



PGNiG

Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

Prezentacja inwestorska

Wyniki finansowe 3Q 2014 roku

1. Grupa Kapitałowa PGNiG i rynek gazu w Polsce
2. Segmenty GK PGNiG
 - 2.1. Poszukiwanie i Wydobycie
 - 2.2. Obrót i Magazynowanie
 - 2.3. Dystrybucja
 - 2.4. Wytwarzanie
3. Nakłady, finansowanie
4. Załącznik – Wyniki finansowe Grupy PGNiG za 3Q 2014 roku

An aerial photograph of a rural landscape. In the foreground, there is a large, rectangular industrial facility, likely a gas processing plant, with several buildings and a large rectangular pond. The facility is surrounded by green grass and some trees. Beyond the facility, the landscape consists of large, flat agricultural fields in various shades of brown and green, interspersed with dense green forests. The horizon is visible in the distance under a bright blue sky with scattered white and grey clouds.

Grupa Kapitałowa PGNiG & rynek gazu w Polsce

Poszukiwanie i Wydobywanie

Lider produkcji gazu ziemnego oraz ropy naftowej w Polsce

- Produkcja w 2013 (kraj i zagranica):
 - gaz ziemny: 4,6 mld m³,
 - ropa naftowa: 1,1 mln ton.

Obrót i Magazynowanie

Główny importer gazu do Polski oraz właściciel magazynów gazu

- 10,9 mld m³ importowanego gazu,
- ponad 2 mld m³ pojemności magazynowej,
- 6,8 mln odbiorców końcowych.

Dystrybucja

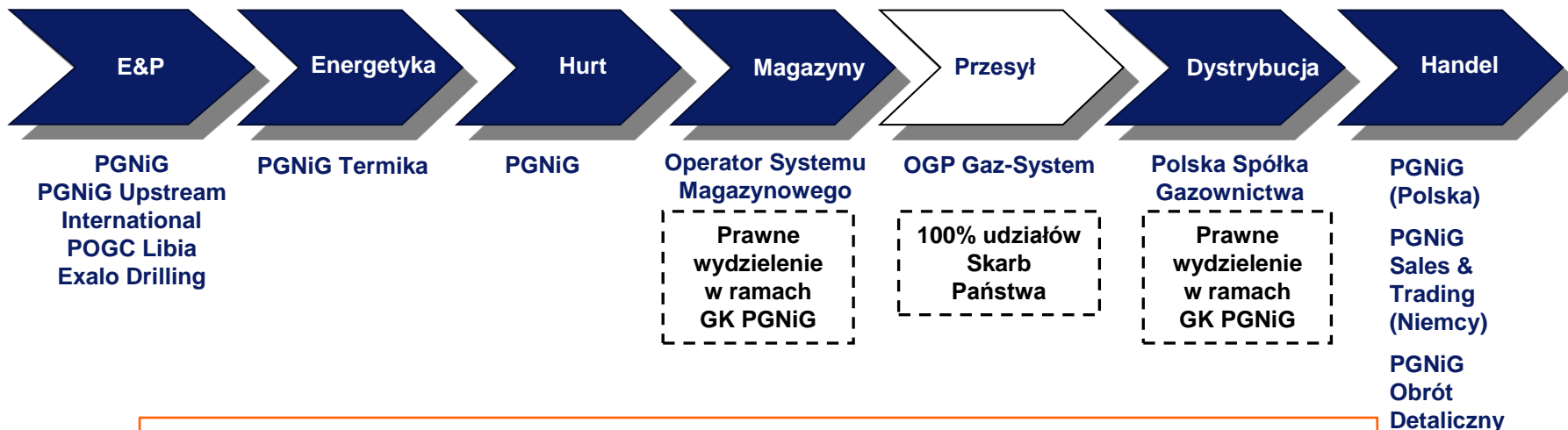
Segment regulowany ze stabilnymi wynikami finansowymi

- 122 tys. km sieci dystrybucyjnej,
- 10,1 mld m³ dystrybuowanych gazów.

