strategiczne Grupy

Cel nadrzędny:

wzmocnienie pozycji konkurencyjnej Grupy przy jednoczesnym wsparciu rozwoju i zapewnieniu bezpieczeństwa rynku gazu w Polsce

Silna pozycja konkurencyjna PGNiG

Nowe kierunki dostaw gazu

w celu wzmocnienia pozycji konkurencyjnej po wygaśnięciu „Jamału” w roku 2022

Inwestycje produkcyjne

w Norwegii ukierunkowane na zwiększenie wydobycia gazu do ok. 2,5 mld m³ rocznie po 2022 roku

Udział w projekcie Korytarza Norweskiego w celu zapewnienia możliwości bezpośredniego importu gazu z Norwegii

Rozwój handlu („tradingu”) gazem i LNG dla poprawy konkurencyjności PGNiG na europejskim i krajowym rynku gazu

Wzrost wartości
GK PGNiG oraz
zapewnienie
stabilności
finansowej

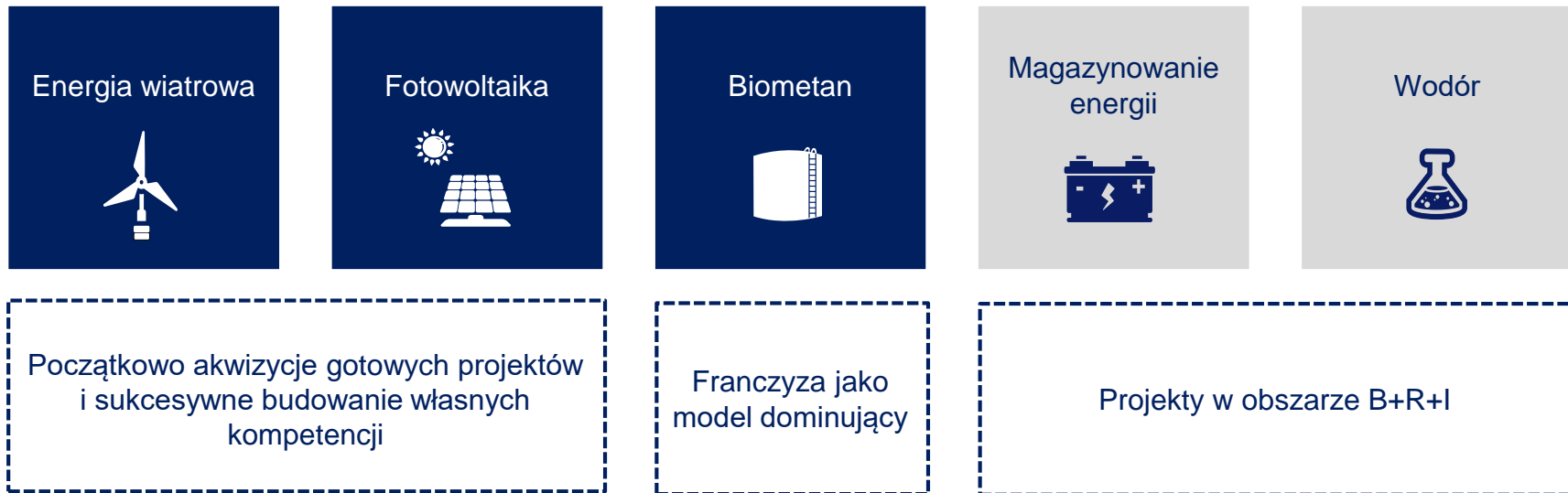
Rozwój rynku gazu w Polsce

Przyspieszenie rozwoju sieci dystrybucyjnej w celu zwiększenia dynamiki przyłączeń nowych odbiorców oraz wzrostu rynku gazu

Intensyfikacja działalności upstream w Polsce w kierunku odbudowy zasobów oraz utrzymania wysokiego poziomu wydobycia

Istotna poprawa standardów obsługi klientów poprzez digitalizację kanałów obsługowych oraz poszerzenie oferty

Obszary zainteresowań Grupy PGNiG w segmencie OZE



W Grupie PGNiG zespół doświadczonych ekspertów i analityków OZE poszukuje nowych potencjalnych obszarów rozwoju.

Na podstawie analiz i modelowych symulacji strategicznych Zarząd PGNiG podjął decyzję o przeznaczeniu na realizację i akwizycję projektów związanych m.in. z wytwarzaniem energii z OZE do 4 mld zł w okresie wykraczającym poza rok 2022 tj. horyzont inwestycyjny obecnej strategii PGNiG. Docelowo pozwoli to Grupie osiągnąć moce wytwórcze do 900 MW, co uczyni PGNiG jednym z czołowych producentów energii ze źródeł odnawialnych w Polsce.

