

# Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

Prezentacja Spółki







Marzec 2017





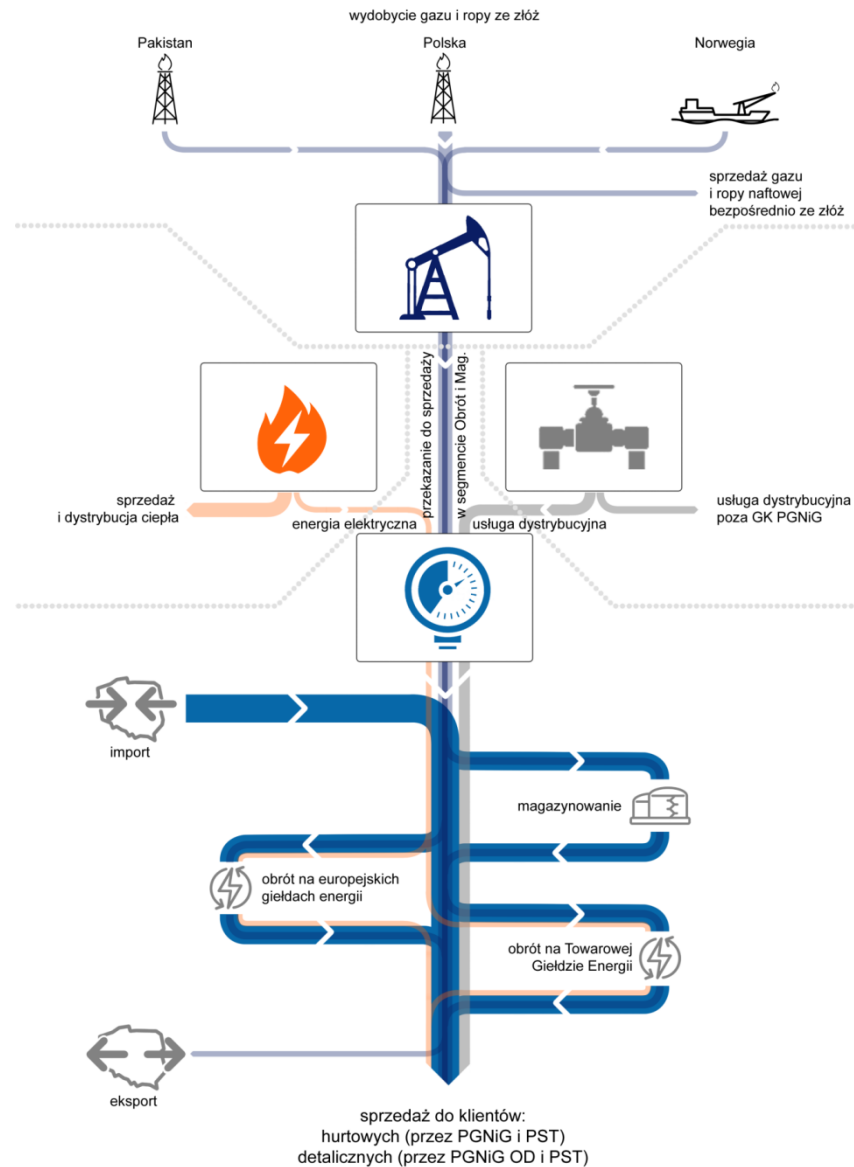
# Spis Treści

- > 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 – wyniki finansowe i dane operacyjne



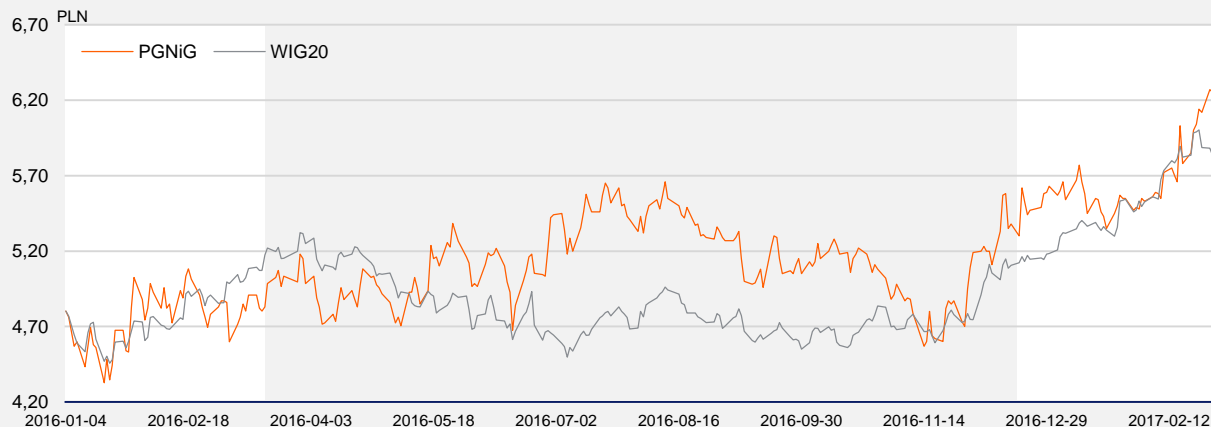
# Grupa PGNiG i rynek gazu w Polsce

# Wiodąca zintegrowana grupa w polskim sektorze gazowo - naftowym

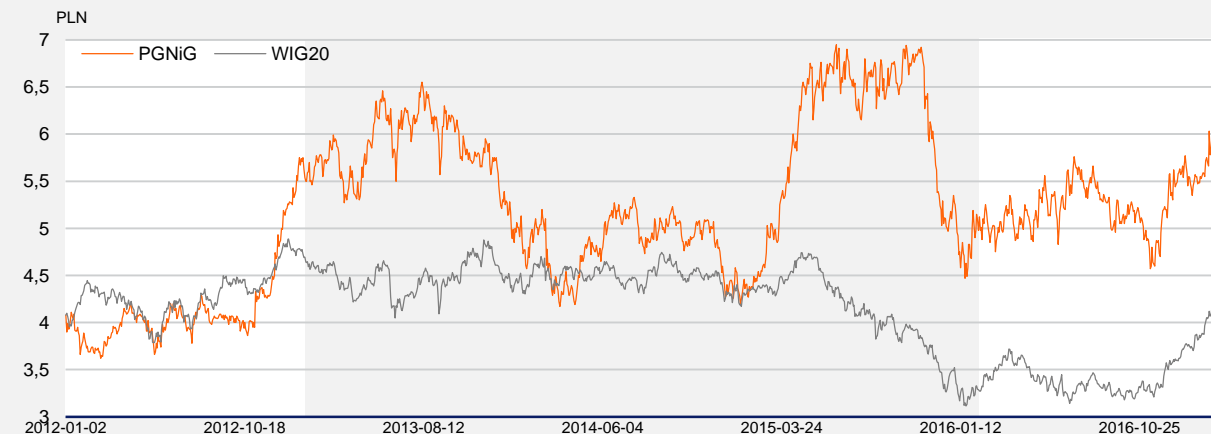


# Czwarta największa polska spółka notowana na GPW\*\*

## > Kurs akcji PGNiG od stycznia 2016 r.



## > Kurs akcji PGNiG od stycznia 2012 r.



- > Notowana na GPW od września 2005 r.
- > Kapitalizacja rynkowa około 34,8 mld zł\*
- > Znaczący udział w indeksie WIG20: 5,2%\*\*\*

## > Struktura akcjonariatu (stan na 30.12.2016 r.)

Pozostali  
28,12%



Skarb Państwa  
71,88%



\* PGNiG = 4,63 zł (30.12.2016 r.) / \*\* Pod względem kapitalizacji /

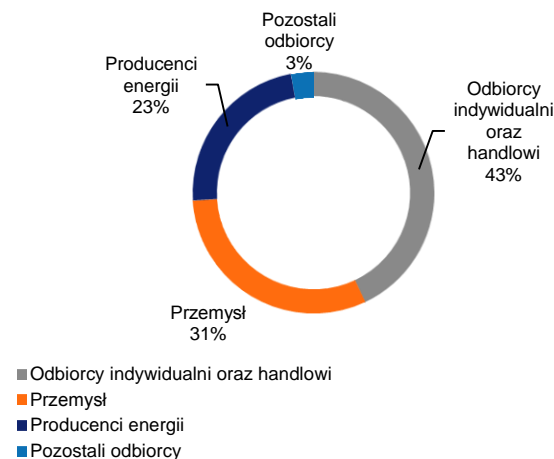
\*\*\* Źródło: GPW; Portfel indeksu WIG20 i WIG20TR po korekcie kwartalnej 16 grudnia 2016 r. (wg stanu na 18 listopada 2016 r.)

# Rynek gazu w Polsce: Niska konsumpcja gazu z potencjałem wzrostowym

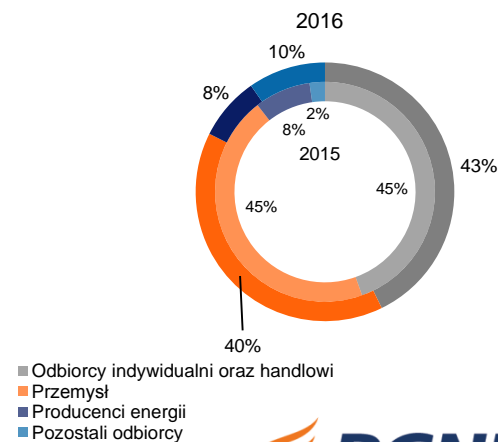
## > Zużycie gazu ziemnego wg krajów w 2015 r.



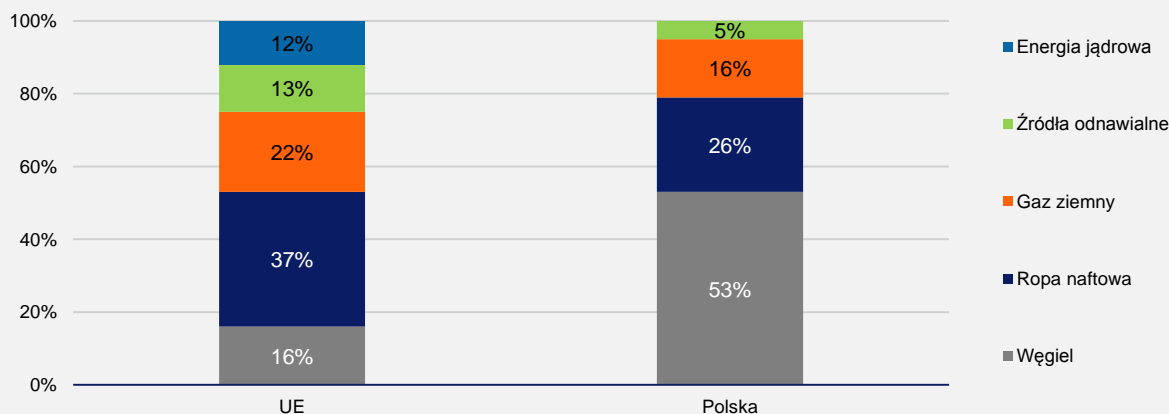
## > Zużycie energii pierwotnej w 2014 r.



## > Sprzedaż gazu przez PGNiG według sektorów w 2015 i 2016 r.

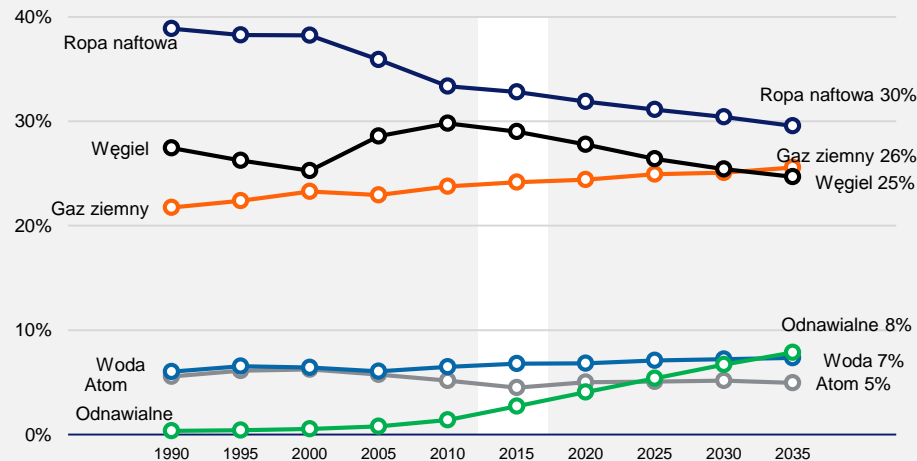


## > Zużycie energii pierwotnej

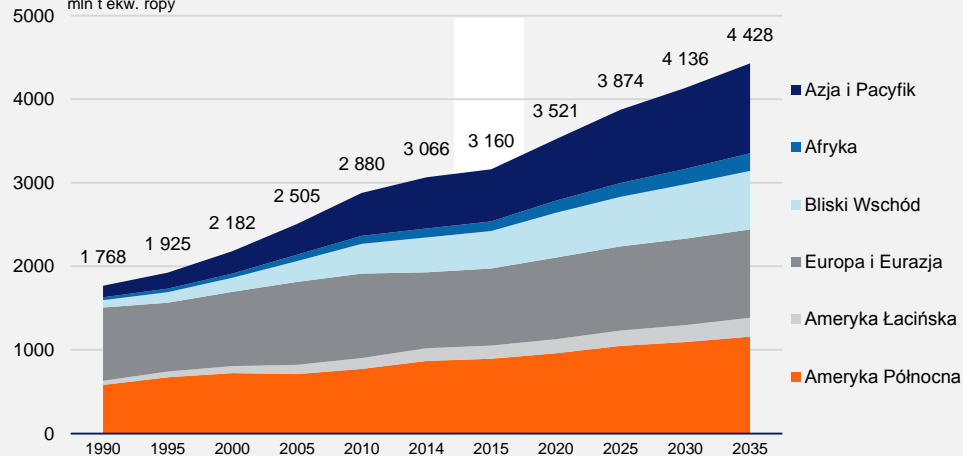


# Rynek gazu na świecie

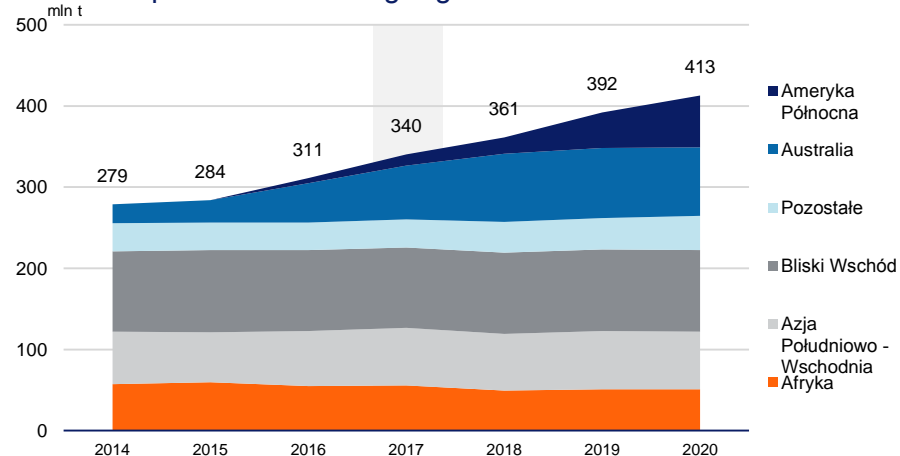
## Zużycie energii pierwotnej na świecie