Wytwarzanie

Największy producent ciepła oraz siódmy producent energii elektrycznej w Polsce

- produkcja ciepła 40,2 PJ
- produkcja energii elektr. 3,8 TWh



Wiodąca zintegrowana grupa w polskim sektorze gazowo-naftowym

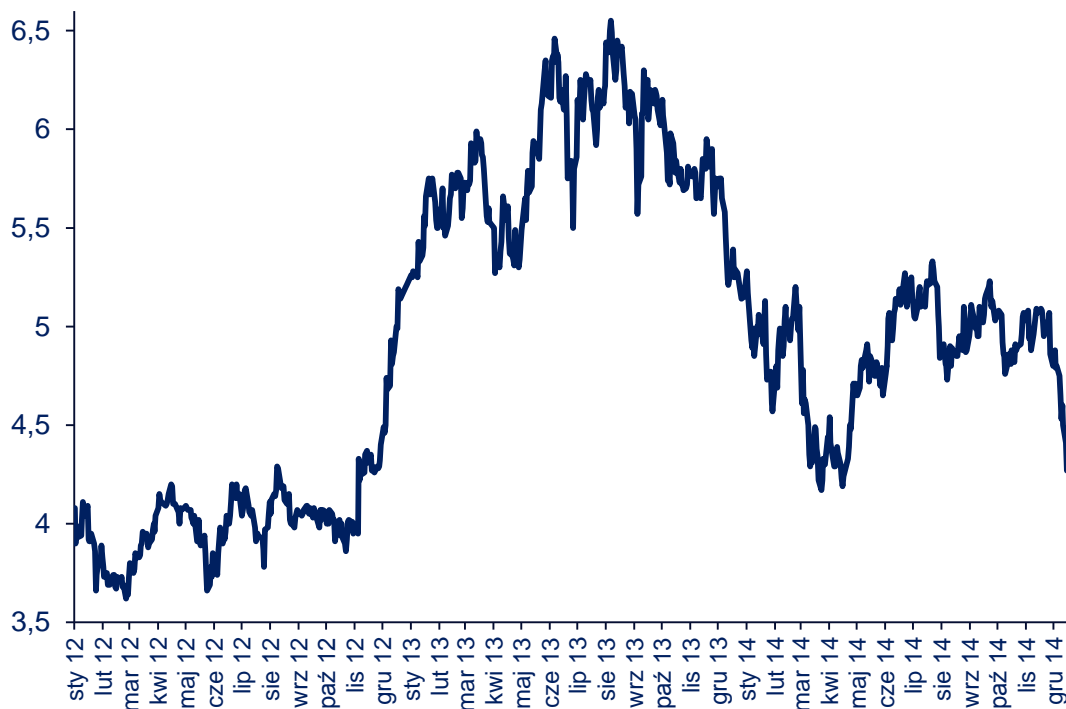
Akcjonariat PGNiG



Notowana na GPW
od września 2005

Kapitalizacja rynkowa
30 mld PLN**

Znaczący udział
w indeksach WIG20 i WIG30 ~5%



Struktura akcjonariatu

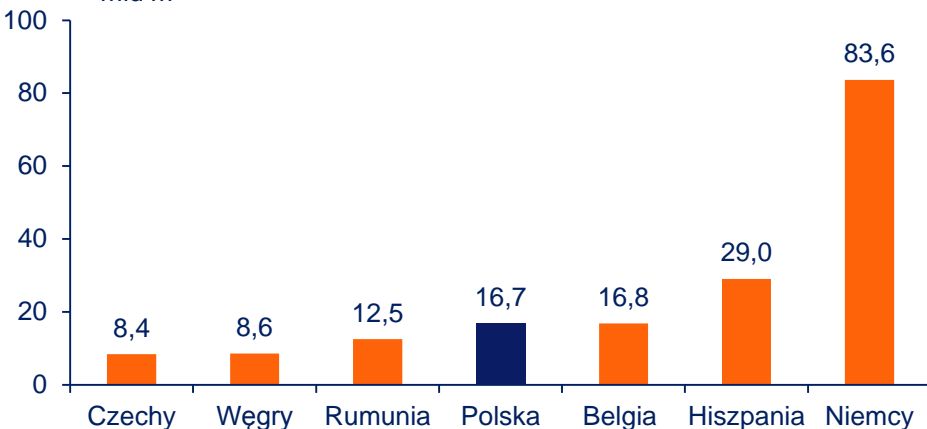
- 72,4% – Skarb Państwa
- 27,6% – Wolny obrót
- Średnia dzienna wartość obrotu: 21 mln PLN (01-08.2014)

Piąta największa polska spółka notowana na GPW*

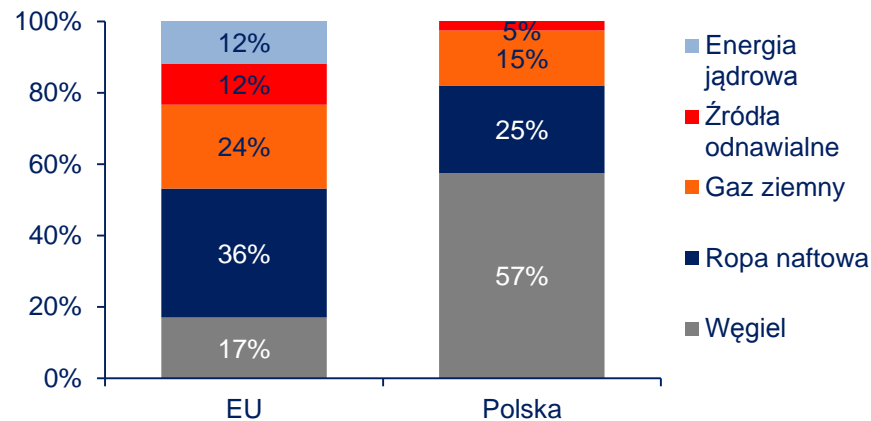
Rynek gazu w Polsce

Zużycie gazu ziemnego wg krajów

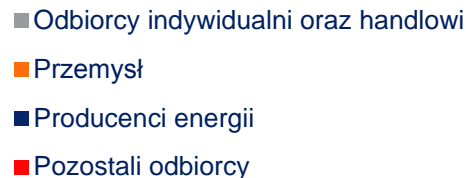
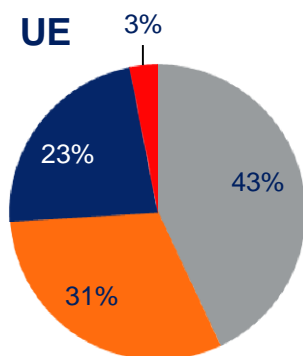
mld m³