Aspiracje w kluczowych obszarach działalności



1. Poszukiwanie i Wydobywanie

- > Zwiększenie bazy udokumentowanych zasobów węgłowodorów o 35% (do 1 208 mln boe w 2022)
- > Zwiększenie łącznego poziomu wydobycia węgłowodorów o 41% (do 55 mln boe w 2022)



4. Magazynowanie

- > Zabezpieczenie pojemności magazynowych dostosowanych do popytu
- > Wzrost efektywności obszaru magazynowania



2. Obrót hurtowy

- > Zdywersyfikowany portfel dostaw gazu ziemnego po roku 2022
- > Zwiększenie wolumenu sprzedaży gazu ziemnego o 7% (do 178 TWh w 2022)
- > Skumulowany wolumen sprzedaży gazu ziemnego na rynku hurtowym w kraju i zagranicą na poziomie 1000 TWh



5. Dystrybucja

- > Ponad 300 tys. nowych przyłączy w latach 2017-2022
- > Zwiększenie dynamiki rocznego przyrostu liczby przyłączy o 17%
- > Zwiększenie wolumenu dystrybucji gazu ziemnego o 16%



7. Centrum Korporacyjne

- > Efektywna realizacja projektów R&D&I oraz wzmocnienie wizerunku Grupy
- > Poprawa efektywności operacyjnej Grupy PGNiG



3. Obrót detaliczny

- > Maksymalizacja marży w obrocie detalicznym
- > Utrzymanie łącznego wolumenu sprzedaży gazu ziemnego na poziomie 67-69 TWh/rok



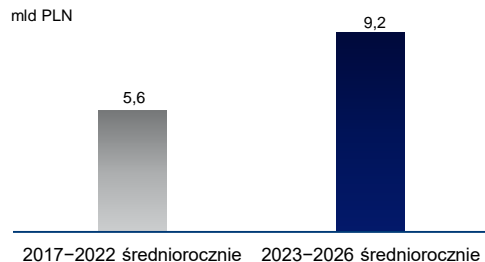
6. Energetyka i ciepłownictwo

- > Zwiększenie wolumenu sprzedaży ciepła i energii o 20% (do 18 TWh w 2022)

CAPEX oraz EBITDA w latach 2017-2022

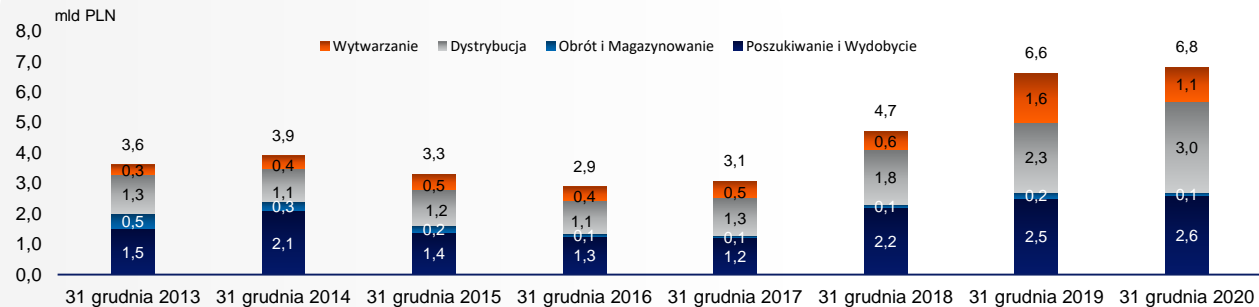
- Średnioroczne nakłady inwestycyjne w latach 2017-2022 na poziomie około 5,7 mld PLN

EBITDA w latach 2017-2022

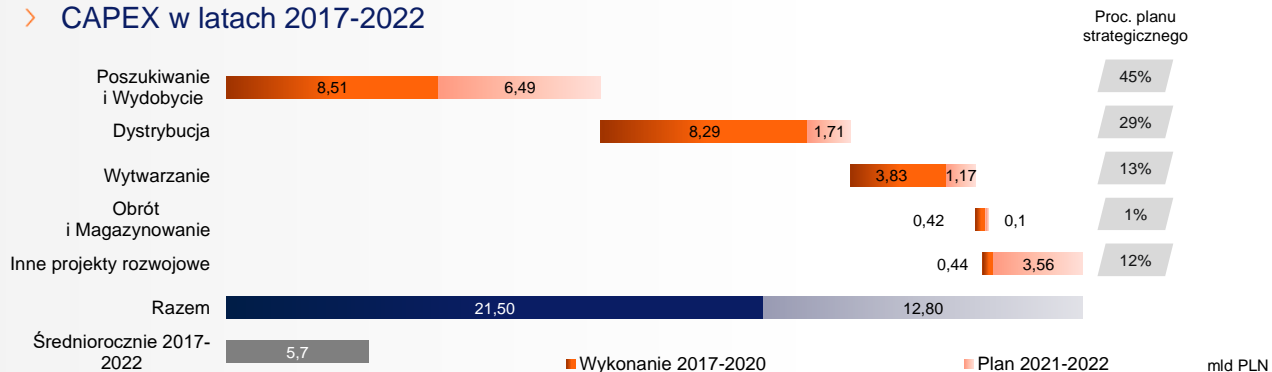


- Skumulowany wynik EBITDA około 33,7 mld PLN
- Ambitny program inwestycyjny umożliwi długoterminowy wzrost wyniku EBITDA Grupy, szczególnie w latach 2023-2026 (ok. 9,2 mld PLN średniorocznie)
- Utrzymanie bezpiecznego poziomu zadłużenia (stosunek dług netto/EBITDA nie wyższy niż 2,0)