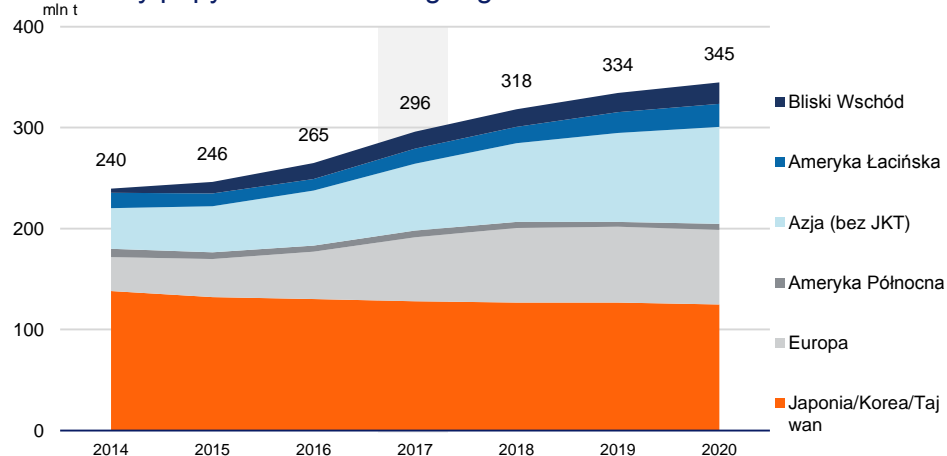
## Popyt na gaz ziemny



## Roczna podaż LNG według regionów



## Roczny popyt na LNG według regionów



Poszukiwanie i Wydobywanie



Obrót i Magazynowanie



Dystrybucja



Wytwarzanie

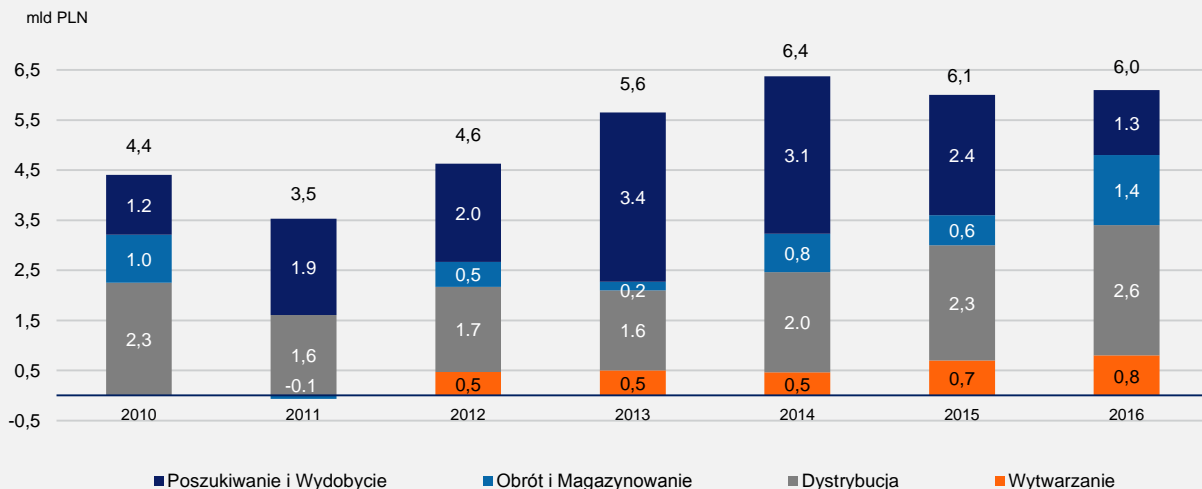


# Segmenty Grupy PGNiG

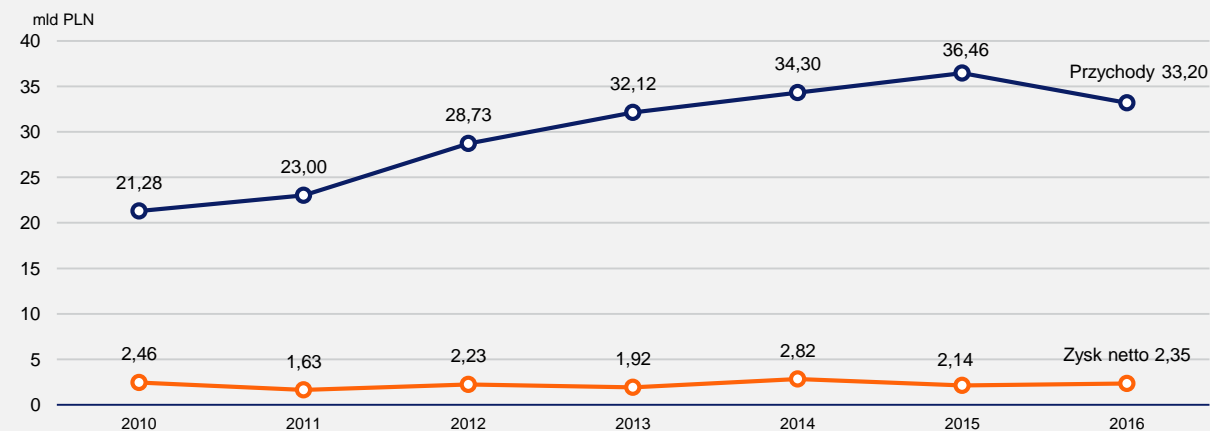


# Wyniki finansowe Grupy PGNiG w latach 2010-2016

## > EBITDA Grupy PGNiG\*\*



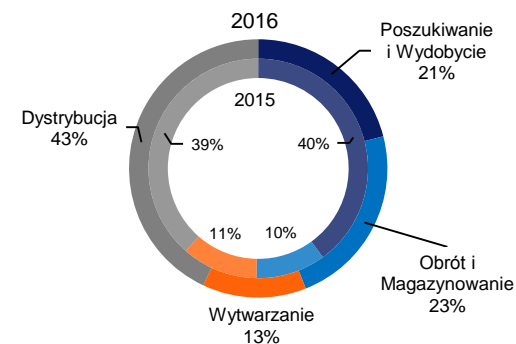
## > Przychody i zysk netto Grupy PGNiG



\* Źródło: Rzeczpospolita: Europa 500 / \*\* EBITDA przed uwzględnieniem segmentu „pozostałe” oraz eliminacji

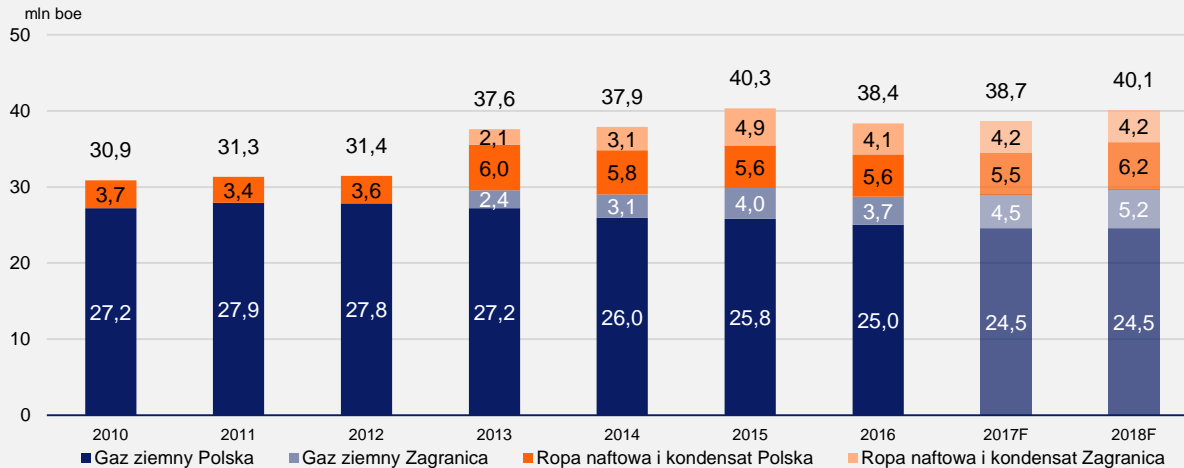
- > Piąta największa spółka w Europie Środkowo-Wschodniej\*
- > Trzecia największa spółka paliwowa w regionie\*
- > Stabilny poziom EBITDA dzięki zdywersyfikowanym źródłom przychodów

## > Udział segmentów w EBITDA

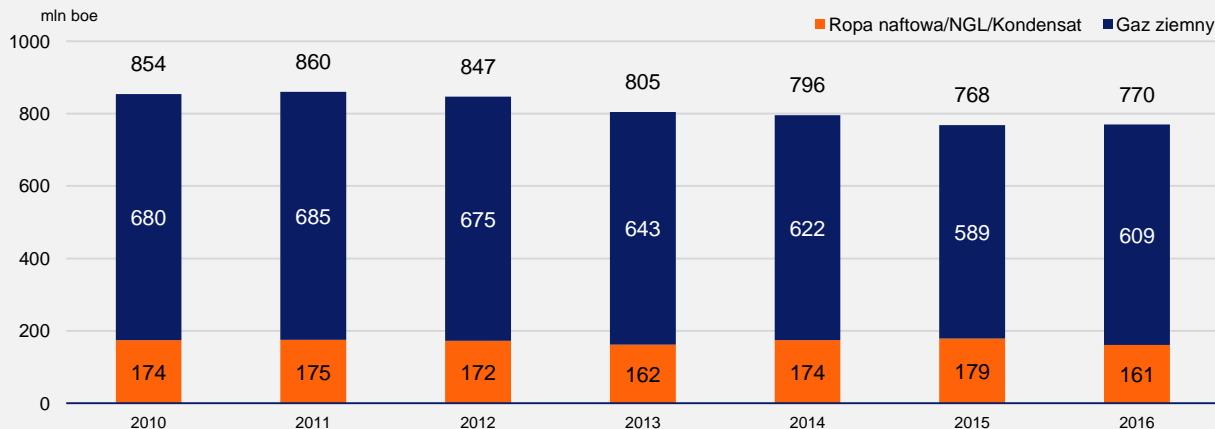


# Zakres działań poszukiwawczych i wydobywczych

## Wydobycie gazu i ropy naftowej\*



## Zasoby gazu ziemnego i ropy naftowej



\* Gaz ziemny sprzedawany po koszcie w ramach grupy PGNiG / \*\* W przeliczeniu na gaz wysokometanowy

> PGNiG to lider działalności poszukiwawczo-wydobywczej ropy i gazu w Polsce

> Średnia dzienna produkcja – ponad 105 000 boe

> **Złoża PGNiG w Polsce:**

> udokumentowane złoża gazu 498 mln boe (79,7 mld m<sup>3</sup>)\*\*

> udokumentowane złoża ropy 131 mln boe (17,6 mln ton)

> **Koncesje na ropę i gaz:**

> 48 na poszukiwanie i rozpoznawanie

> 225 na wydobywanie

> **Działalność poszukiwawcza i wydobywcza:**

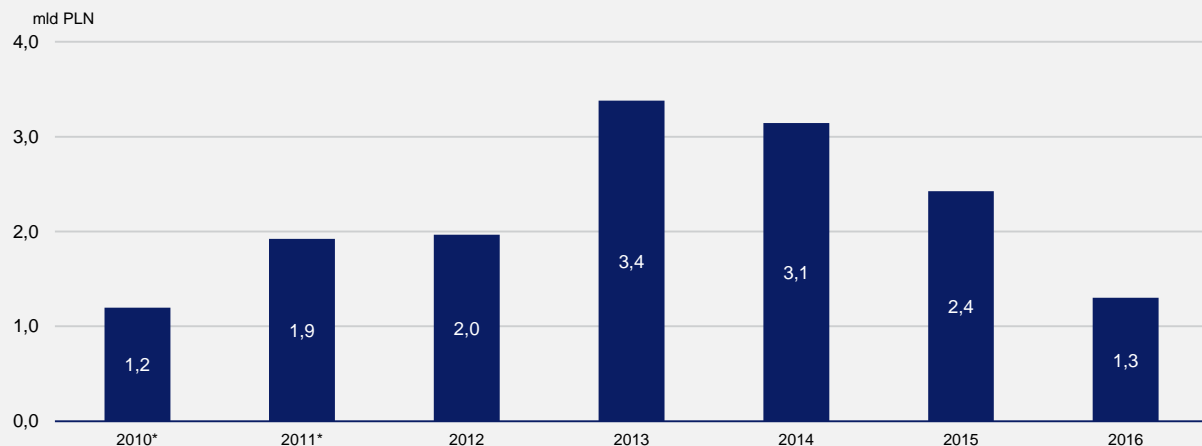
> 54 kopalń gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce

> Ponad 2 tys. odwiertów eksploatacyjnych

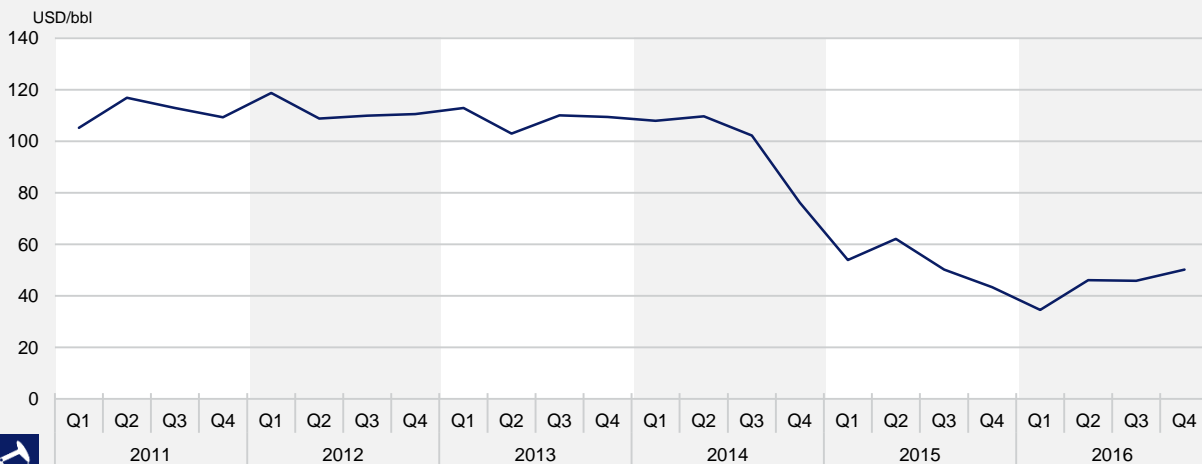


# Wyniki finansowe segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie

## EBITDA segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie



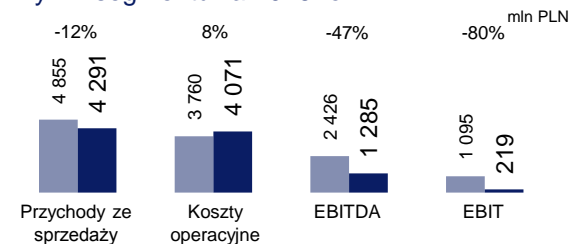
## Średnia cena ropy naftowej



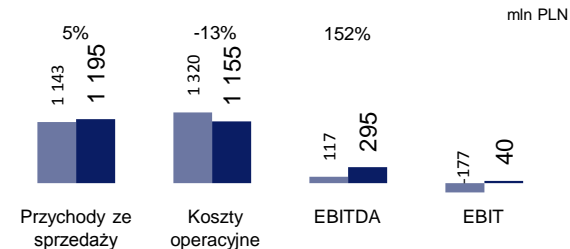
## Spadek średniej rynkowej ceny ropy Brent o 15% w 2016 vs 2015