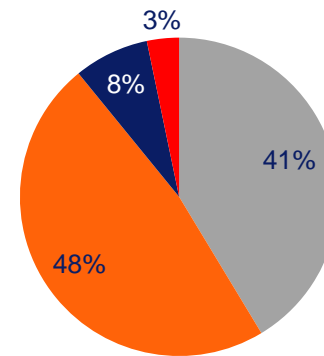
Zużycie energii pierwotnej



Sprzedaż gazu według sektorów



PGNiG

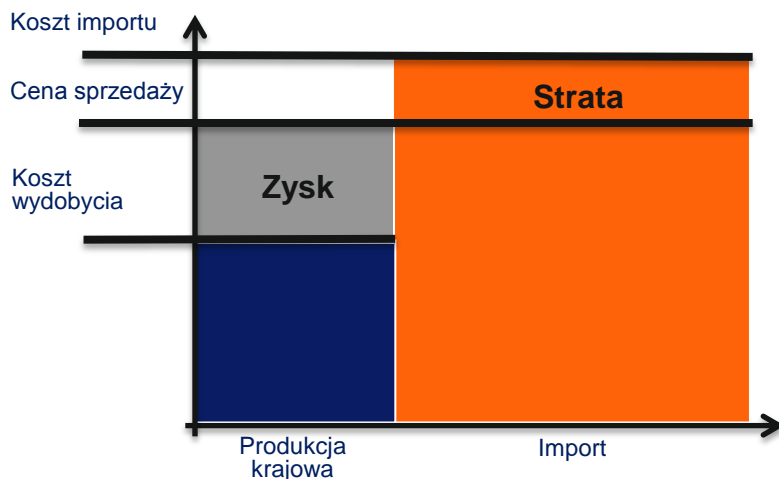


Niska konsumpcja gazu z potencjałem wzrostowym

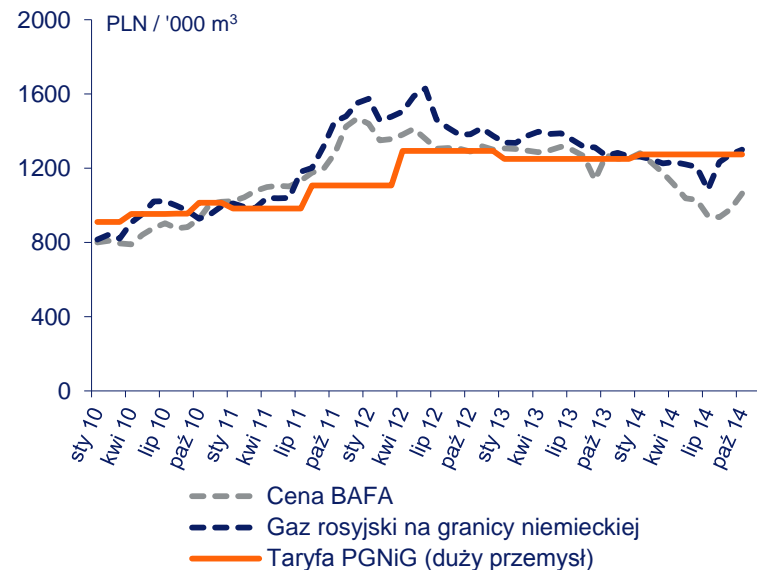
Model taryfowy w Polsce

Typ działalności	Mechanizm regulacji
Sprzedaż bezpośrednia	Brak
Obrót hurtowy – gaz wysokometanowy	Koszt importu + koszt wydobycia (z uwzględnieniem zwrotu z kapitału w działalność wydobywczą) + koszty operacyjne + marża
Magazynowanie	Koszt + zwrot z kapitału (7,4% WACC x 4 mld zł wartości regulowanej aktywów WRA)
Dystrybucja	Koszt + zwrot z kapitału (7,9% WACC x 12 mld zł WRA – luka 170m zł)

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

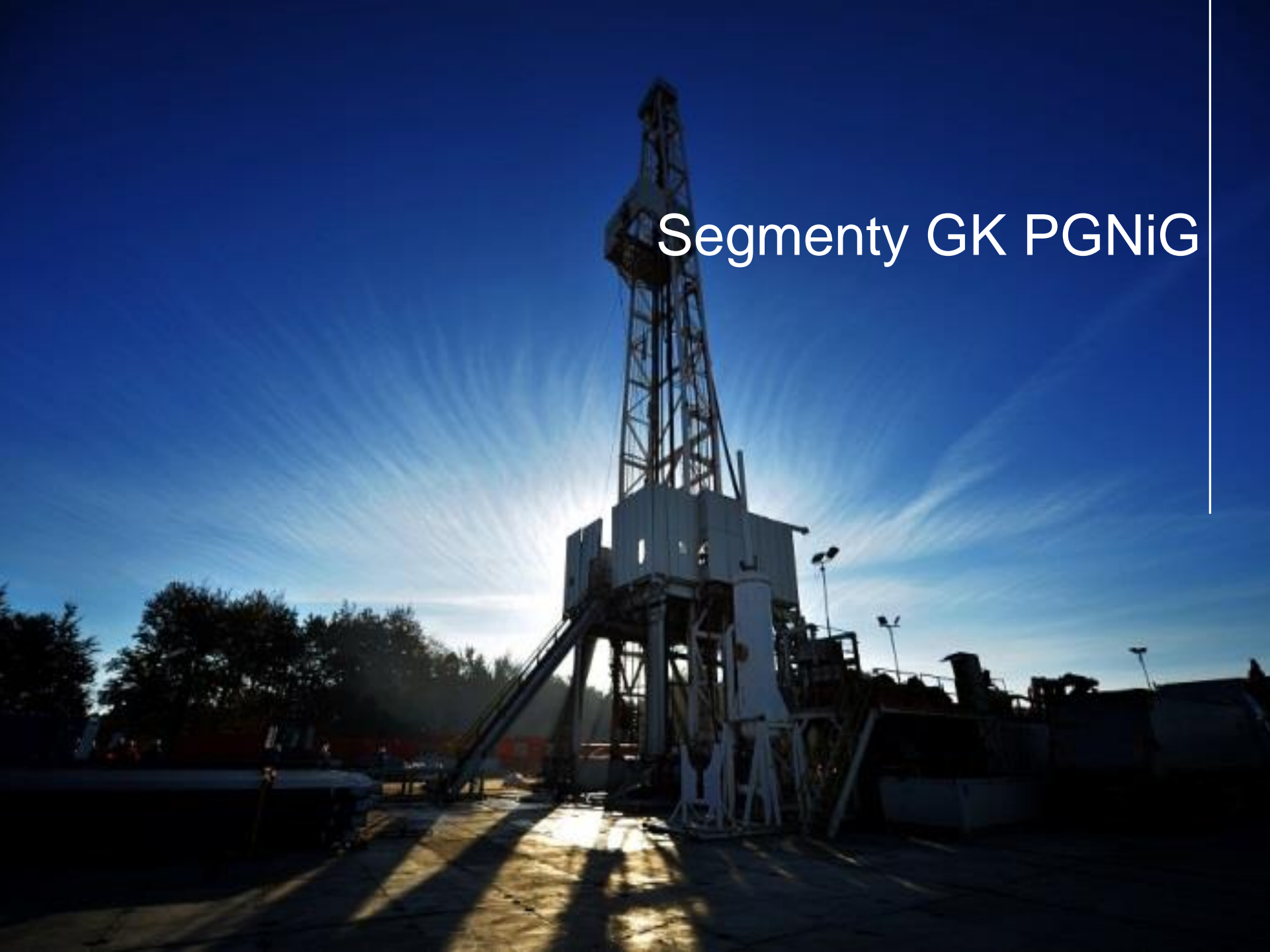


Średnia importowa cena gazu do Niemiec wg BAFA, cena gazu rosyjskiego na granicy niemieckiej oraz taryfa PGNiG