CAPEX w latach 2013-2020



CAPEX w latach 2017-2022



Załączniki

- > 1. Podstawowe wyniki finansowe w Q3 2021
- > 2. Podstawowe wyniki finansowe w 9M 2021
- > 3. Koszty operacyjne
- > 4. Czynniki wpływające na wynik finansowy
- > 5. Sprzedaż i struktura importu gazu
- > 6. Kierunki dostaw gazu
- > 7. Obrót i sprzedaż detaliczna gazu
- > 8. Zmiany na polskim rynku gazu
- > 9. Zadłużenie i źródła finansowania
- > 10. CAPEX, bilans, rachunek przepływów pieniężnych
- > 11. Wolumeny operacyjne

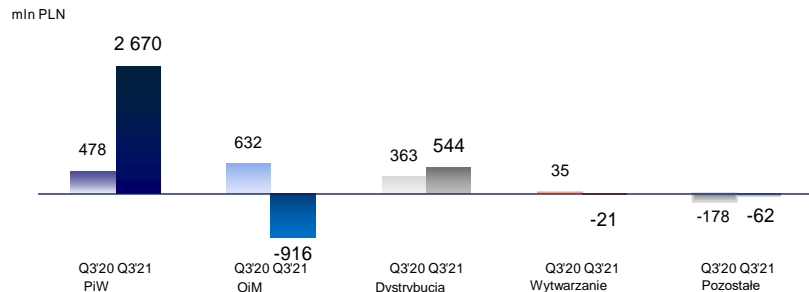


Podstawowe wyniki finansowe w Q3 2021

29

[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

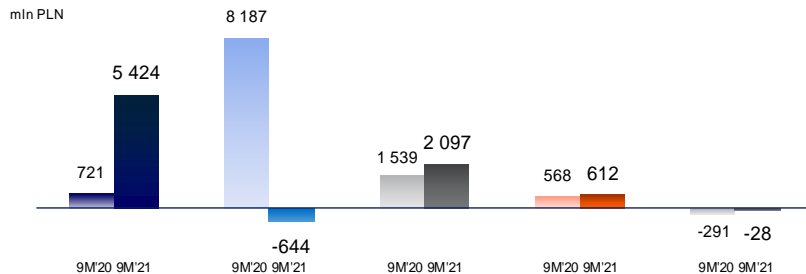
- > Wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła o 42 mln PLN (+25% R/R) przy niższej o 0,72°C średniej temperaturze w Q3 2021 r. i wyższych o +21% R/R wolumenach sprzedaży ciepła oraz wyższej R/R taryfie na wytwarzanie i przesył ciepła.
- > Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej z wytwarzania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

Podstawowe wyniki finansowe za 9 miesięcy 2021

30

[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 trwały 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 mies. 2020 r.: +1 076 mln PLN), (2) ujętych w zapasie gazu jako zmniejszenie kosztu pozyskania +623 mln PLN (za 9 mies. 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

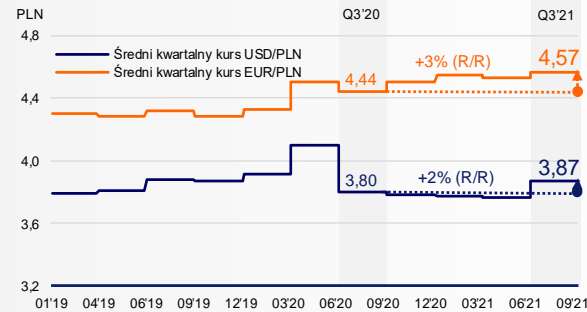
[mln PLN]	Q3 2020	Q3 2021	D%
Koszt gazu	-3 326	-7 242	118%
Paliwa do produkcji ciepła i energii	-100	-104	4%
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	-617	-789	28%
Świadczenia pracownicze	-730	-813	11%
Usługa przesyłowa	-264	-277	5%
Pozostałe usługi obce	-465	-489	5%
Usługi regazyfikacji LNG	-96	-78	-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 zawiązyanych 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 zawiązyanych 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.

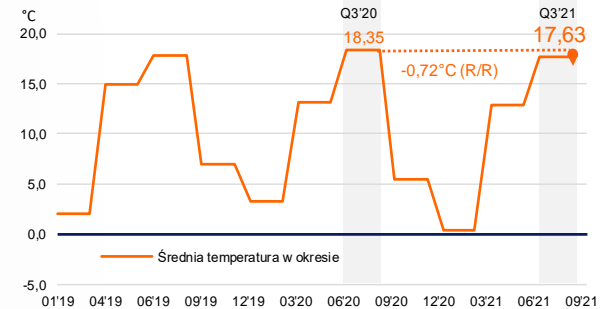
Czynniki zewnętrzne i rynkowe

- > 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.