- Spadek przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu (R/R o 339 mln PLN) przy spadającej o 12% cenie ropy oraz 3% spadku wolumenu sprzedaży do 1 347 tys. ton
- Zmniejszenie przychodów ze sprzedaży gazu (R/R o 224 mln PLN), przy ponad 3% wzroście wolumenu sprzedaży ze złóż

## Wyniki segmentu za 2016 rok

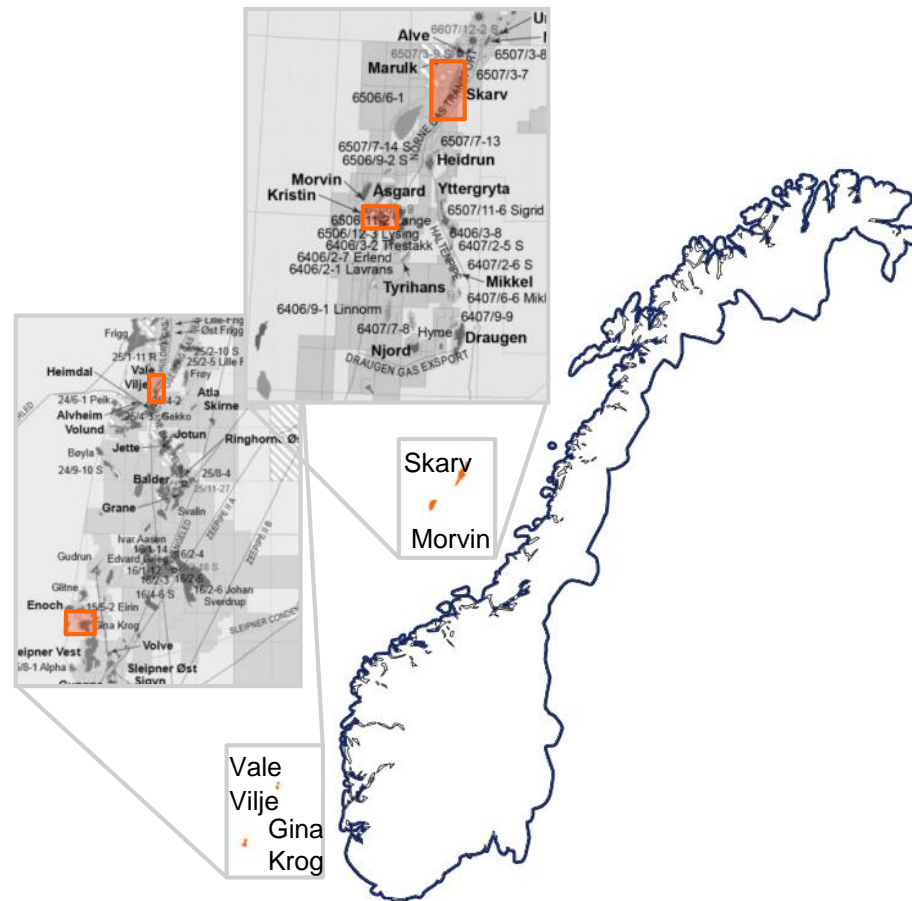


## Wyniki segmentu za Q4 2016

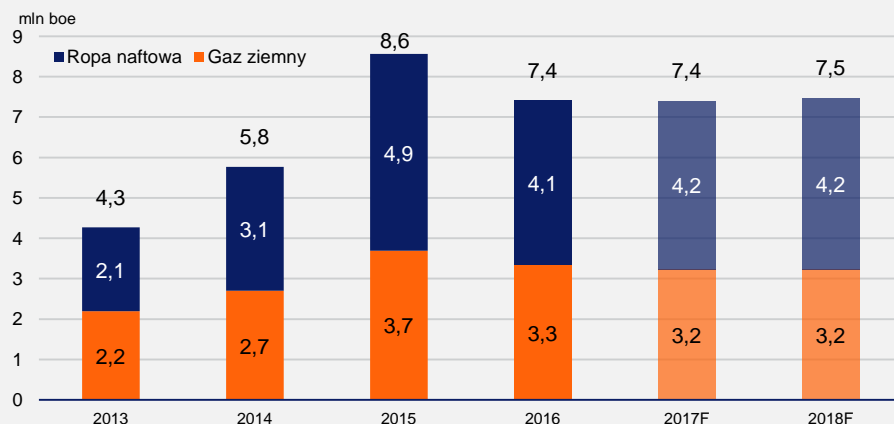


# Działalność zagraniczna – Norwegia

Liczba licencji	18
Koszt zakupionych licencji	360 mln USD (Skarv) 1,95 mld NOK (Morvin, Vale, Vilje, Gina Krog)
CAPEX Skarv (wyłącznie PGNiG)	ok. 800 mln USD
Wydobywalne zasoby licencji (2P) dla PGNiG	51 mln boe (Skarv, Snadd) 27 mln boe (Morvin, Vale, Vilje, Gina Krog)

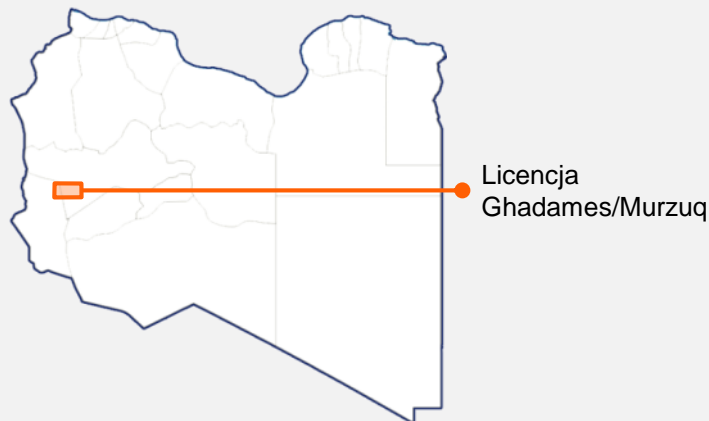


## Produkcja w Norwegii



# Działalność zagraniczna – Afryka i Azja

## > Aktywa w Afryce: Libia



data umowy	25 lutego 2008
udziały	PGNiG - 100%
obszar	5 494 km <sup>2</sup>
położenie	blok Awbari, basen Murzuq
zobowiązania	3 000 km <sup>2</sup> 2D; 1 500 km <sup>2</sup> 3D, 8 odwiertów
szacowane zasoby	146 mld m <sup>3</sup> gazu, 15 mln ton NGL

Q4 2013: odpis 420 mln zł na całej wartości aktywów w Libii oraz rezerwa 137 mln zł na zobowiązania koncesyjne

Zgłoszenie Siły Wyższej

## > Aktywa w Azji: Pakistan



data umowy	18 maja 2005
udziały	PGNiG 70% Pakistan Petroleum 30%
obszar	956 km <sup>2</sup>
położenie	provincja Sindh, blok Kirthar
zobowiązania	2 odwierty, 100 km sejsmiki 2D (wypełnione)
szacowane zasoby	15,1 mld m <sup>3</sup> gazu (11,3 mld m <sup>3</sup> Rehman / 3,8 mld m <sup>3</sup> Rizq)

Q4 2016: zakończono odwiert Rehman-2, rozpoczęto wiercenie otworu Rehman-3, udostępnienie do produkcji odwiert Rizq-1

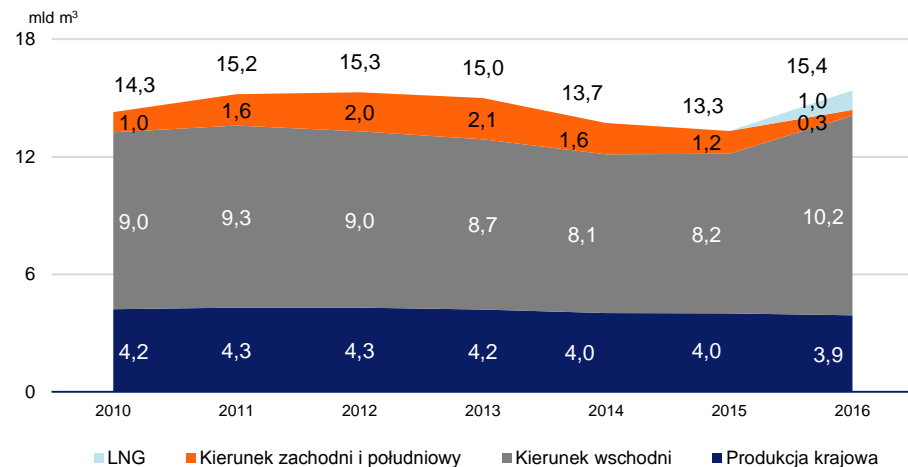
Instalacja napowierzchniowa (koszt: 13 mln \$) umożliwi wzrost wydobywania do 800 m<sup>3</sup>/min



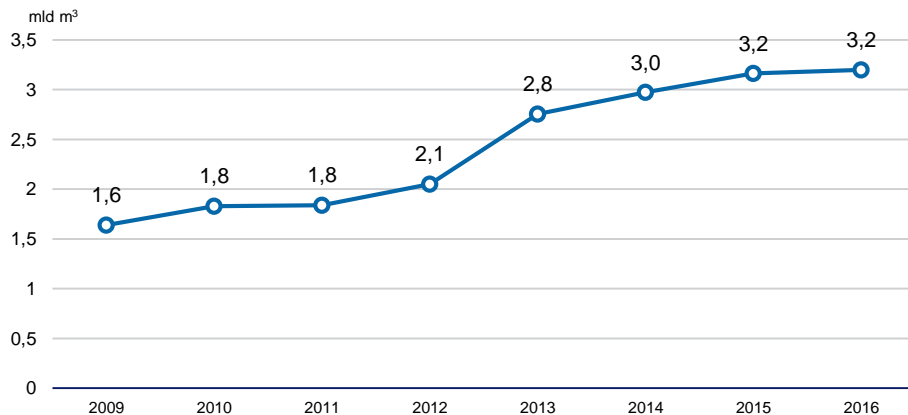
# Pozyskanie i sprzedaż gazu

- > **Działalność segmentu Obrót i Magazynowanie:**
  - > sprzedaż gazu ziemnego, importowanego i wydobytego ze złóż krajowych; magazynowanie gazu, sprzedaż i obrót energią elektryczną.
- > **Rosnący rynek w Polsce: CAGR +1,6% 2005-2015**
- > **Kontrakt Jamalski z firmą Gazprom na dostawy gazu do 2022 roku:**
  - > Do 10,2 mld m<sup>3</sup> rocznie, 85% Take-or-Pay
  - > Zmiana formuły cenowej w Q4 2012 ze 100% powiązania z ceną ropy naftowej na mix ropy oraz cen spotowych gazu
- > **Kontrakt z Qatargas na dostawy LNG (do 2034):**
  - > 1,3 mld m<sup>3</sup> gazu, 100% Take-or-Pay. Dostawy od czerwca 2016 r.
  - > umowa dodatkowa (całkowity wolumen wzrośnie do 2,7 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie, a w latach 2018-2020 do ok. 2,9 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie)
- > **2,5 mld m<sup>3</sup> gazu sprzedanych w 2016 roku przez PST do odbiorców poza Polską**
- > **Taryfy:**
  - > Obrót gazem: Koszty pozyskania gazu + koszty operacyjne + marża
    - > Obrót detaliczny: Baza kosztowa PGNiG Obrót Detaliczny m.in. koszt pozyskania gazu na TGE
    - > Obrót hurtowy: Baza kosztowa PGNiG SA m.in. Koszt importu + koszt wydobycia (z uwzględnieniem zwrotu z kapitału w działalność wydobywczą)
  - > Magazynowanie: Koszt + zwrot z kapitału (6,0% WACC x 3,7 mld zł wartości regulowanej aktywów WRA) (do marca 2017 r.)

## > Źródła zaopatrzenia PGNiG SA w gaz ziemny

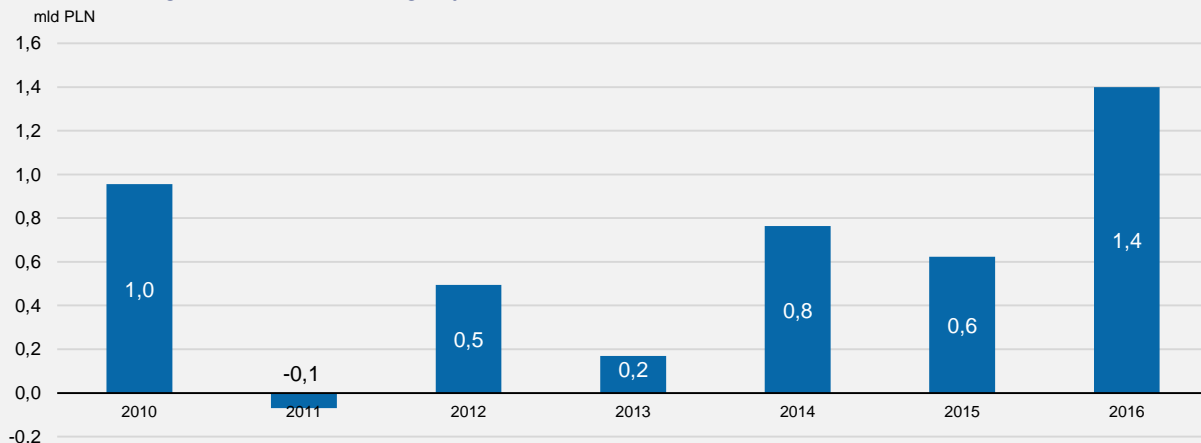


## > Pojemność magazynów



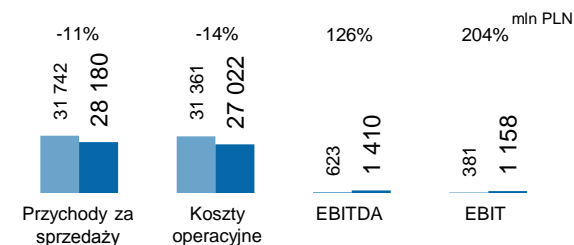
# Wyniki finansowe segmentu Obrót i Magazynowanie

## > EBITDA segmentu Obrót i Magazynowanie

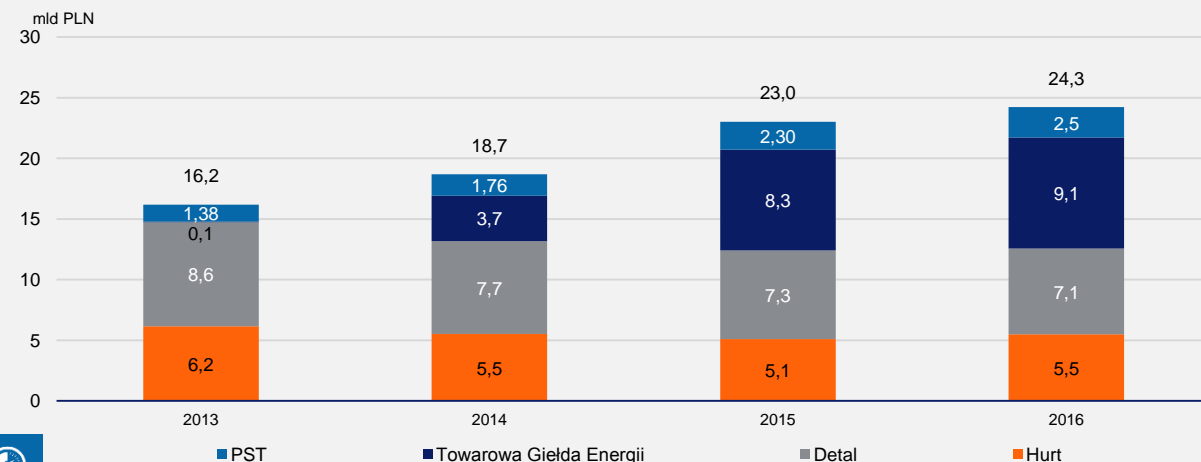


> Niższe jednostkowe koszty zakupu gazu oraz niższe ceny rynkowe i taryfowe sprzedaży