- Urząd Regulacji Energetyki zaproponował liberalizowanie polskiego rynku gazu poprzez „obligo 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.
- Poziomy obligo giełdowego: 30% w 2013, 40% od 01.01.2014, max. 55% od 01.01.2015

Segmenty GK PGNiG



Cele strategiczne budowania wartości w E&P



Intensyfikacja wydobycia krajowego ze złóż konwencjonalnych

- **Poprawa paramentów wydobycia** w Polsce w wyniku implementacji najnowszych technologii
- **Przyspieszenie zagospodarowania** złóż węglowodorów w Polsce
- Wzmocnienie współpracy z partnerami branżowymi w poszukiwaniach

Optymalizacja działalności w sektorze złóż niekonwencjonalnych

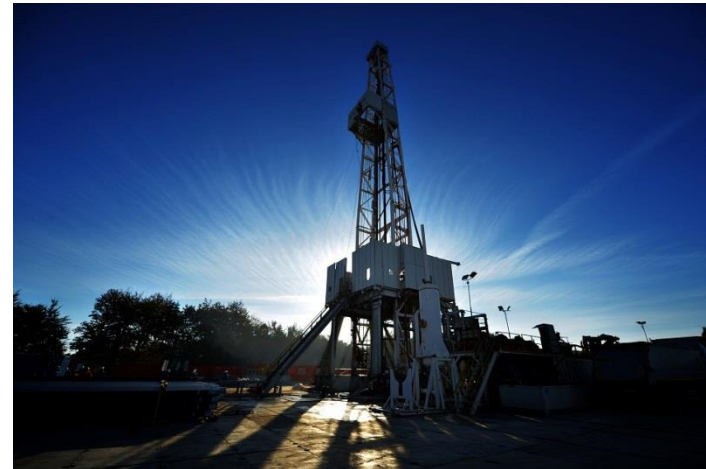
- Kontynuacja programu poszukiwania gazu (shale gas oraz tight gas)
- Wymiana doświadczeń z innymi firmami prowadzącymi poszukiwania gazu w Polsce, **poprawa transferu know-how**
- Pozyskanie doświadczonych **partnerów zewnętrznych** do realizacji projektów w zakresie poszukiwania gazu

Rozwój działalności wydobywczej poza granicami Polski

- **Zakup złóż produkcyjnych** ropy naftowej w rejonie Morza Północnego
- Zbadanie możliwości pozyskania aktywów produkcyjnych w Ameryce Północnej
- Przesunięcie działalności poszukiwawczej **do krajów o niskim poziomie ryzyka**

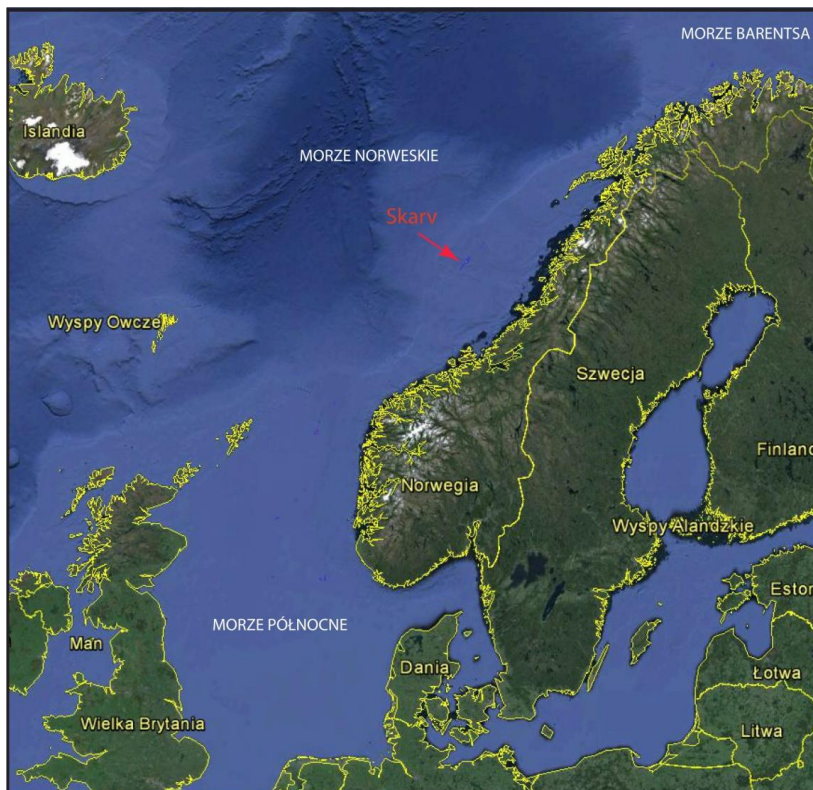
Zakres działań poszukiwawczych i wydobywczych