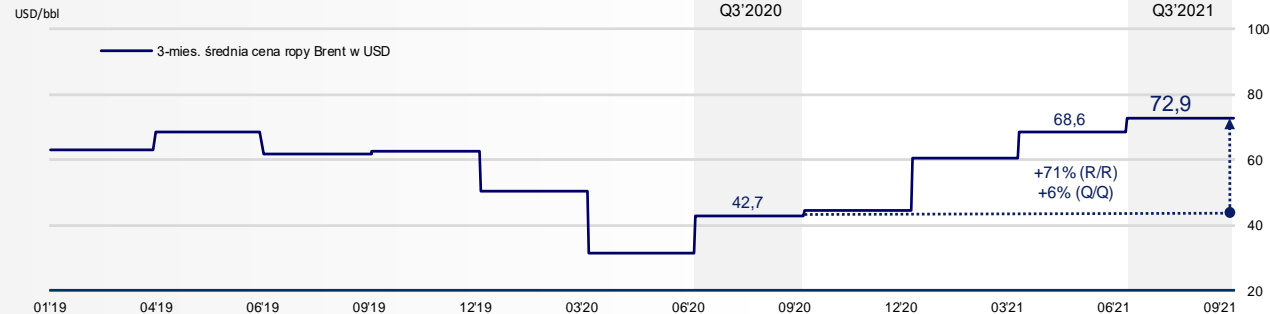
> Kurs USD/PLN oraz EUR/PLN



> Temperatury*



> 3-miesięczna cena ropy naftowej



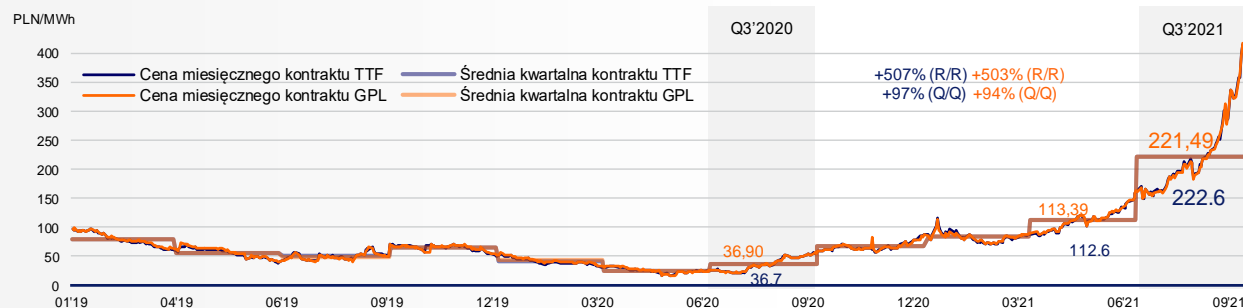
- > Wzrost 3-miesięcznej (kwartalnej) średniej ceny ropy o +71% R/R, do poziomu 72,9 dolarów za baryłkę.

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

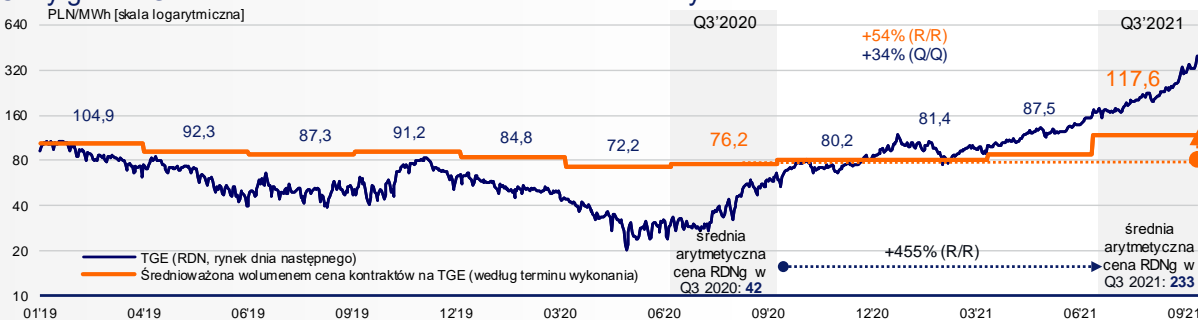
- > lipiec: +6x i +6x R/R,
- > sierpień: +5x i +5x R/R,
- > wrzesień: +5x i +5x R/R.

> 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



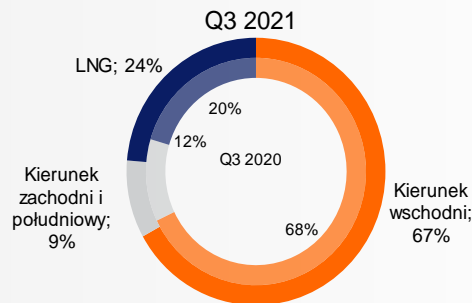
Uwagi:

- > 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.

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.