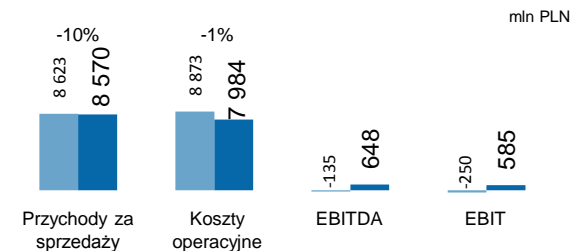
## > Wyniki segmentu za 2016 rok



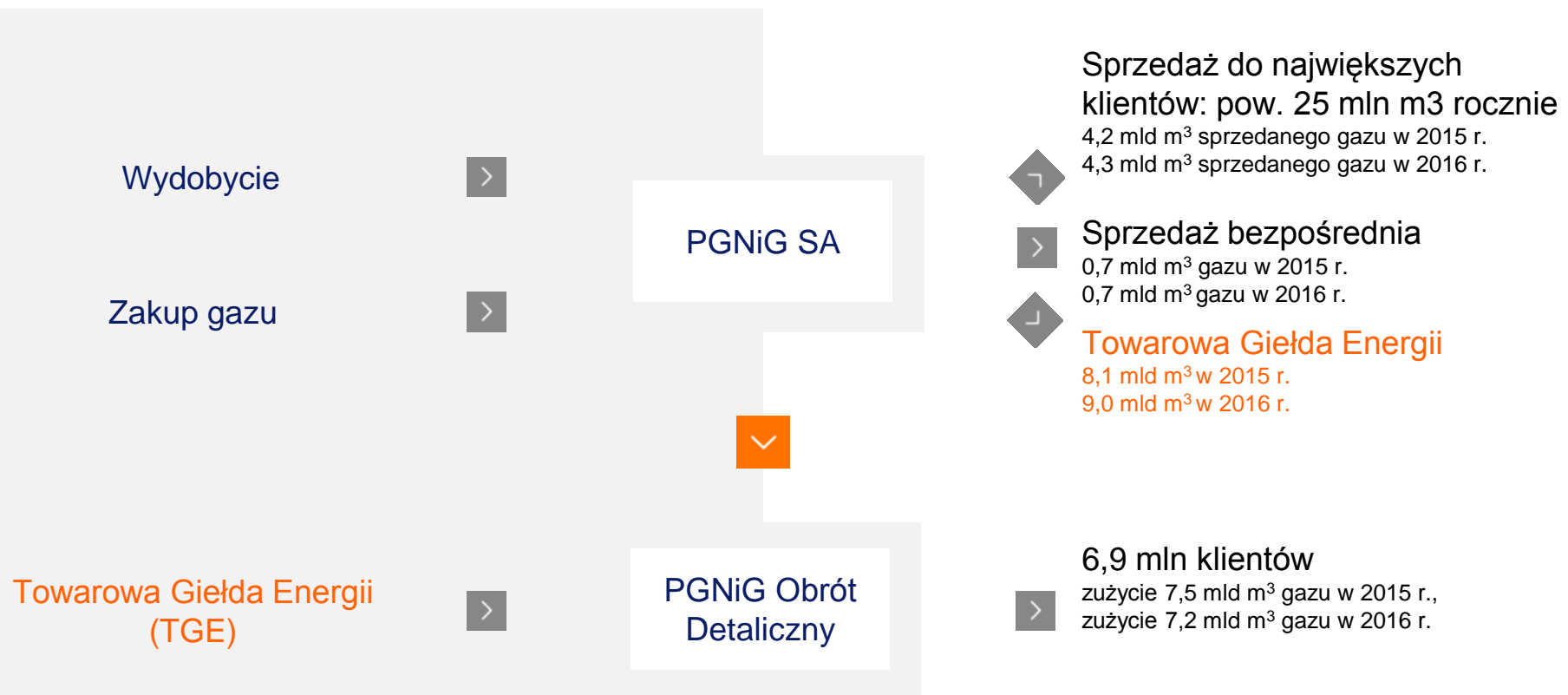
## > Sprzedaż gazu ziemnego przez PGNiG SA, PGNiG Obrót Detaliczny oraz PST



## > Wyniki segmentu za Q4 2016



# Obrót i sprzedaż detaliczna gazu



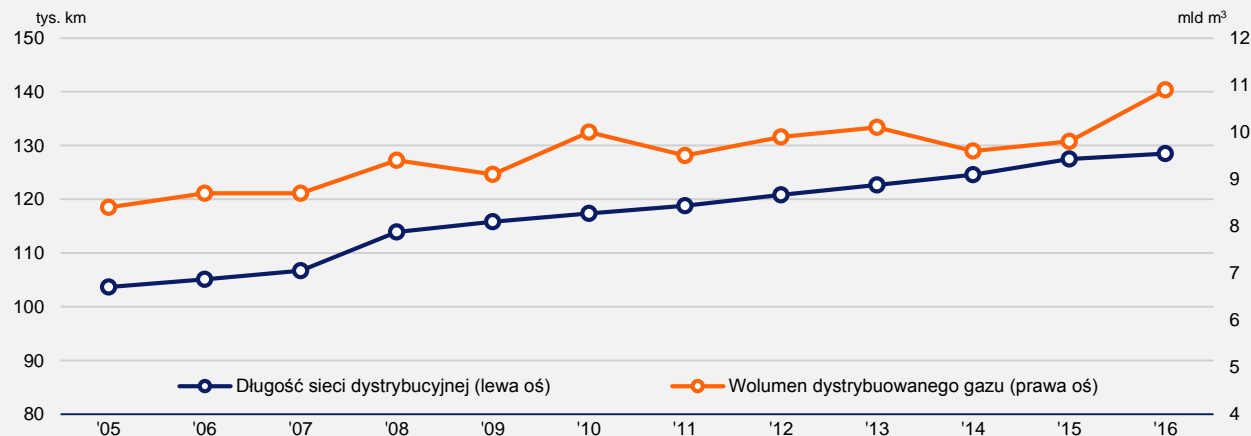
Sprzedaż na TGE realizowana przez PGNiG SA oraz zakupy na TGE przez PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., która rozpoczęła działalność operacyjną 1 sierpnia 2014 roku, **nie podlegają eliminacji w sprawozdaniu skonsolidowanym** i są wykazywane w segmencie Obrót i Magazynowanie.

Dane w przeliczeniu na gaz wysokometanowy (bez eliminacji w ramach Grupy).

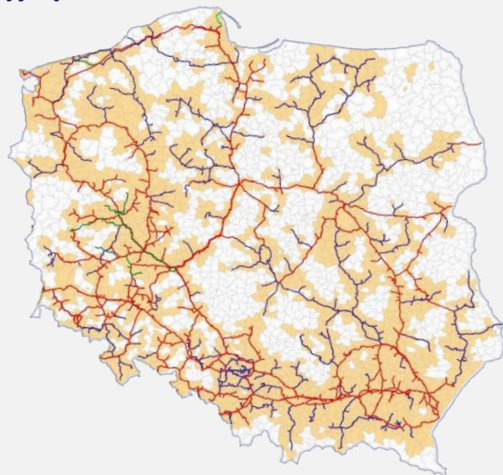


# Dystrybucja

- > Stabilny rozwój sieci i wzrost wolumenu dystrybucji gazu (+2,4% CAGR 2005-2016)



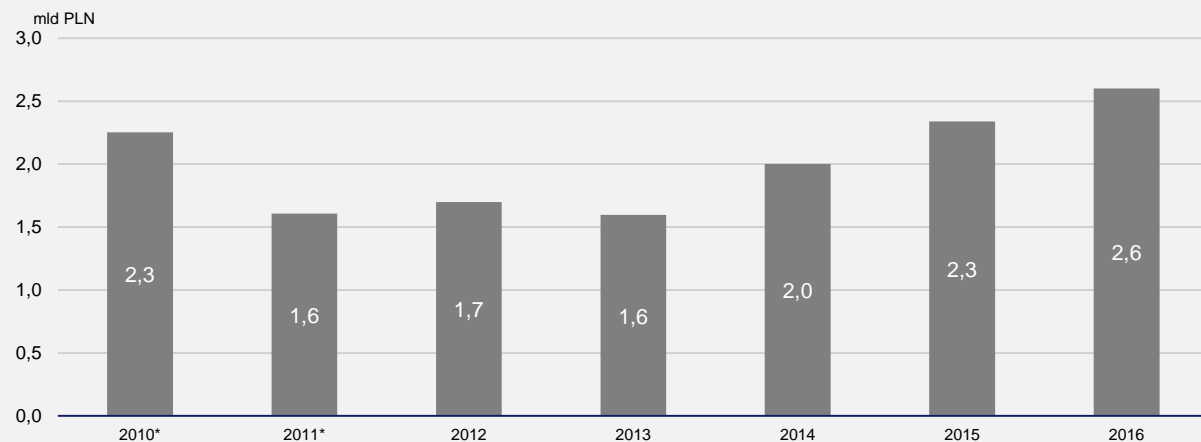
- > Pokrycie siecią dystrybucyjną



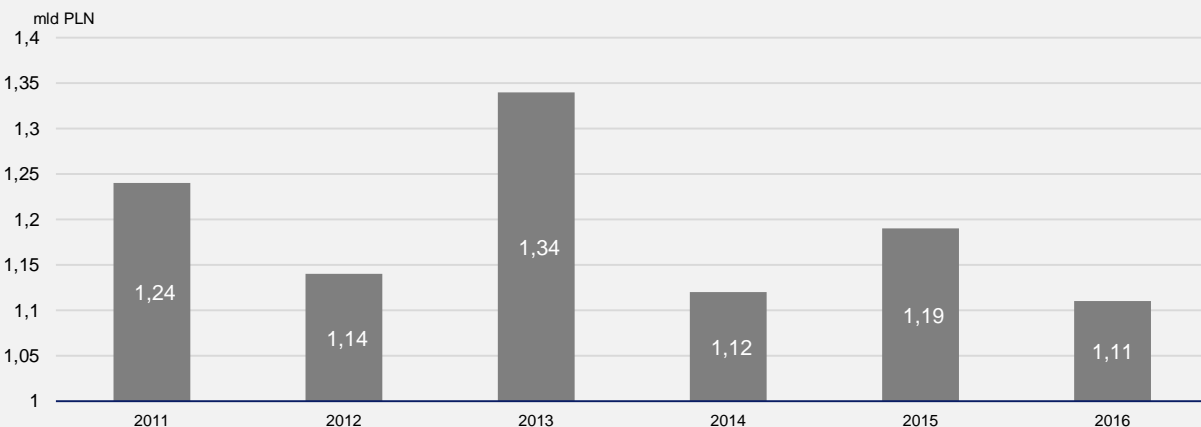
- > Polska Spółka Gazownictwa ma dominujący udział na rynku, należy do niej 96% krajowej sieci dystrybucyjnej oraz niemal 99% przyłączy
- > Dostarcza gaz od sprzedawców do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej (gosp. domowych i przedsiębiorstw)
- > Segment odpowiedzialny za eksploatację, remonty i rozbudowę tej sieci
- > Taryfa:
  - > Koszt + zwrot z kapitału (7,2% WACC x 11,9 mld zł WRA – luka 150 mln zł)

# Wyniki finansowe segmentu Dystrybucja

## EBITDA segmentu Dystrybucja

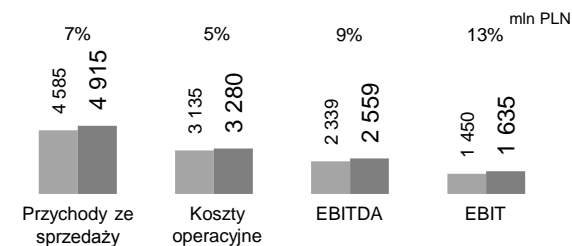


## CAPEX segmentu



- Wzrost wolumenu o 11% R/R
- Cel strategiczny PSG to wygenerowanie łącznego wyniku EBITDA na poziomie 16 mld zł w latach 2016-2022

## Wyniki segmentu za 2016 rok



## Wyniki segmentu za Q4 2016



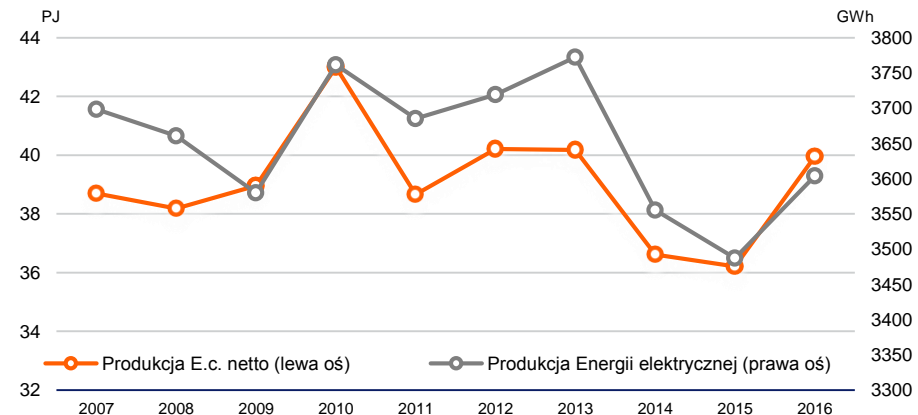
# Wytwarzanie

- > Największy producent ciepła w Polsce - ponad 11% mocy cieplnych
- > Pokrywa ok. 70% całkowitego zapotrzebowania na ciepło w Warszawie, jak również 98% ciepła dostarczanego do sieci miasta
- > Wydarzenia:
  - > Styczeń 2012: przejęcie 99,8% akcji Vattenfall Heat Poland za 3 mld zł (3,5 mld zł EV)
  - > Kwiecień 2016: Objęcie do 17,1% w kapitale zakładowym Polskiej Grupy Górniczej w wyniku inwestycji 500 mln zł
  - > Rozwój wytwarzania i dystrybucji ciepła:
    - > Kwiecień 2016: zakup od JSW SA Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej („PEC”) za 190 mln zł
      - > 14 lokalnych ciepłowni
      - > 260 MW mocy cieplnej
      - > 288 km sieci ciepłowniczej
    - > Sierpień 2016: zakup od JSW SA Spółki Energetycznej „Jastrzębie” („SEJ”)
      - > 5 Ciepłowni
      - > 130 MW mocy wytwórczej energii elektrycznej
      - > 540 MW mocy cieplnej
    - > Koszt całkowity: 372 mln zł
- > Taryfa:
  - > System taryf benchmarkingowych na rynku ciepłowniczym z istotnym potencjał wzrostu wartości ze względu na niski koszt produkcji ciepła.