- PGNiG to lider działalności poszukiwawczo-wydobywczej ropy i gazu w Polsce
 - Produkcja gazu ziemnego* Grupy PGNiG (Polska + zagranica):
 - W 2013: 4.6 mld m³
 - w 2014: 4,5 mld m³ (prognoza)
 - Produkcja ropy naftowej wraz z kondensatem:
 - W 2013: 1,1 mln ton
 - W 2014: 1,2 mln ton (prognoza)
-
- Złóża PGNiG w Polsce
 - udokumentowane złoża gazu 534 mln boe (85,5 mld m³)*
 - udokumentowane złoża ropy 137 mln boe (19,2 mln ton)
 - Koncesje na ropę i gaz: 84 na poszukiwanie i rozpoznawanie oraz 227 na wydobycie
 - 60 kopalń gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce
 - Ponad 2 tys. odwiertów eksploatacyjnych
 - Poziom wskaźników (średnia za lata 2008-2013):
 - RRR = 0,7
 - R/P = 22,5
- Polskie złoża **gazu łupkowego** szacowane są na 2 biliony m³
 - PGNiG posiada 11 koncesji poszukiwawczych za gazem z łupków z blisko 100 przyznanych w Polsce.
 - Powierzchnia koncesji łupkowych PGNiG to 10 tys. km²
 - Wykonano 16 odwiertów za gazem łupkowym (do 28.10.2014)
 - Trwają prace nad otworem wiertniczym Majdan Sopocki 1 (współpraca z firmą Chevron)



Działalność zagraniczna – Norwegia

Projekt Skarv (Morze Norweskie)



Liczba pozostałych licencji poszukiwawczych na Morzu Norweskim i Morzu Barentsa

9

Udziały

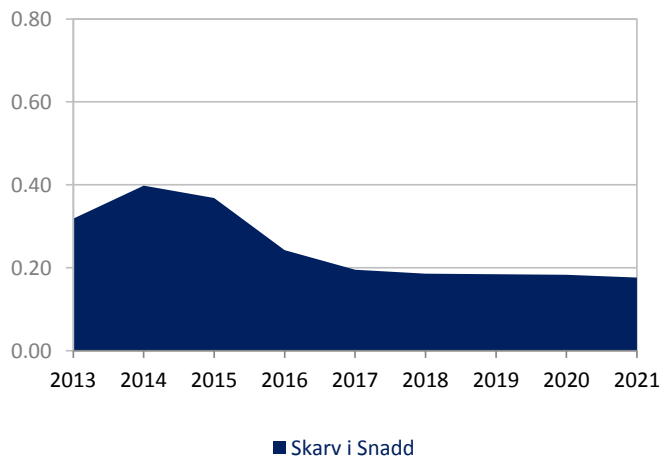
Od 20% do 50%

Data zakupu	2007
Udziały	PGNiG 11,92% BP Norge AS (operator) 23,84% E.ON Ruhrgas Norge AS 28,08% Statoil Petroleum AS 36,17%
Liczba licencji poszukiwawczych	3
Koszt zakupionych licencji	360 mln USD
CAPEX (wyłącznie PGNiG)	ok. 800 mln USD
Wydobywalne zasoby licencji (2P) dla PGNiG	60 mboe
Głębokość morza	350-450 m
Plan produkcji	do 2029
Produkcja w 2013	2,1 mboe (0,34 mld m ³) gazu ziemnego 2,0 mboe (0,28 mln ton) ropy naftowej oraz NGL
Produkcja w 2014 (plan)	2,7 mboe (0,43 mld m ³) gazu ziemnego 2,8 mboe (0,4 mln ton) ropy naftowej oraz NGL

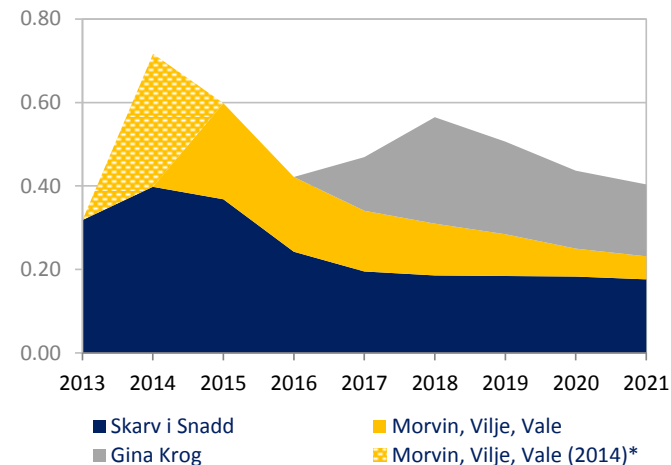
Transakcja PGNiG Upstream International i Total

- Udziały w 3 złożach produkcyjnych oraz w projekcie będącym w fazie zagospodarowania na szelfie norweskim.
- Udokumentowane zasoby wydobywalne (2P) na poziomie ok. 33 milionów boe.
- Cena nabycia to 1,95 mld NOK (dla umownej daty przejścia: 1 stycznia 2014r.).
- Płatność do Total zostanie pomniejszona o przepływy z wyprodukowanych na tych złożach w 2014 roku węglowodorów – około 45% ceny. Do zapłaty pozostanie kwota ok. 1,1 mld NOK, czyli niecałe 0,55 mld PLN.
- Produkcja ze złóż w 2014 roku 320 tys. ton ropy i 90 milionów m³ gazu (8 tys. boe na dobę).
- Średni przyrost produkcji w okresie 2014-20 na poziomie 7 tys. boe na dobę (z czego 76% stanowi ropa naftowa).
- Pozostały okres eksploatacji to średnio 14 lat.
- Doświadczeni partnerzy (Statoil, Total, Centrica, Marathon Oil) i dywersyfikacja produkcji.
- Komplementarne profile: wydobywania i podatkowy z dotychczasowymi projektami (Skarv/Snadd).