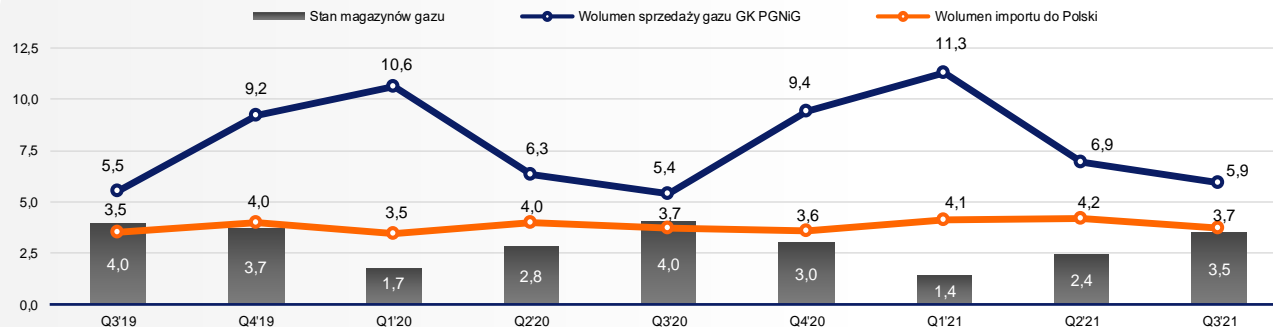
Import gazu do Polski



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



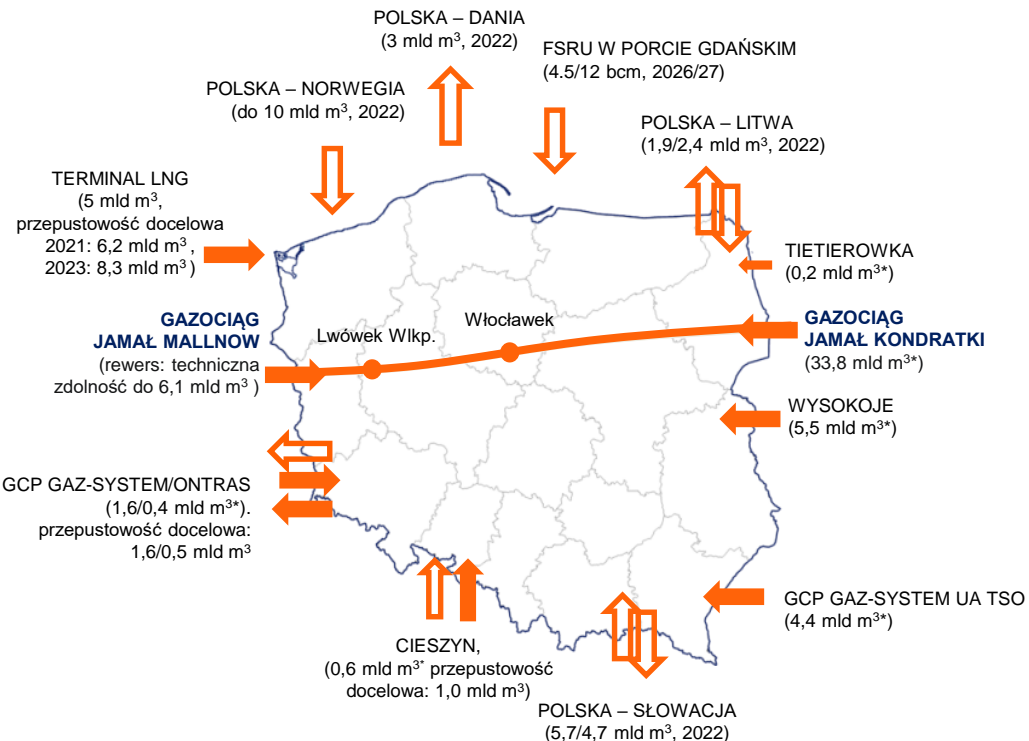
Komentarz:

- 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.