## Kluczowe dane operacyjne PGNiG Termika

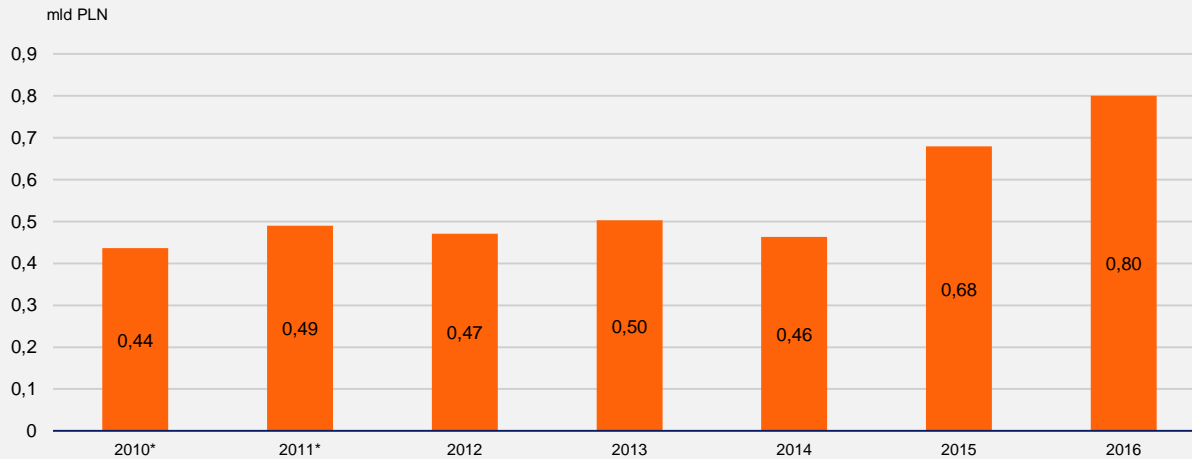
Moc zainstalowana cieplna	5,408 MWt
Moc osiągalna elektryczna	1,147 Mwe
Sprzedaż ciepła (regulowana) w 2015 r.	40 PJ
Sprzedaż energii elektrycznej (z produkcji) w 2016 r.	3,6 TWh

## > Produkcja ciepła i energii elektrycznej



# Wyniki finansowe segmentu Wytwarzanie

## > EBITDA segmentu Wytwarzanie



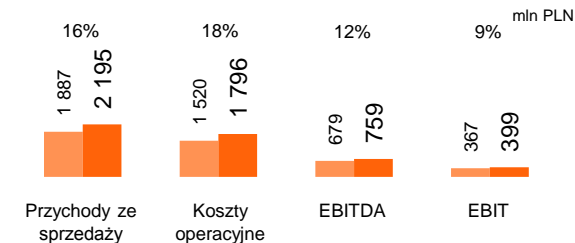
## > Inwestycje

- > Budowa bloku gazowego 450 MWe, w Warszawie na Żeraniu (H1 2019)
- > Budowa kotła biomasowego 146 MWt na Siekierkach (2016)
- > Elektrociepłownia Stalowa Wola
  - > 50/50 JV PGNiG i Tauron Polska Energia: Nakłady inwestycyjne 1,6 mld zł, finansowane w formule „project finance”
  - > Umowa na sprzedaż energii elektrycznej. PGNiG dostarczy 0,5 mld m<sup>3</sup> gazu przez 14 lat
  - > Moc bloku gazowego: 450 MWe oraz 240 MWt
  - > W styczniu 2016 r. odstąpiono od umowy oraz nałożono kary umowne na generalnego wykonawcę w związku z nienależytym wykonywaniem kontraktu
  - > W październiku 2016 r. zostało podpisane porozumienie w sprawie ustalenia podstawowych warunków brzegowych restrukturyzacji projektu budowy bloku, które dostosowuje obecne umowy handlowe ECSW do oczekiwanego terminu oddania bloku do eksploatacji
  - > Zakończyła się inwentaryzacja obiektu. Inwestycja będzie kontynuowana z wykorzystaniem wyspecjalizowanej firmy wspierającej koordynację przedsięwzięcia w formule EPCM

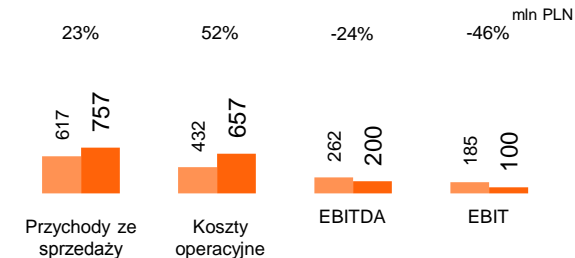
\* 2010-2011 Według polskich standardów rachunkowości

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła R/R o 12% do poziomu 1 263 mln PLN przy wolumenie wyższym o 10% i przy wyższej taryfie na ciepło w okresie 01.01-15.08 i niezmienionej taryfie na ciepło po 15.08
- > Wzrost przychodów ze sprzedaży Ee z wytwarzania R/R o 21 mln PLN do poziomu 606 mln PLN w związku z 3% wzrostem wolumenu sprzedaży

## > Wyniki segmentu za 2016 rok



## > Wyniki segmentu za Q4 2016





# Strategia, nakłady

# Strategia GK PGNiG na lata 2017-2022

**Nowa strategia Grupy PGNiG na lata 2017–2022 (z perspektywą do 2026 r.)**

## #1

### Misja

Jesteśmy zaufanym dostawcą energii dla domu i biznesu

## #2

### Wizja

Odpowiedzialnie i efektywnie dostarczamy innowacyjne rozwiązania energetyczne

## #3

### Cel nadrzędny

Wzrost wartości GK PGNiG oraz zapewnienie stabilności finansowej

### 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

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

### Odpowiedzialnie

Działamy przejrzysto w oparciu o zasady odpowiedzialności społecznej

### Efektywnie

Jesteśmy zoptymalizowani procesowo i kosztowo

### Innowacyjne rozwiązania

Jesteśmy liderem innowacyjności w branży energetycznej

### 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 w po wygaśnięciu „jamału” w roku 2022

Inwestycje produkcyjne w Norwegii ukierunkowane na zwiększenie wydobycia gazu do ok. 2,5 mld m<sup>3</sup> 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

### 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

Wzrost wartości GK PGNiG oraz zapewnienie stabilności finansowej

# Aspiracje w kluczowych obszarach działalności



## 1. Poszukiwanie i Wydobywanie

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



## 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



## 3. Obrót detaliczny

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



## 4. Magazynowanie

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



## 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%



## 6. Energetyka i ciepłownictwo

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



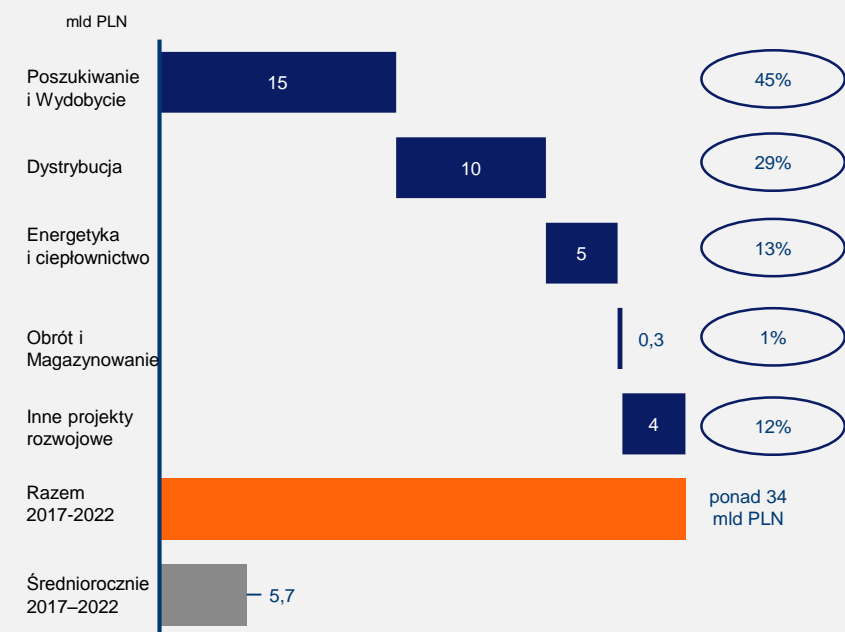
## 7. Centrum Korporacyjne

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

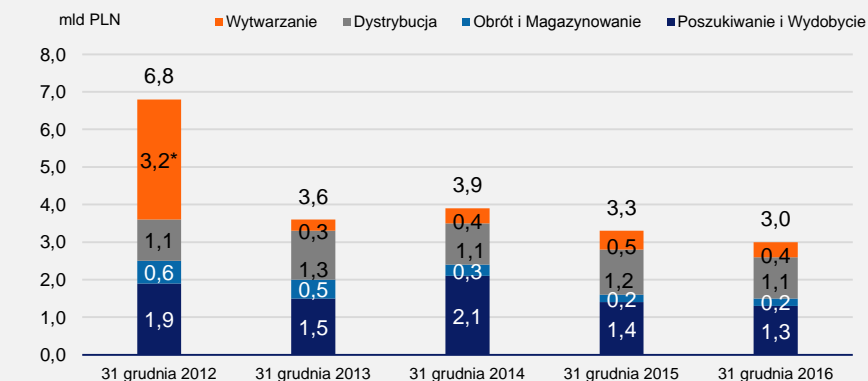


# CAPEX oraz EBITDA w latach 2017-2022

## > CAPEX w latach 2017-2022

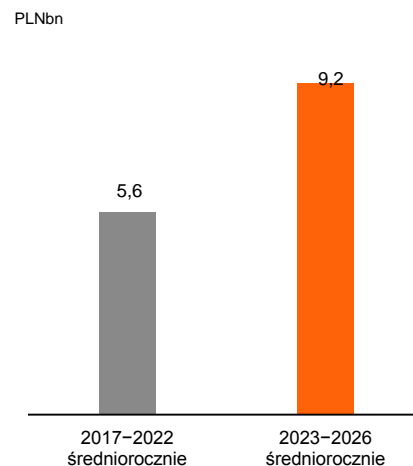


## > CAPEX w latach 2012-2016



\* Includes PLN 3bn for acquisition of PGNiG Termika

## > 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)

- > Blisko połowa nakładów inwestycyjnych (45%) dotyczyć będzie obszaru poszukiwania i wydobywania
- > Średnioroczne nakłady inwestycyjne w latach 2017-2022 na poziomie około 5,7 mld PLN





# Załączniki

# Perspektywy na rok 2017



## Wzrost cen węglowodorów

- > przewidywany przez rynek wzrost cen węglowodorów i umocnienie USD
- > prognozowane wolumeny produkcji ropy naftowej i kondensatu w Grupie PGNiG na poziomie 1 316 tys. ton w 2017 r.
- > początek eksploatacji złoża Gina Krog w kwietniu 2017 r. (Norwegia)
- > zagospodarowanie i podłączenie nowych odwiertów oraz rozbudowa 2 obiektów – w Dębnie i w Grodzisku (Polska)



## Rozbudowa sieci dystrybucyjnej

- > wzrost wolumenu dystrybuowanego gazu w wyniku realizacji inwestycji rozwojowych i nowych przyłączy
- > pregazyfikacja północno-wschodniej Polski z wykorzystaniem LNG
- > kontynuacja starań o socjalizację kosztów terminala
- > wzrost nakładów inwestycyjnych (planowane 1,7 mld PLN w 2017 r.)
- > dążenie do wypracowania modelu długoterminowej regulacji



## Liberalizacja rynku gazu

- > od października 2017 jedynie gaz sprzedawany do odbiorców domowych objęty taryfikacją
- > rozwój oferty Prąd i Gaz
- > rezerwacja przepustowości w planowanym gazociągu Norwegia-Dania-Polska
- > możliwy wzrost kosztu pozyskania gazu w ramach kontraktów długoterminowych w wyniku wzrostu ceny ropy naftowej
- > całoroczne dostawy LNG w ramach kontraktu długoterminowego z Qatargas
- > oczekiwane rozstrzygnięcie postępowania arbitrażowego z Gazpromem w Q3 2017
- > handel gazem LNG przez biuro tradingowe w Londynie



## Rozwój segmentu Wytwarzanie

- > wyższe wolumeny produkcji ciepła i energii elektrycznej po konsolidacji zakupionych aktywów
- > możliwy wzrost cen paliw do produkcji ciepła i energii elektrycznej
- > rozpoczęcie budowy bloku gazowego oraz kotłowni szczytowej w Ec Żerań

# Podstawowe wyniki finansowe Q4 2016

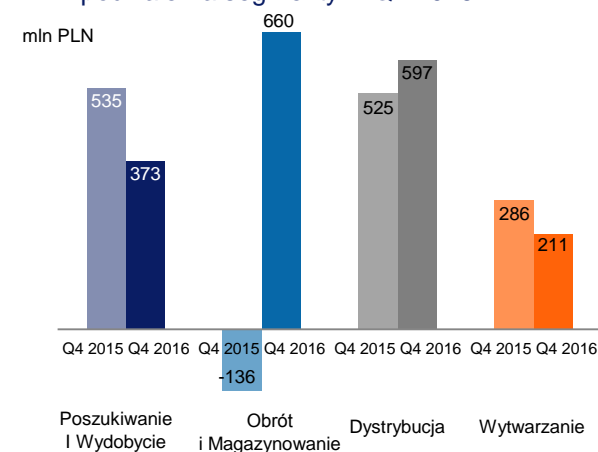
[mIn PLN]	Q4 2015	Q4 2016	Δ%
Przychody ze sprzedaży	9 769	<b>10 146</b>	4%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(8 998)	<b>(8 441)</b>	(6%)
EBITDA	771	<b>1 705</b>	x2
skor. EBITDA*	1 211	<b>1 828</b>	51%
Amortyzacja	(717)	<b>(658)</b>	(8%)
EBIT	54	<b>1 047</b>	x19
Wynik na działalności finansowej	(71)	<b>(63)</b>	(11%)
Zysk netto	(21)	<b>721</b>	-

- Przychody ze sprzedaży gazu wysokometanowego (E) niższe R/R o 47 mln PLN (7,5 mld PLN w Q4 2016), przy 13% wzroście wolumenu sprzedaży do 6,9 mld m<sup>3</sup>.
- Przychody ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu wyższe o 84 mln PLN w Q4 2016 przy wzroście o 3% R/R wolumenu sprzedaży do poziomu 326 tys. ton. Znaczący wpływ miał wzrost cen ropy o blisko 16% R/R.
- Przychody ze sprzedaży Ee wyższe R/R o 21%, czyli 101 mln PLN (576 mln PLN w Q4 2016), przy wzroście wolumenu sprzedaży o 1,7 TWh do poziomu 11,0 TWh.

- Przychody ze sprzedaży ciepła wyższe R/R o 71 mln PLN, przy 23% wzroście wolumenu (+ 2,8 PJ R/R).
- Wzrost przychodów ze sprzedaży usługi dystrybucyjnej i usług geofizyczno-geologicznych o odpowiednio 77 mln zł i 50 mln zł R/R
- Koszt sprzedanego gazu niższy o ponad 11%, czyli 0,6 mld PLN R/R.