Prognoza wydobywania ropy z Norwegii
- **przed** transakcją [mln ton/rok]



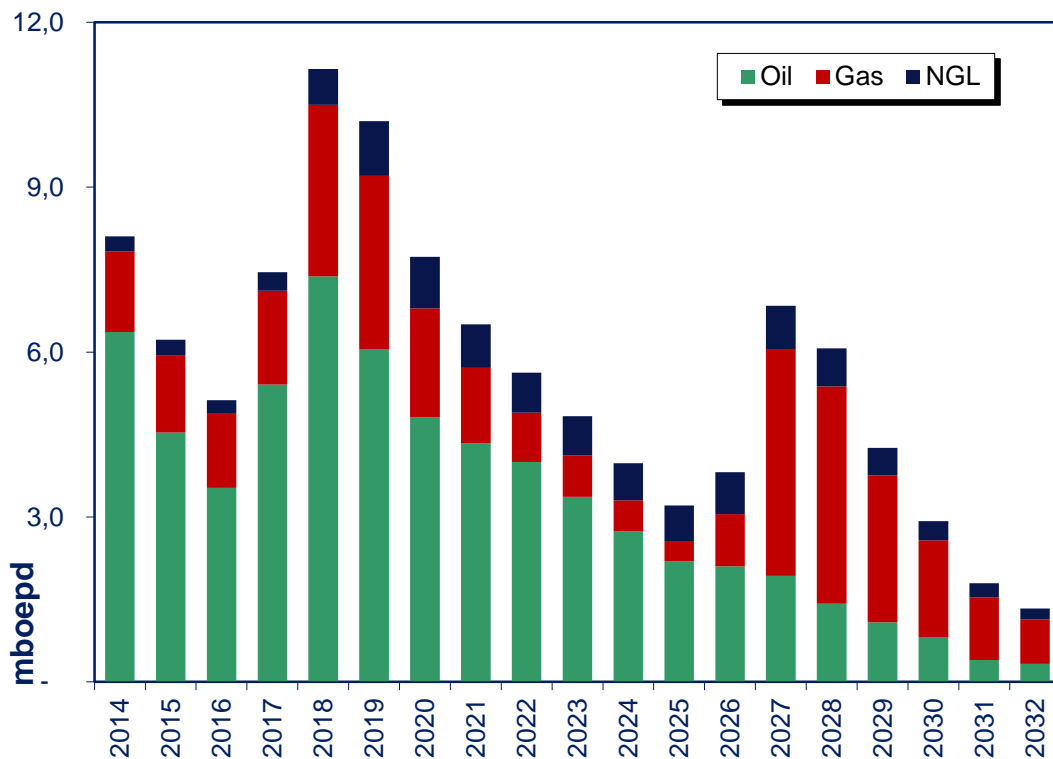
Prognoza wydobywania ropy z Norwegii
- **po** transakcją [mln ton/rok]



Transakcja PGNiG Upstream International i Total - Oczekiwany profil produkcji



Profil produkcji z przejmowanych aktywów (netto dla PGNiG)



- Transakcja zapewnia długoterminowe utrzymanie zwiększonego poziomu wydobycia przez PGNiG.
- Profil bazuje na długoterminowej prognozie PGNiG sporządzonej w trakcie procesu due diligence.
- Planowane przepływy pieniężne pozwolą na sfinansowanie kosztów i nakładów w ramach przejmowanych aktywów.
- Wzrost wydobycia ropy od 2017 roku jest związany z planowanym uruchomieniem produkcji ze złoża Gina Krog.
- Wzrost wydobycia gazu po 2026 wynika z planowanego zakończenia załączania gazu do złoża Gina Krog.

Działalność zagraniczna – Afryka i Azja

Libia



data umowy	25 lutego 2008
udziały	PGNiG - 100%
obszar	5.494,0 km ²
położenie	blok Awbari, basen Murzuq
zobowiązania	3.000 km ² 2D; 1.500 km ² 3D, 8 odwiertów
szacowane zasoby	146 mld m ³ gazu, 15 mln ton NGL

4Q2013: odpis 420m PLN na całej wartości aktywów w Libii oraz rezerwa 137m PLN na zobowiązania koncesyjne

Zgłoszenie Siły Wyższej

Pakistan



data umowy	18 maja 2005
udziały	PGNiG 70% Pakistan Petroleum 30%
obszar	956 km ²
położenie	provincia Sindh, blok Kirthar
zobowiązania	1 odwiert, 100 km sejsmiki 2D (wypełnione)
szacowane zasoby	ok. 11,6 mld m ³ gazu

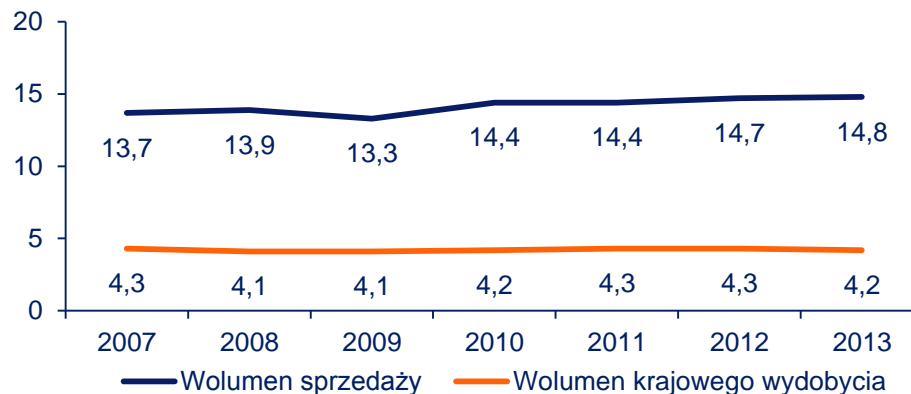
Próbna eksploatacja uruchomiona w czerwcu 2013; ok. 100m m³ rocznie