Kierunki dostaw gazu

> Interkonektory

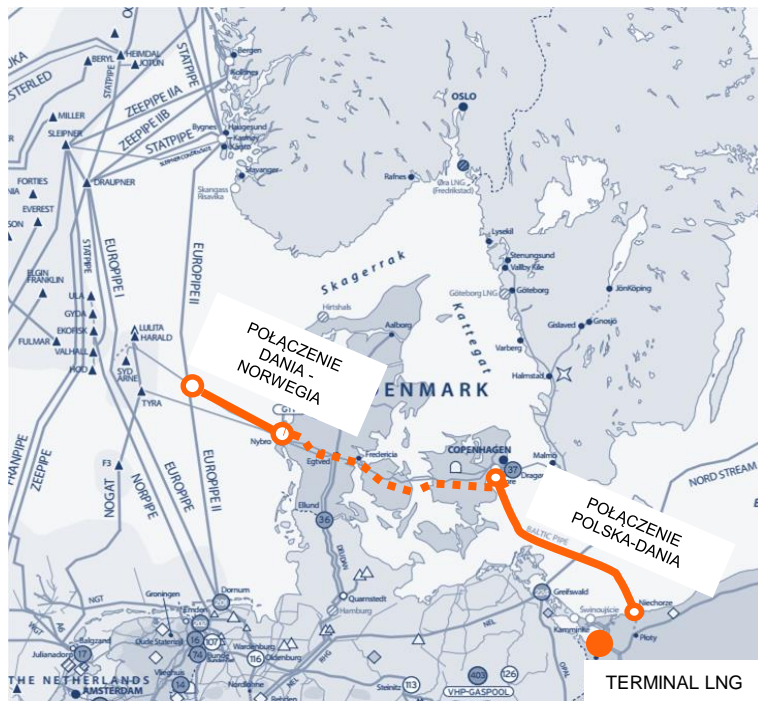


* Przepustowość techniczna

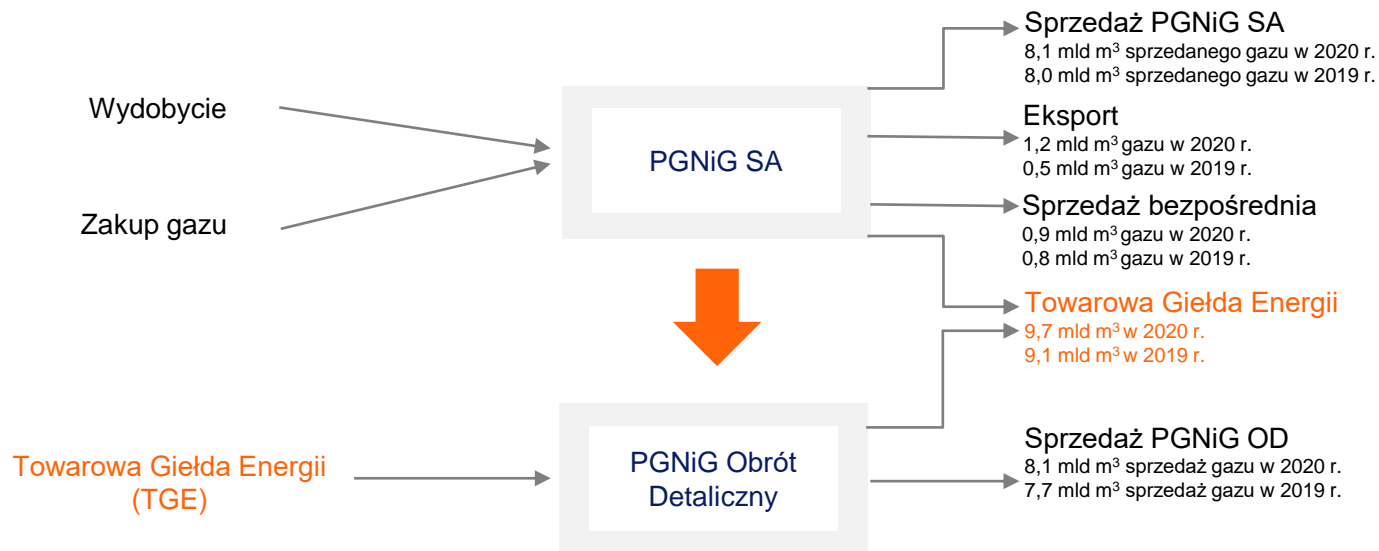
➔ Połączenia istniejące

➡ Połączenia planowane, w trakcie budowy (przepustowość do/z polskiego systemu)

> Projekt Bramy Północnej



Obrót i sprzedaż detaliczna gazu



Sprzedaż na TGE realizowana przez PGNiG SA oraz zakupy na TGE przez PGNiG Obrót Detaliczny, która rozpoczęła działalność operacyjną 1 sierpnia 2014 roku, **nie podlegają eliminacji w sprawozdaniu skonsolidowanym** i są wykazywane w segmencie Obrót i Magazynowanie.

Zmiany na polskim rynku gazu

- Od 01.08.2014 r. wolumen sprzedaży gazu przez Grupę PGNiG zawiera zarówno sprzedaż giełdową PGNiG SA, jak i sprzedaż PGNiG OD do klientów końcowych i na giełdzie.
- Gaz zaazotowany został ujęty w tabeli w ekwiwalencie gazu E.

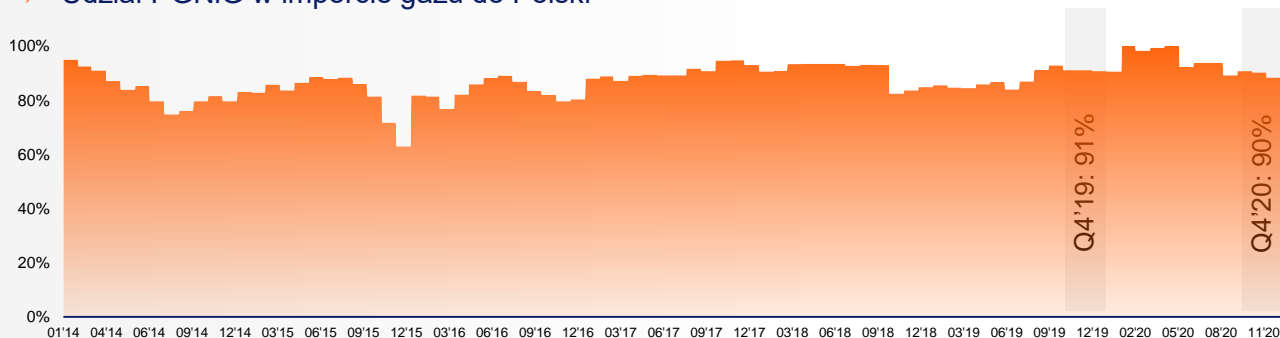
* Uwagi:

- Wykres przedstawia udział PGNiG SA w przepływach gazu do Polski na punktach OGP Gaz-System (bez uwzględnienia tranzytu gazociągami jamalskim oraz bez eliminacji eksportu).
- Dane na wykresie nie wskazują na udział w polskim rynku gazu. Pochodzą one z publikowanych przez OGP Gaz-System wolumenów gazu przesyłanych przez interkonektory.