- Ponad dwukrotny wzrost EBITDA przy wzroście wolumenów sprzedaży podstawowych produktów GK PGNiG

- Skorygowana EBITDA\* Grupy w podziale na segmenty w Q4 2016



\* EBITDA skorygowana o odpisy z tytułu trwałej utraty wartości na rzeczowym majątku trwałym

# Podstawowe wyniki finansowe w 2016

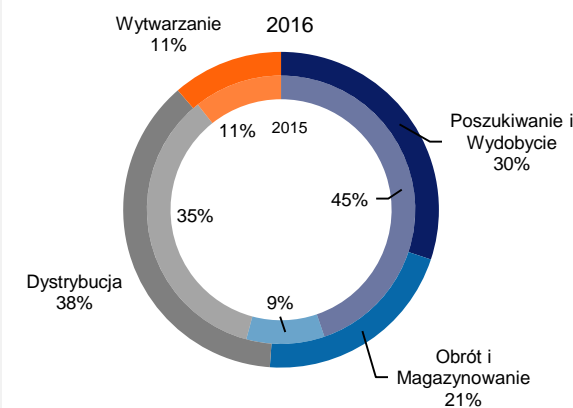
[mIn PLN]	2015	2016	Δ%
Przychody ze sprzedaży	36 464	<b>33 196</b>	(9%)
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(30 384)	<b>(27 222)</b>	(10%)
EBITDA	6 080	<b>5 974</b>	(2%)
skor. EBITDA*	6 670	<b>6 810</b>	2%
Amortyzacja	(2 790)	<b>(2 614)</b>	(6%)
EBIT	3 290	<b>3 360</b>	2%
Wynik na działalności finansowej	(225)	<b>(76)</b>	(66%)
Zysk netto	2 136	<b>2 349</b>	10%

- Przychody ze sprzedaży gazu wysokometanowego (E) niższe R/R o 3,7 mld PLN (24,8 mld PLN w 2016 r.), przy 6% wzroście R/R wolumenu sprzedaży sięgającym blisko 23 mld m<sup>3</sup>.
- Przychody ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu niższe o 338 mln PLN w 2016 r. przy spadku o 3% R/R wolumenu sprzedaży, sięgającym 1 347 tys. ton.
- Koszt sprzedanego gazu niższy o 17%, czyli 3,7 mld PLN R/R.
- Spadek amortyzacji R/R o 166 mln PLN w Norwegii ze względu na zmniejszone wolumeny sprzedaży (metoda naturalna amortyzacji) oraz przeszacowanie zasobów.

- Znaczący wpływ odpisów aktualizujących na majątek trwały zawiązanych w 2016 i 2015 r.: odpowiednio -836 mln PLN i -590 mln PLN. Skorygowana EBITDA wzrosła o 2% R/R.
- 55 mln PLN zysku w 2016 r. vs -80 mln PLN straty w 2015 r. z tytułu różnic kursowych na denominowanym w USD kredycie RBL (reserve based loan).
- Wpływ wyceny udziałów w PGG metodą praw własności na wynik netto wyniósł -53 mln PLN.
- Wzrost kosztów z tytułu opłaty regazyfikacyjnej o 176 mln PLN R/R i opłat eksploatacyjnych od wydobycia ropy i gazu o 84 mln PLN R/R.

- Znaczący wpływ spadku ceny surowców na roczne wyniki operacyjne

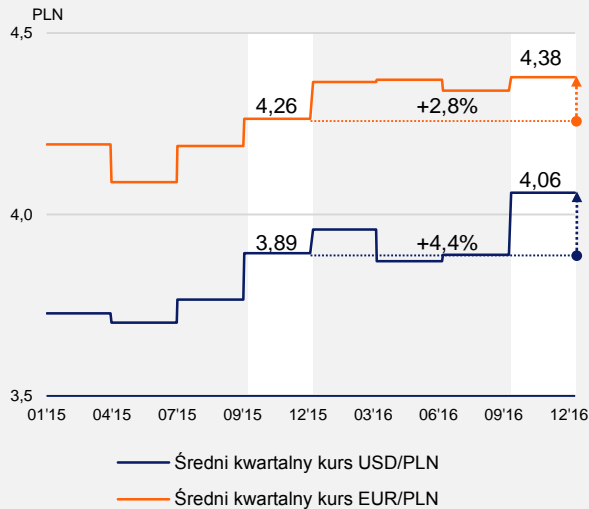
- Udział segmentów w wyniku skorygowanej EBITDA\* Grupy w 2016 roku



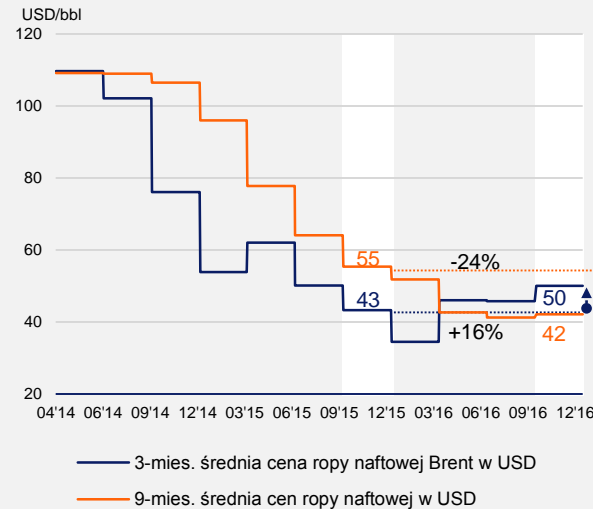
\* EBITDA skorygowana o odpisy z tytułu trwałej utraty wartości na rzeczowym majątku trwałym

# Czynniki wpływające na wynik finansowy

Wzmocnienie USD i EUR wobec PLN R/R

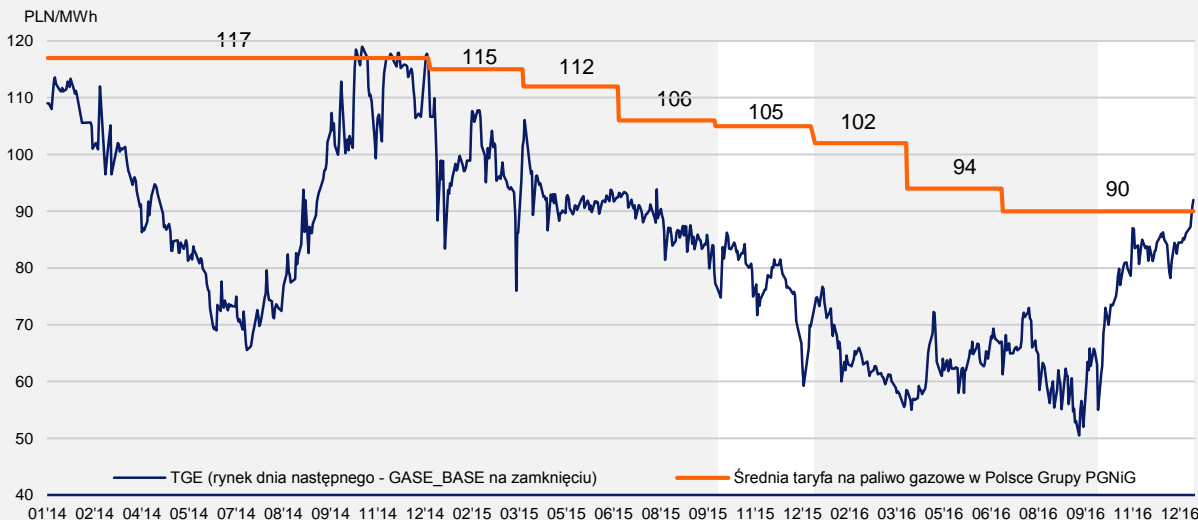


9-miesięczna średnia cen ropy spadła w Q4 2016 o 24% R/R



- Zauważalny wpływ redukcji taryf na przestrzeni ostatnich okresów na cenę sprzedaży gazu.
- W Q4 2016 obniżenie średniej regulowanej ceny o 14% R/R. Q/Q cena regulowana na niezmiennym poziomie.

Średnia taryfa na paliwo gazowe w Polsce i cena gazu na TGE



Uwagi:

- Cena na wykresie agreguje sprzedaż po cenach taryfowych PGNiG SA i PGNiG OD do klientów w Polsce. Nie obejmuje transakcji na TGE, wpływu rabatów i sprzedaży gazu bezpośrednio ze źródeł.
- Dominujące pod względem wolumenu terminy kontraktów gazowych na TGE i innych giełdach gazu to kwartał, sezon (lato/zima) i rok gazowy. Rynek kontraktów terminowych miesięcznych i tygodniowych oraz rynek spotowy pełnią funkcję uzupełniającą.



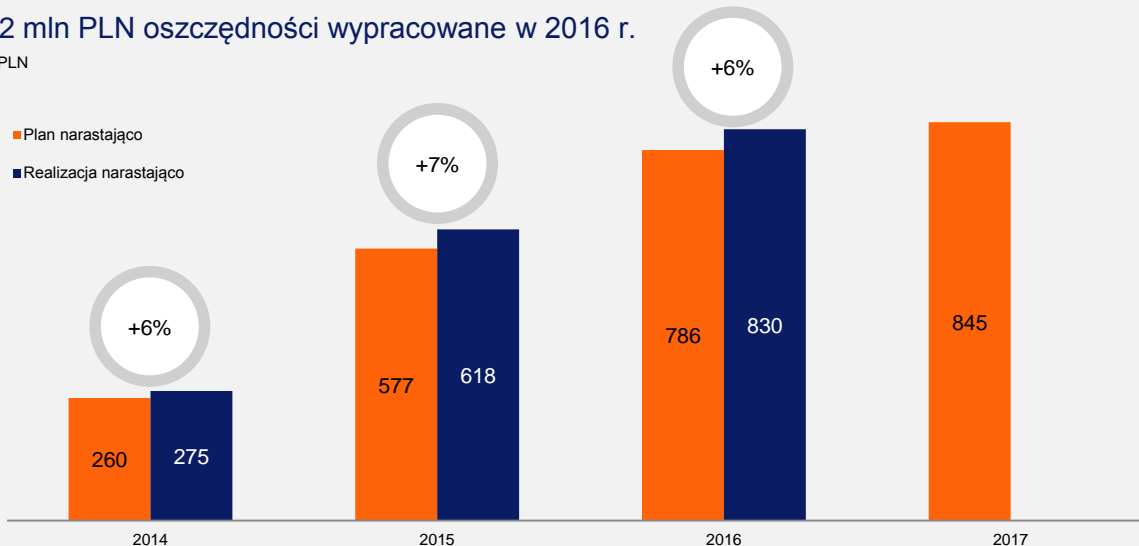
# PPE – Blisko 850 mln zł oszczędności do 2017 r.

## Cele Programu:

- > Zdefiniowanie celów poprawy efektywności dla poszczególnych segmentów i podmiotów wewnątrz Grupy PGNiG oraz wynikających z nich korzyści jakościowych.
- > Zdefiniowanie zakresu działań i przypisanie konkretnych inicjatyw do poszczególnych segmentów biznesowych na podstawie zidentyfikowanych obszarów poprawy efektywności.
- > Realizacja w perspektywie do końca roku 2017 roku inicjatyw poprawiających efektywność funkcjonowania Grupy PGNiG.

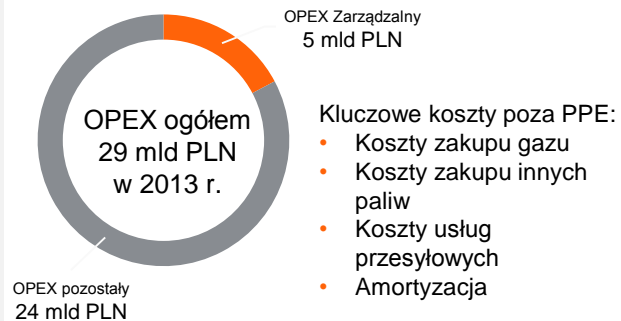
## > 212 mln PLN oszczędności wypracowane w 2016 r.

mln PLN



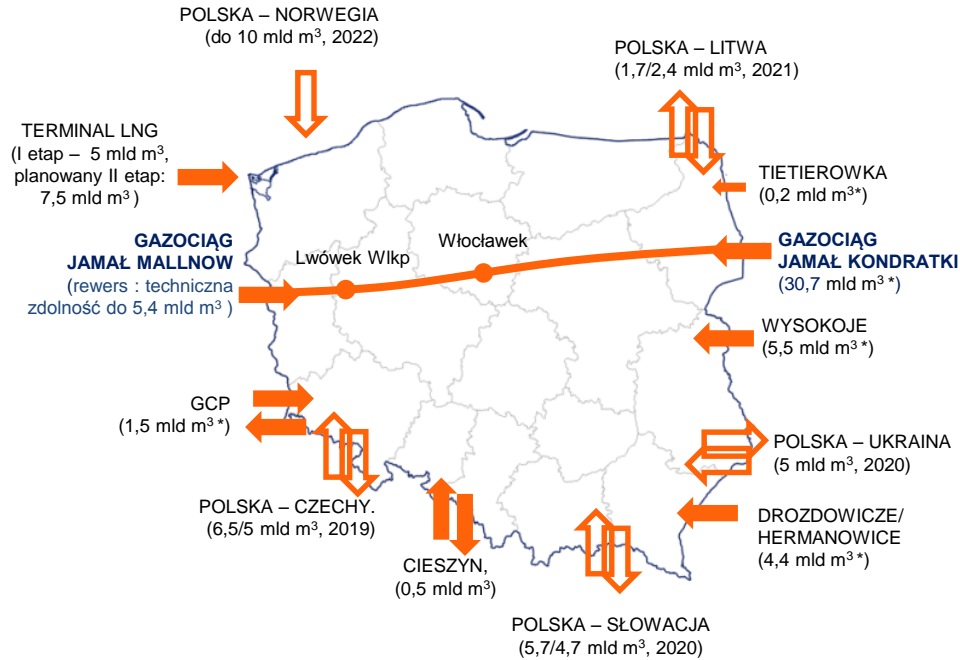
- > Program prowadzi do trwałej redukcji bazy kosztów zarządalnych we wszystkich kluczowych segmentach Grupy PGNiG