Przeгляд aktywów pod kątem ryzyka geopolitycznego

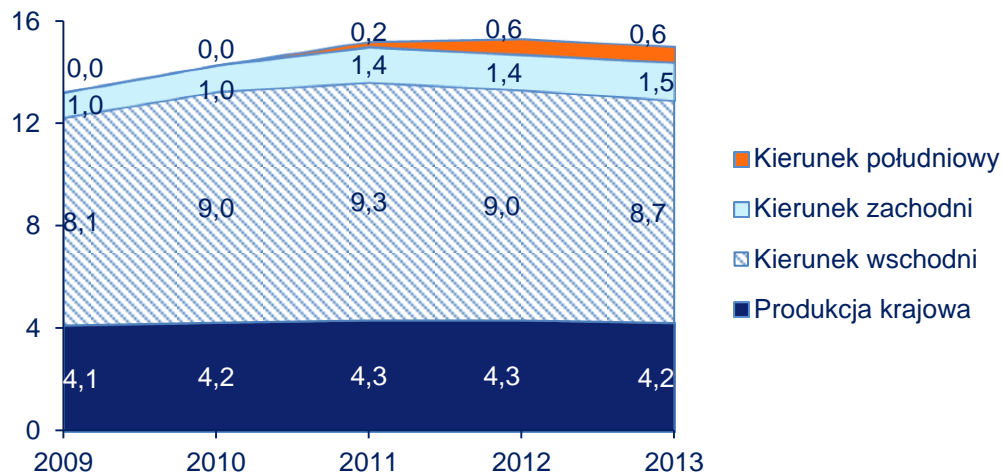
Pozyskanie i sprzedaż gazu

- W ramach segmentu Obrót i Magazynowanie PGNiG prowadzi:
 - sprzedaż gazu ziemnego, importowanego i wydobytego ze złóż krajowych;
 - magazynowanie gazu.
- Rosnący rynek w Polsce: CAGR +3% 2007-2013
- Około 30% popytu krajowego zaspokajane jest przez produkcję krajową PGNiG – pozostałe zapotrzebowanie pokrywa import
- Kontrakt Jamalski z firmą Gazprom na dostawy gazu:
 - Do 2022 roku
 - 10,2 mld m³ rocznie
 - 85% Take-or-Pay
 - Zmiana formuły cenowej w 4Q2012 ze 100% powiązania z ceną ropy naftowej na mix ropy oraz cen spotowych gazu
- Kontrakt z Qatargas na dostawy LNG:
 - Od 2014 do 2034 roku
 - 1,3 mld m³ gazu
 - 100% Take-or-Pay
- 1,4 mld m³ gazu sprzedanych w 2013 roku przez PGNiG Sales & Trading do odbiorców poza Polską

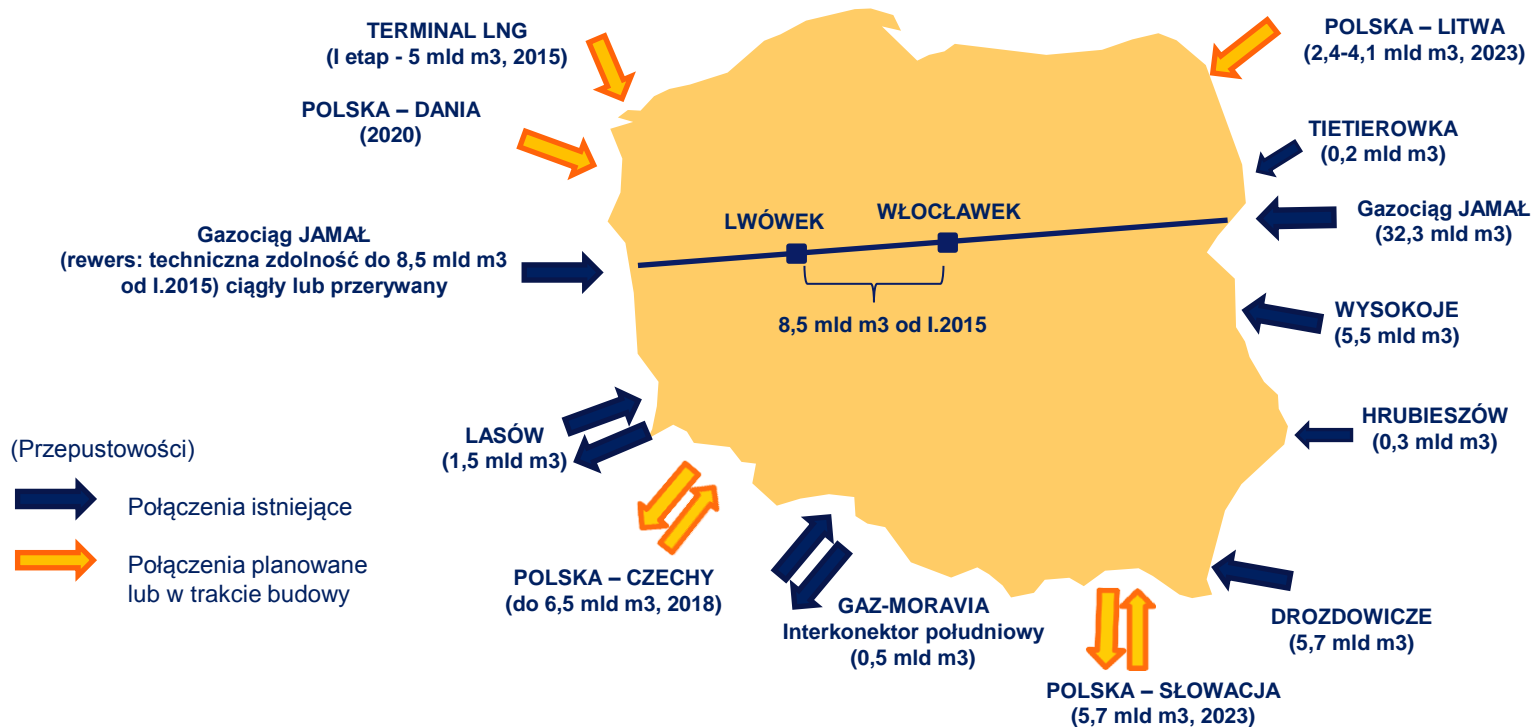
Krajowe wydobycie pokrywa blisko 30% sprzedaży gazu w Polsce przez PGNiG (mld m³)



Źródła zaopatrzenia PGNiG SA w gaz ziemny (mld m³)



Kierunki dostaw gazu



Założenia dywersyfikacji dostaw:

- Zwiększenie poziomu bezpieczeństwa dostaw;
- Uniknięcie przerw w dostawach gazu;
- Zmniejszenie zależności od jednego kierunku dostaw (60% sprzedaży w 2013 pokrył gaz importowany ze wschodu);
- Umożliwienie importu wyższych wolumenów gazu (popyt na gaz rośnie, zaś obecne punkty wejścia są przeciążone);
- Zbilansowanie źródeł dostaw gazu.