Wolumen sprzedaży gazu (mln m ³)	2016	2017	2018	2019	2020
Grupa PGNiG ogółem	24.3	26.8	29.0	30.7	31.6
PGNiG SA (bez Pakistan)	14.5*	17.0	17.2	17.6	19.0
<i>W tym PGNiG SA przez TGE</i>	9.0	8.4	8.5	8.9	9.6
PGNiG Obrót Detaliczny	7.3	7.6	7.9	7.7	8.1

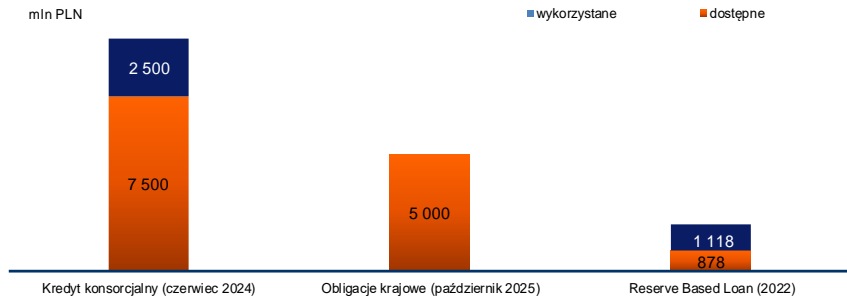
* z eksportem, bez Pakistanu

Udział PGNiG w imporcie gazu do Polski*

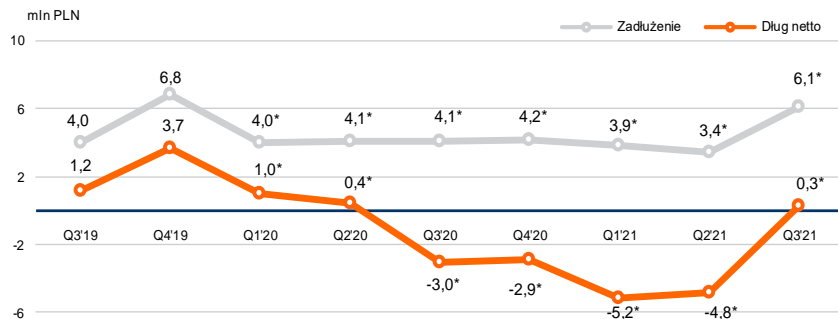


Zadłużenie i źródła finansowania

> Źródła finansowania (stan na 30.09.2021 r.)

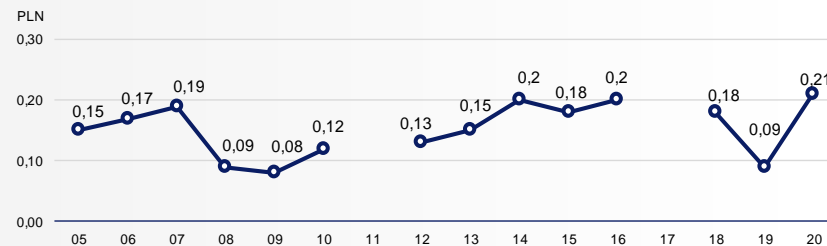


> Zadłużenie na koniec kwartału



*Dane uwzględniają wpływ zastosowania standardu MSSF 16.

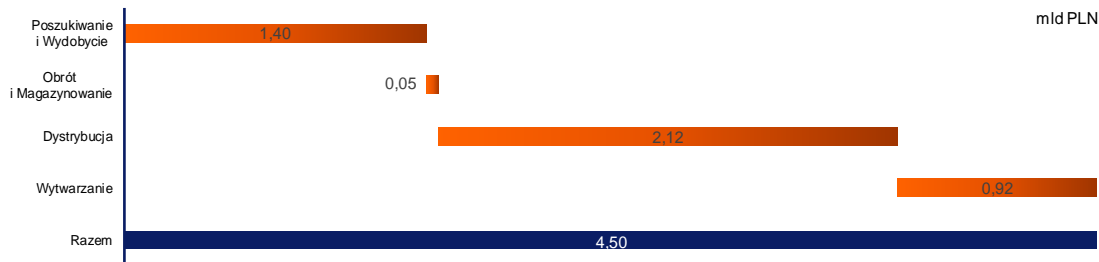
> Dywidenda za rok obrotowy (na akcje)