## > Koszty operacyjne w ramach PPE



# Kierunki dostaw gazu

## > Interkonektory

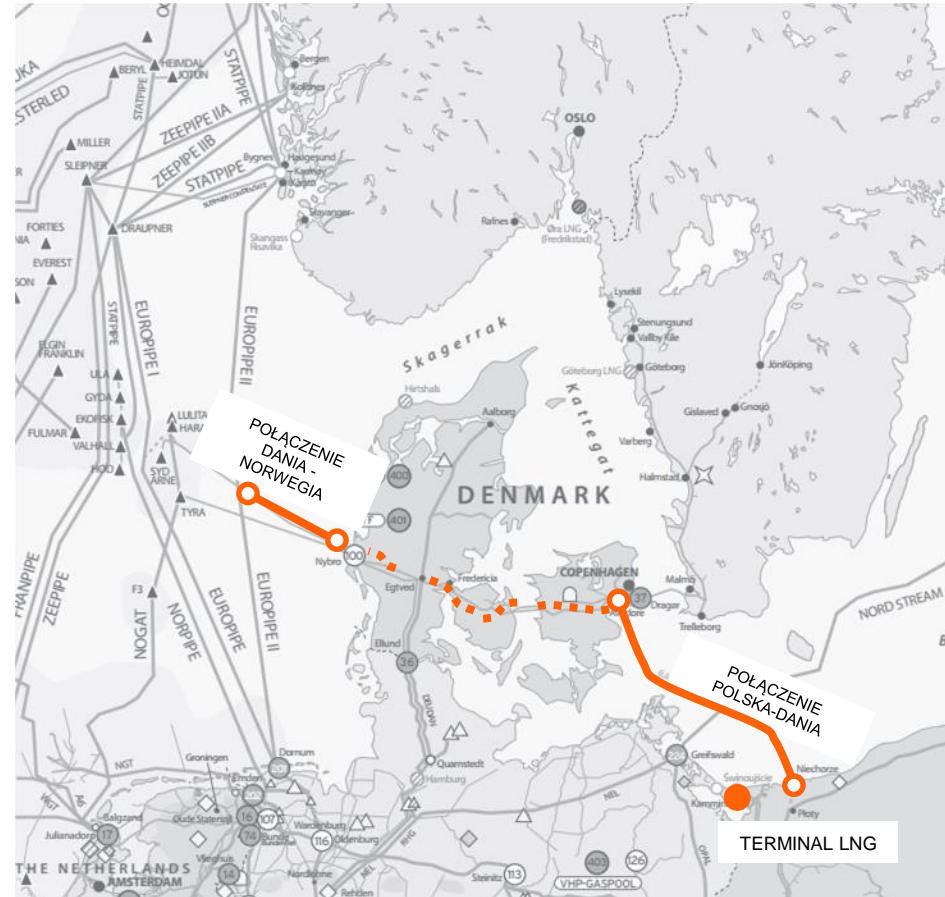


\* Przepustowość techniczna

➔ Połączenia istniejące

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

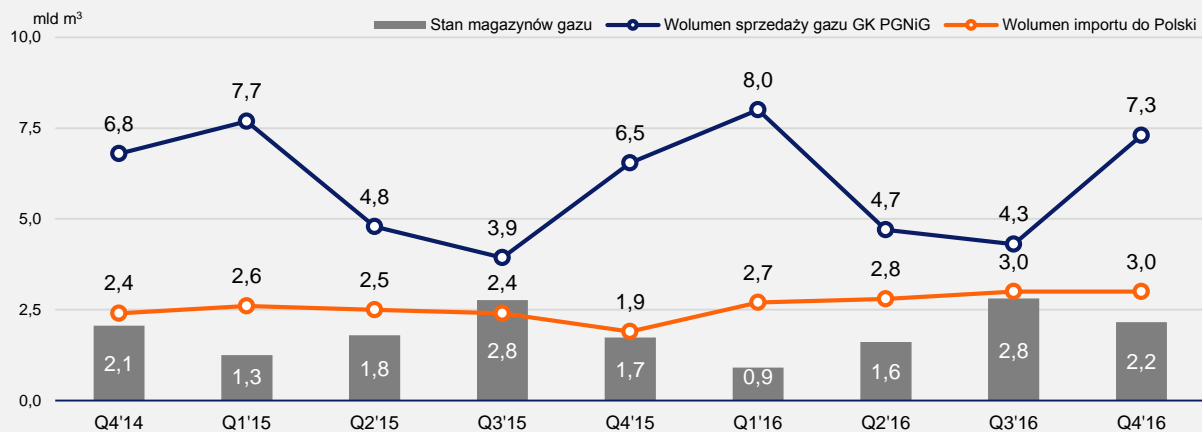
## > Projekt Bramy Północnej



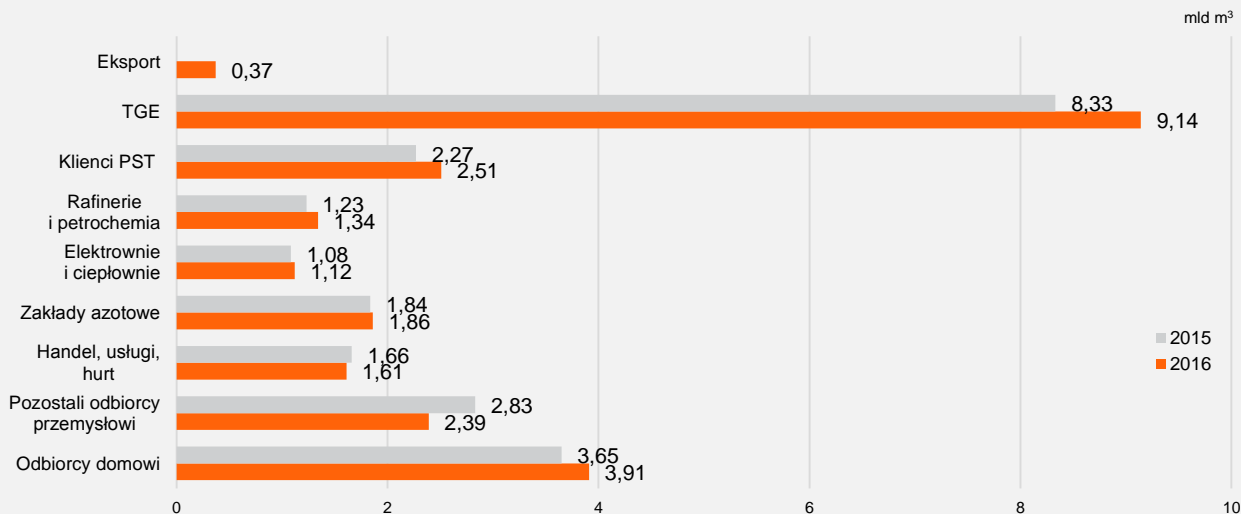


# Obrót i Magazynowanie (1/2)

- Wzrost wolumenu sprzedaży gazu o 1,3 mld m<sup>3</sup> R/R w 2016 (do 24,3 mld m<sup>3</sup>)



- PGNiG Group\* – wolumen sprzedaży gazu w grupach odbiorców

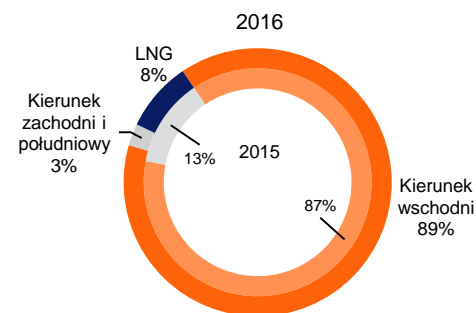


- Wzrost marży operacyjnej na gazie E o 2% R/R

## Komentarz:

- Wzrost zakupów gazu przez odbiorców domowych ze względu na niższe R/R temperatury (7,8°C w 2016 vs. 9°C rok wcześniej).
- Wyższy wolumen sprzedaży do odbiorców przemysłowych (rafinerie i petrochemie, power and heat plants) – wpływ konkurencyjnej ceny rynkowej.
- Eksport gazu w 2016 - 0,37 mld m<sup>3</sup>
- Zapas LNG w terminalu: 100 mln m<sup>3</sup> (na 31.12.2016).

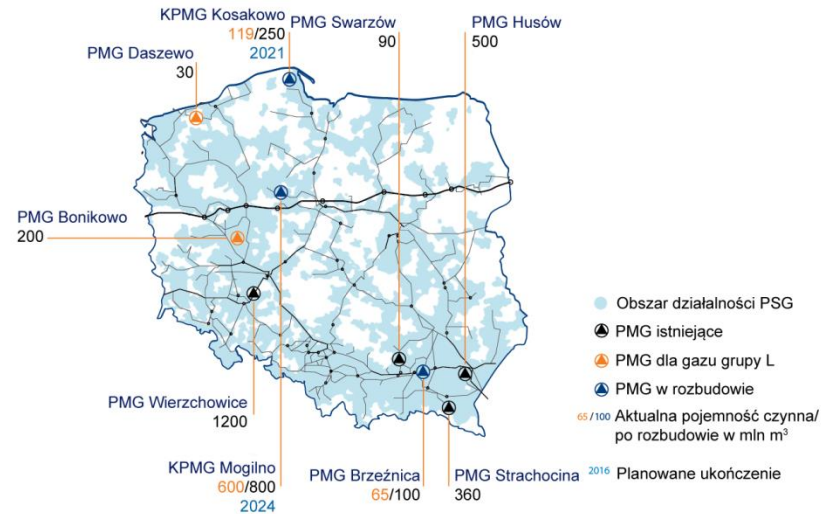
- Struktura importu gazu do Polski w 2016 vs 2015



# Obrót i Magazynowanie (2/2)

- > Zdolności magazynowe w ilości 5 757 pakietów, w tym:
  - > 2 192 pakiety w usługach magazynowania na warunkach ciągłych
  - > 3 565 pakiety na warunkach przerywanych
- > 97% zdolności magazynowych zarezerwowane przez PGNiG
  - > 2% przez klientów zewnętrznych, pozostały 1% nie został zakontraktowany
- > W 2016 r. średnie zatłaczanie gazu do magazynów w Polsce wynosiło 135 GWh/dobę, o 22 GWh/dobę więcej niż w 2015 r.
- > Przed rozpoczęciem sezonu zimowego w Polsce magazyny były wypełnione w ponad 98%

- > Pojemność PMG: 2005-2016: +1,5 mld m<sup>3</sup>



- > Obecna liczba magazynów: 9 (w kawernach solnych: 2)
- > Obecna pojemność czynna ok. 3,2 mld m<sup>3</sup>
- > Rezerwy strategiczne: 30 dni średniego dziennego wolumenu importu

# Zmiany na polskim rynku gazu

Wolumen sprzedaży gazu (mln m <sup>3</sup> )	2014	2015	2016
Grupa PGNiG ogółem	18,6	23,0	<b>24,3</b>
PGNiG SA (bez Pakistanu)	13,8	13,2	<b>14,5</b>
<i>w tym PGNiG SA poprzez TGE</i>	3,7	8,1	<b>9,0</b>
PGNiG Obrót Detaliczny	3,0	7,5	<b>7,3</b>

- > Liberalizacja rynku gazu wpływa na udział PGNiG w imporcie oraz strukturę sprzedaży

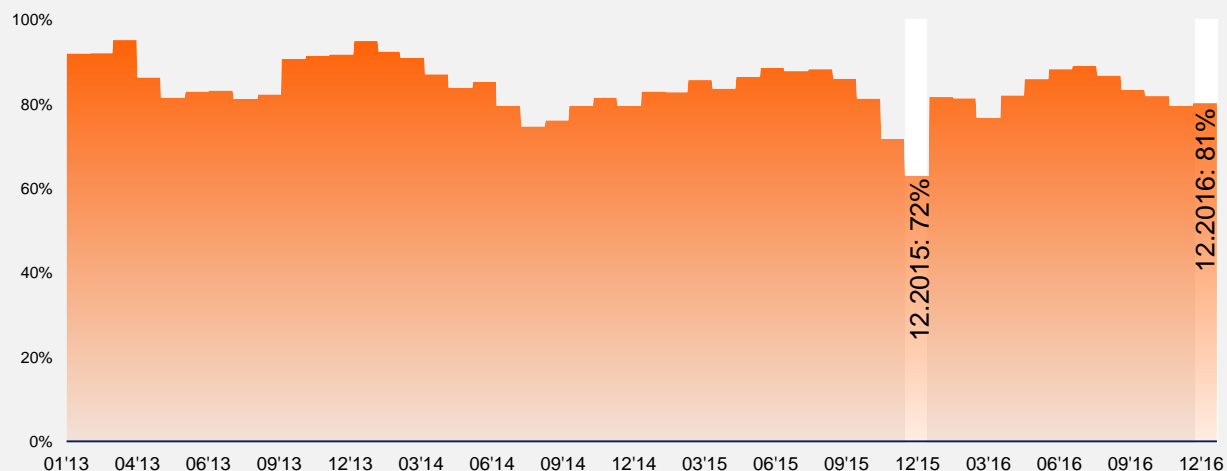
## Komentarz:

- > 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 gazociągiem jamalskim oraz bez eliminacji eksportu), dane miesięczne. Wzrost udziału PGNiG w imporcie zauważalny w 1Q16 spowodowany przede wszystkim przez spadek eksportu na Ukrainę.
- > Dane na wykresie nie wskazują na udział w polskim rynku gazu. Pochodzą one z publikowanych przez OGP Gaz-System wolumenów gazu przesyłanych przez interkonektory.

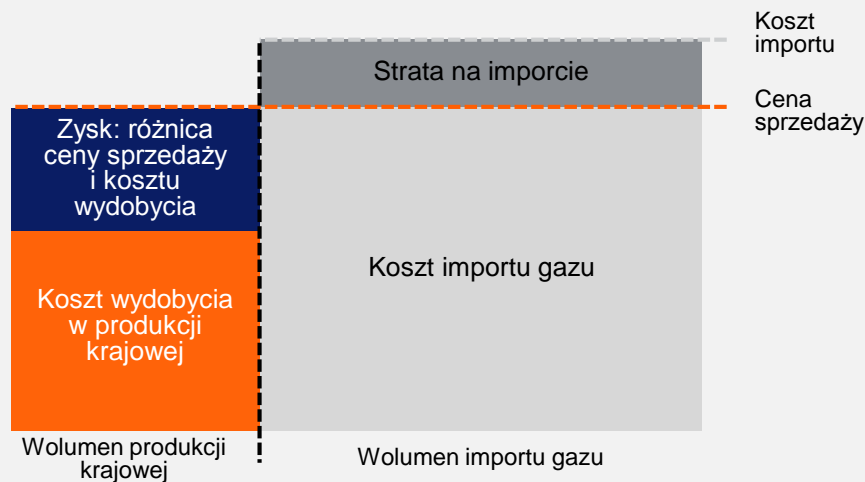
## > Udział PGNiG w imporcie gazu do Polski\*



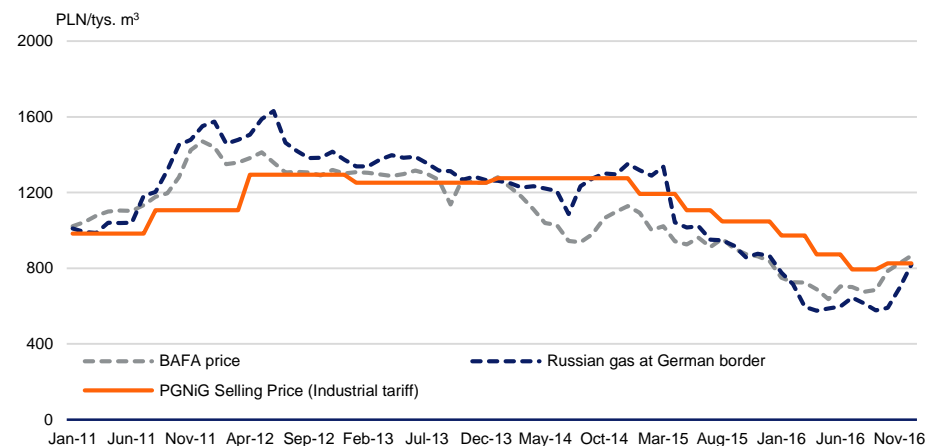
# Model taryfowy w Polsce

Typ działalności	Mechanizm regulacji
Sprzedaż bezpośrednia	Brak
Obrót gazem	Koszty pozyskania gazu + koszty operacyjne + marża
Obrót detaliczny	Baza kosztowa PGNiG Obrót Detaliczny m.in. koszt pozyskania gazu na TGE Baza kosztowa PGNiG SA
Obrót hurtowy	m.in. Koszt importu + koszt wydobycia (z uwzględnieniem zwrotu z kapitału w działalność wydobywczą)
Magazynowanie (do marca 2017)	Koszt + zwrot z kapitału (6,0% WACC × 3,7 mld zł wartości regulowanej aktywów WRA)
Dystrybucja (do grudnia 2016)	Koszt + zwrot z kapitału (7,2% WACC × 11,9 mld zł WRA – luka 150 mln zł)