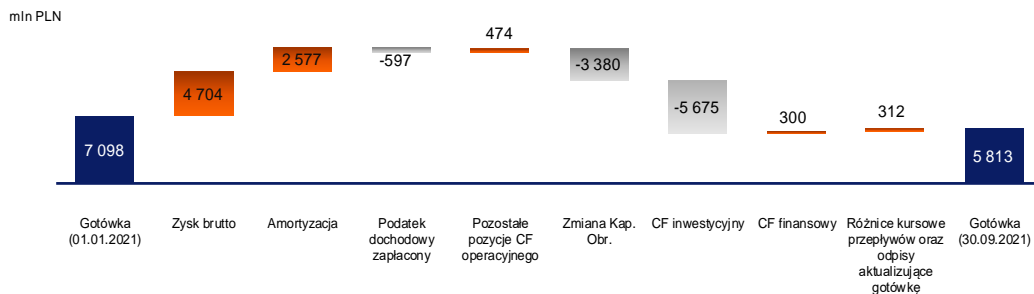
- > 9 lipca 2021 r. Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG podjęło uchwałę nr 34/2021 w sprawie przeznaczenia kwoty 1 213 446 119,97 zł z zysku netto za 2020 rok, na wypłatę dywidendy w wysokości 0,21 PLN na jedną akcję.
- > Dzień dywidendy nastąpił 19 lipca 2021 roku, natomiast wypłata nastąpiła 3 sierpnia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

CAPEX, bilans oraz rachunek przepływów pieniężnych

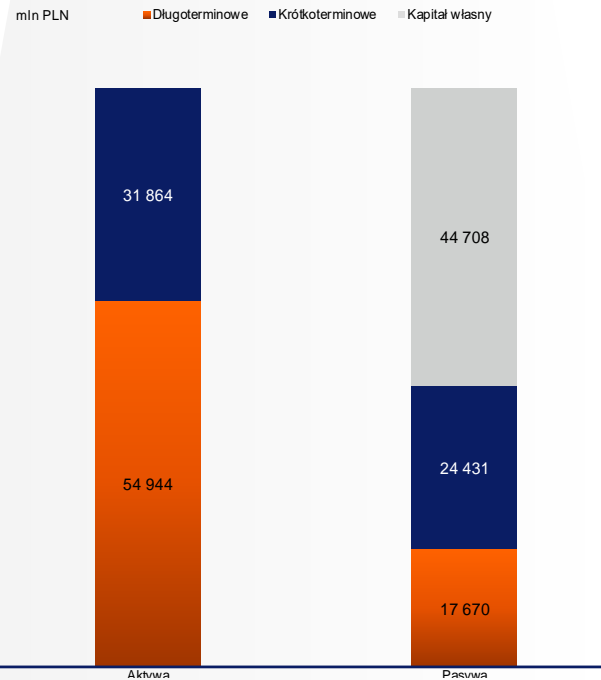
> CAPEX – zrealizowany na 30 września 2021 r.*



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



> Bilans Grupy (stan na 30.09.2021 r.)



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

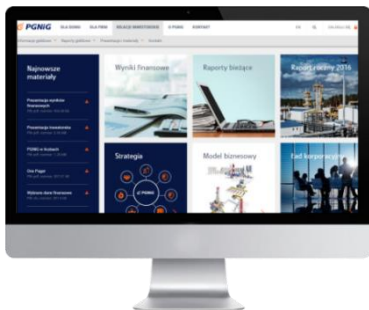
Wolumeny operacyjne

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.c. 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

Słownik terminów i pojęć

bbf	Baryłka ropy naftowej
Boe	(Barrel of oil equivalent) ekwiwalent baryłki ropy naftowej (1 baryłka to ok. 0,136 tony)
CAGR	(Compound Annual Growth Rate) skumulowany roczny wskaźnik wzrostu
Capex	Nakłady inwestycyjne
DES	Formuła Delivery ex ship, sprzedający LNG zapewnia dostarczenie statku z surowcem do portu wybranego przez kupującego
EBIT	Zysk operacyjny
EBITDA	Wynik operacyjny bez amortyzacji
FOB	Formuła Free on board, sprzedający LNG zapewnia dostarczenie surowca na zbiornikowiec w porcie załadunkowym
GPW	Giełda Papierów Wartościowych SA
JV	(Joint Venture) wspólne przedsięwzięcie
LNG	(Liquefied Natural Gas) gaz ziemny w postaci ciekłej
NGL	(Natural Gas Liquids) kondensat gazu ziemnego
PGNiG	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA
PGNiG OD	PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.
PSG	Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o. o.
PST	PGNiG Supply and Trading GmbH
TGE	Towarowa Giełda Energii
URE	Urząd Regulacji Energetyki
Upstream	Poszukiwanie i wydobywanie kopalin
WACC	(Weighted average cost of capital) średni ważony koszt kapitału
WIG20	Indeks giełdowy 20 największych spółek akcyjnych notowanych na warszawskiej Giełdzie Papierów Wartościowych
WRA	Wartość regulacyjna aktywów

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

Aleksander Kutnik

Starszy Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 106 46 51

kom.: +48 885 888 870

e-mail: weronika.zajac@pgnig.pl

Piotr Gałek

Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 106 48 46

kom.: +48 723 235 652

e-mail: piotr.galek@pgnig.pl

Anna Galińska

Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 106 41 09

kom.: +48 723 514 086

e-mail: anna.galinska@pgnig.pl

Agnieszka Bajdzińska

Młodszy 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 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.