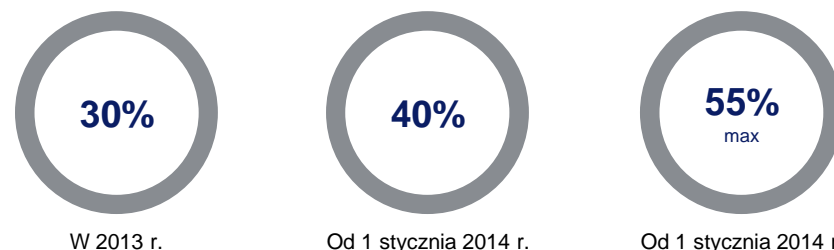
- Taryfa na paliwo gazowe oparta o średnioważony koszt gazu: tańsza produkcja własna subsyduje import



- Średnia importowa cena gazu do Niemiec wg BAFA, cena gazu rosyjskiego na granicy niemieckiej oraz taryfa PGNiG



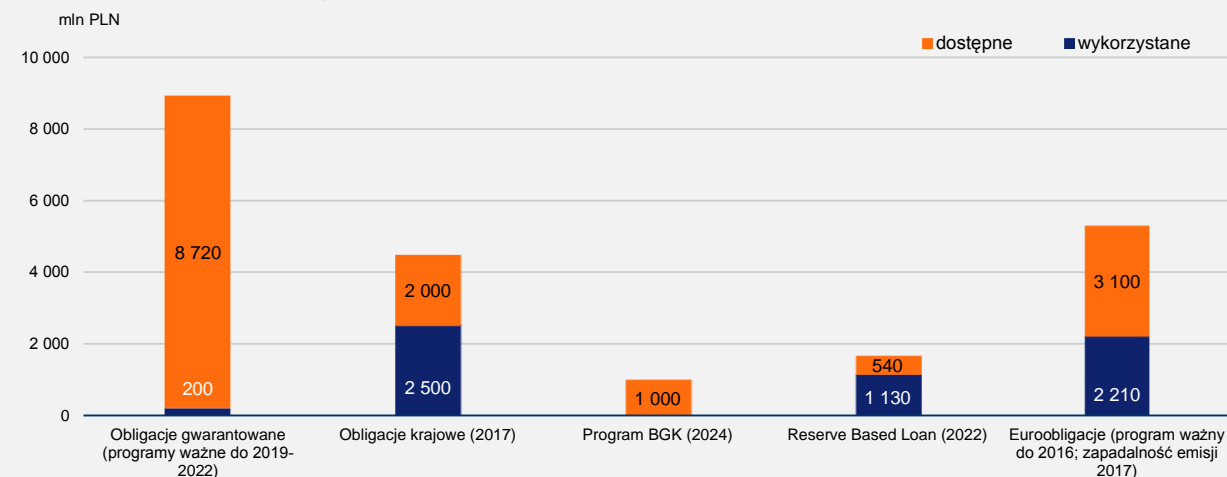
- Poziomy obliga giełdowego



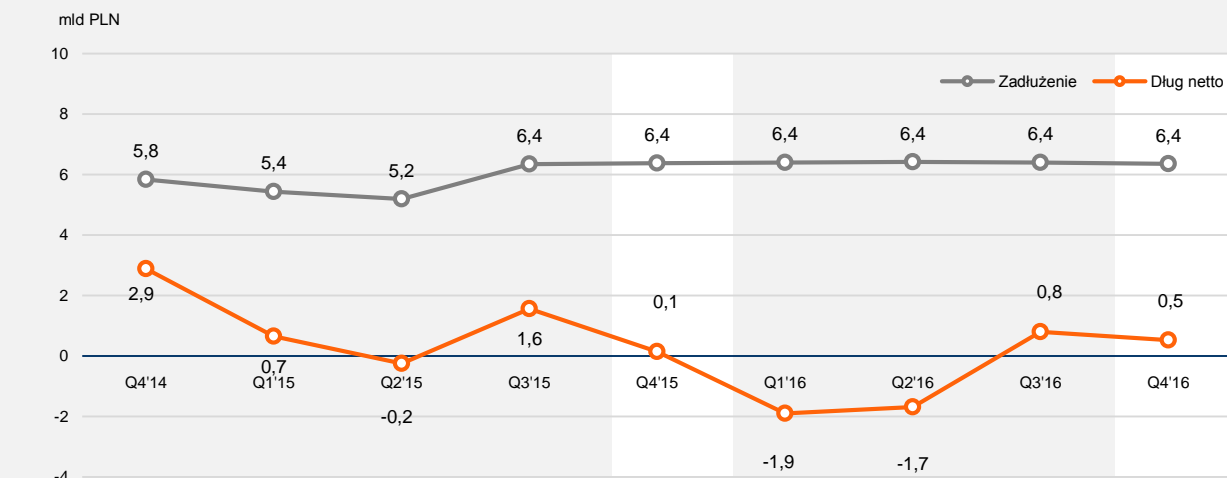
- Urząd Regulacji Energetyki zaproponował liberalizowanie polskiego rynku gazu poprzez „obliga giełdowe”, czyli wolumen gazu ziemnego, który powinien zostać sprzedany przez spółkę obrotu na Towarowej Giełdzie Energii. URE zamierza stopniowo znosić taryfy dla poszczególnych segmentów wśród odbiorców przemysłowych.

# Zadłużenie i źródła finansowania

## > Źródła finansowania (stan na 31.12.2016)



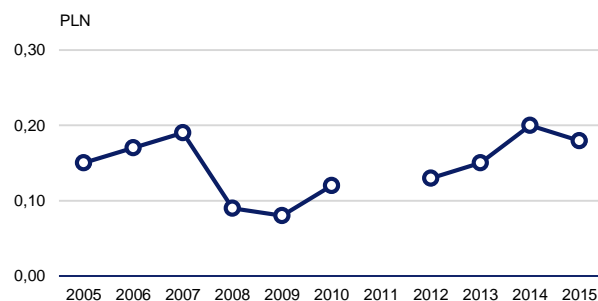
## > Zadłużenie na koniec kwartału



## Komentarz:

> W dniu 13 lutego 2017 r. PGNiG dokonała terminowej spłaty pożyczki udzielonej przez PGNiG Finance AB w wysokości 500 mln EUR wraz z należnymi odsetkami. W dniu 14 lutego 2017r. PGNiG Finance AB wykupiła euroobligacje o wartości nominalnej 500 mln EUR wraz z należnymi odsetkami.

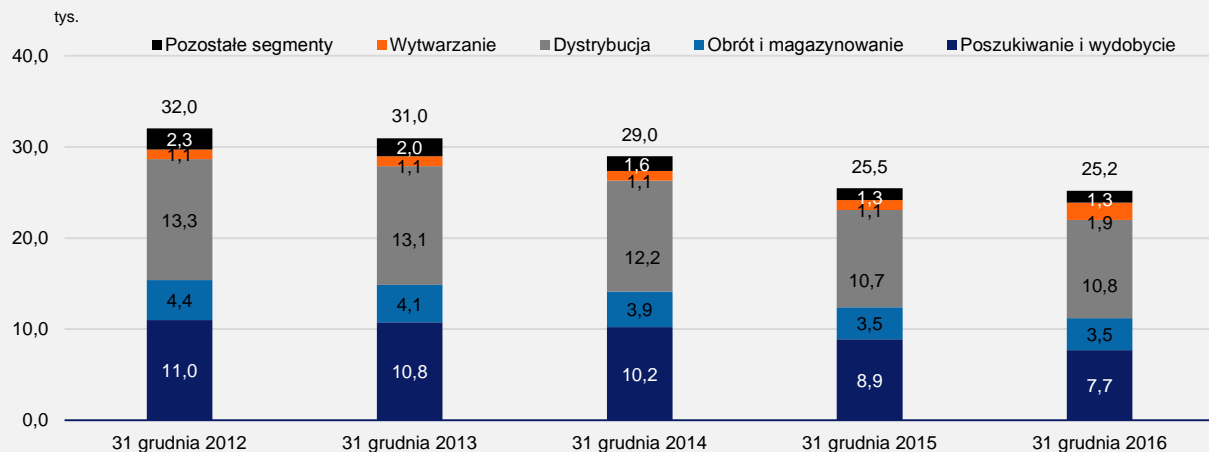
## > Dywidenda na akcje



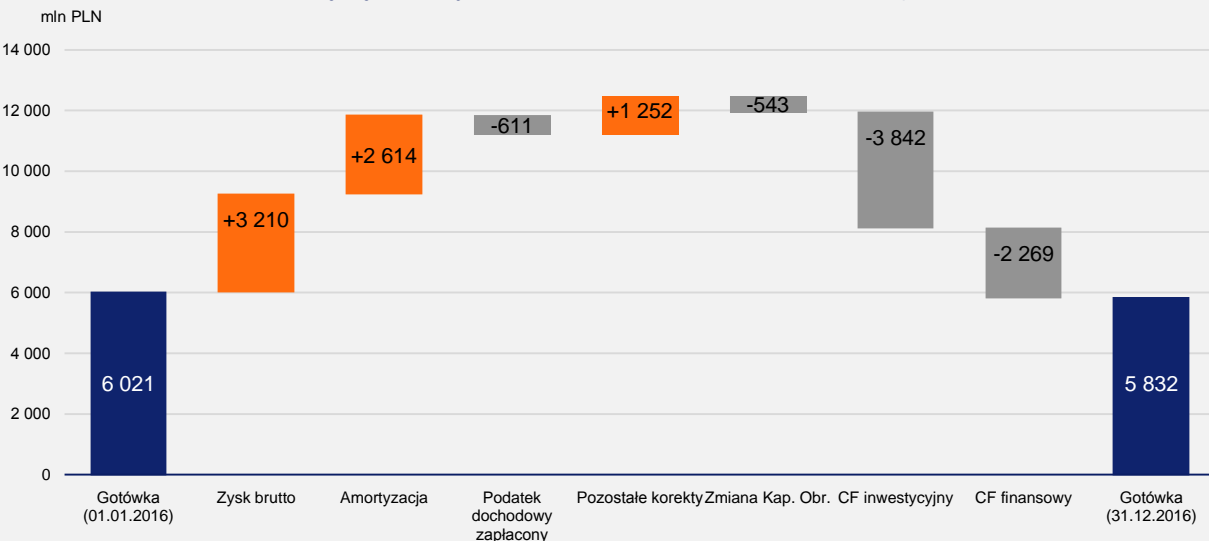
> Wypłata do 50% skonsolidowanego zysku netto w postaci dywidendy w latach 2015-2022 (przy założeniu stabilnej sytuacji finansowej, zabezpieczenia potrzeb inwestycyjnych oraz przekazania dywidend za dany rok ze spółek zależnych do PGNiG SA).

# Bilans, rachunek przepływów pieniężnych, wskaźniki finansowe i zatrudnienie

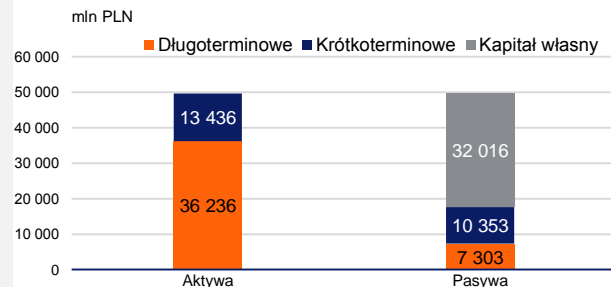
## > Zatrudnienie (stan na koniec roku)



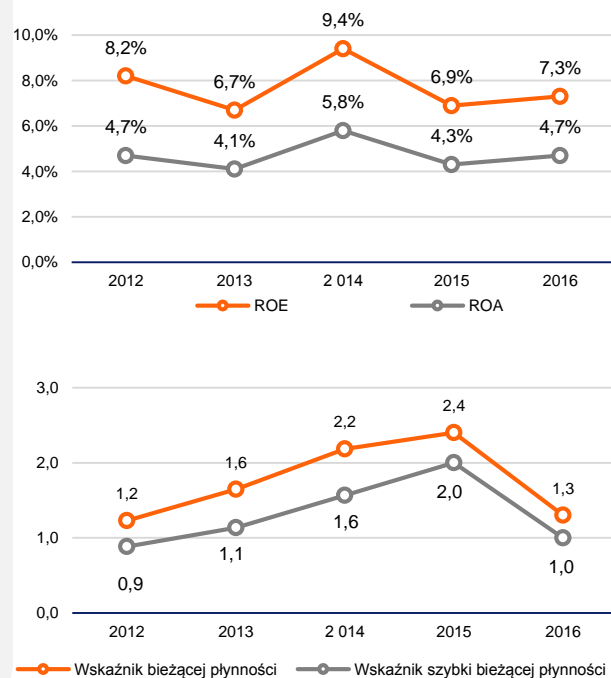
## > Skonsolidowane przepływy pieniężne (01.01.2016 r. - 31.12.2016 r.)



## > Bilans Grupy (stan na 31.12.2016 r.)



## > Rentowność i wskaźniki płynności



# Słownik terminów i pojęć

B + R	Badania i rozwój
Boe	(Barrel of oil equivalent) – ekwiwalent baryłki ropy naftowej (1 baryłka to ok. 0,136 tony)
CAGR	Compound Annual Growth Rate
Capex	Nakłady inwestycyjne
CNG	Compressed Natural Gas; gaz ziemny w postaci sprężonej
EBITDA	Wynik operacyjny bez amortyzacji
Ee	Energia elektryczna
GK PGNiG	Grupa Kapitałowa PGNiG SA
GPW	Giełda Papierów Wartościowych SA
JV	Joint Venture (wspólne przedsięwzięcie)
KPMG	Kawernowy Podziemny Magazyn Gazu
LNG	Liquefied Natural Gas; gaz ziemny w postaci ciekłej
Opex	Wydatki operacyjne
PDO	Program Dobrowolnych Odejsć
PGNiG	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA
PGNiG OD	PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.
PPE	Program Poprawy Efektywności
PSG	Polska Spółka Gazownictwa
PST	PGNiG Supply and Trading
TGE	Towarowa Giełda Energii
URE	Urząd Regulacji Energetyki
Upstream	Poszukiwanie i wydobycie kopalnin

# Informacje kontaktowe

## Aleksandra Dobosiewicz

Zastępca Dyrektora Departamentu Ekonomicznego  
Kierownik Działu Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 589 46 71

kom.:+48 665 004 847

faks: +48 22 691 81 23

e-mail: [aleksandra.dobosiewicz@pgnig.pl](mailto:aleksandra.dobosiewicz@pgnig.pl)

## Weronika Zajac

Starszy Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

tel: +48 22 589 46 51

Kom.:+48 885 888 870

faks: +48 22 691 81 23

e-mail: [veronika.zajac@pgnig.pl](mailto:veronika.zajac@pgnig.pl)

## Marcin Piechota

Starszy Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 589 43 22

Kom.:+48 885 889 890

faks: +48 22 691 81 23

e-mail: [marcin.piechota@pgnig.pl](mailto:marcin.piechota@pgnig.pl)

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

ul. M. Kasprzaka 25

01-224 Warszawa

[www.pgnig.pl](http://www.pgnig.pl)

## > Kalendarz

10  
maja

wyniki  
I kwartału

11  
sierpnia

wyniki  
I półrocza

8  
listopada

wyniki  
III kwartału

## > Więcej informacji



Strona Relacji Inwestorskich

[www.ri.pgnig.pl](http://www.ri.pgnig.pl)