Rozbudowa podziemnych magazynów gazu

2011-2014

- Rozbudowa PMG Strachocina (z 150 do 330 mln m³) - zakończona
- I etap rozbudowy PMG Wierzchowice (z 0,58 do 1,2 mld m³) - zakończony
- I i II etap budowy KPMG Kosakowo (50-100 mln m³)
- I etap rozbudowy KPMG Mogilno (z 378 do 535 mln m³)
- Rozbudowa PMG Husów (z 350 do 500 mln m³)



Najważniejsze dane

- Obecna liczba magazynów 9
- w tym w kawernach solnych 2
- Obecna pojemność czynna ok. 2,5 mld m³
- Planowana pojemność w 2015 ok. 3,0 mld m³
- Pokrycie popytu zimowego przez pojemności magazynowe* 36 dni
- Rezerwy strategiczne: 30 dni
średniego dziennego wolumenu importu

PGNiG Termika (2012)

- Styczeń 2012: przejęcie 99,8% akcji Vattenfall Heat Poland za 3 mld PLN (3,5 mld PLN Enterprise Value)
- Największy producent ciepła i siódmy energii elektrycznej w Polsce
- Ponad 23% całkowitych mocy cieplnych w Polsce i pokrywające ok. 75% całkowitego zapotrzebowania na ciepło w Warszawie, jak również 98% ciepła dostarczanego do sieci miasta
- System taryf benchmarkingowych na rynku ciepłowniczym z istotnym potencjał wzrostu wartości ze względu na niski koszt produkcji ciepła w PGNiG Termika.
- Planowana budowa bloku gazowego 400 MW_e w Warszawie na Żeraniu (2018) oraz kotła biomasowego 146MW_t na Siekierkach (2015)

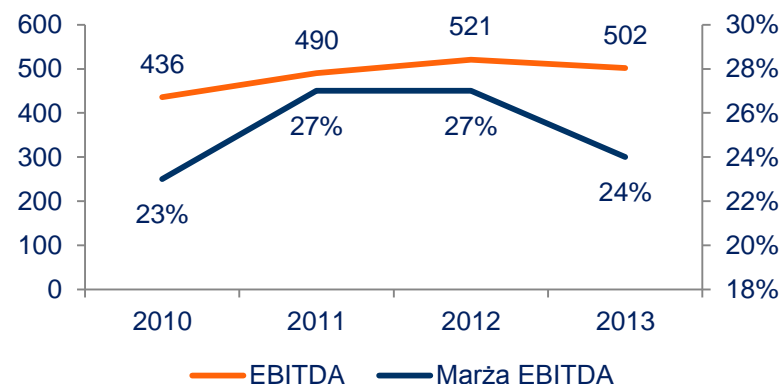
Elektrociepłownia Stalowa Wola (1Q 2016)

- 50/50 JV PGNiG i Tauron Polska Energia:
 - Nakłady inwestycyjne 1,6 mld PLN, finansowane w formule „project finance”
 - Dostawy paliwa gazowego przez 14 lat w wysokości ok. 0,5 mld m³ rocznie
 - Umowa na sprzedaż energii elektrycznej, zawarta na 14 lat (50% do PGNiG)
 - Moc bloku gazowego: 400 MW_e oraz 240 MW_t

Kluczowe dane operacyjne PGNiG Termika

Moc zainstalowana ciepła	4 782 MW _t
Moc osiągalna elektryczna	1 015 MW _e
Sprzedaż ciepła (regulowana)	40,2 PJ
Sprzedaż energii elektrycznej (z produkcji)	3,7 TWh

EBITDA PGNiG Termika*

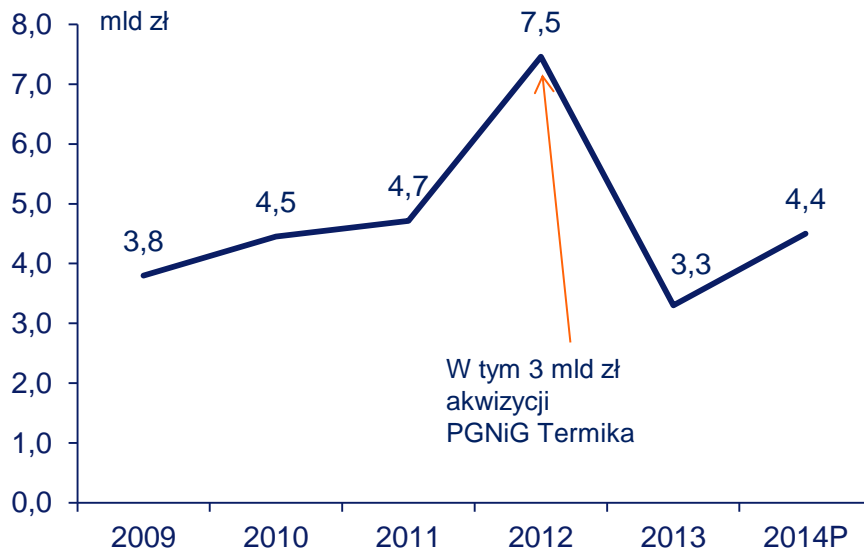


A low-angle, silhouette photograph of an oil pumpjack. A worker is visible on a platform in the center, with the sun positioned directly behind them, creating a bright lens flare. To the left, a tall derrick structure rises into the sky. The foreground shows the dark, heavy metal frame of the pumpjack. The sky is a deep blue with scattered white clouds. The overall mood is industrial and dramatic.

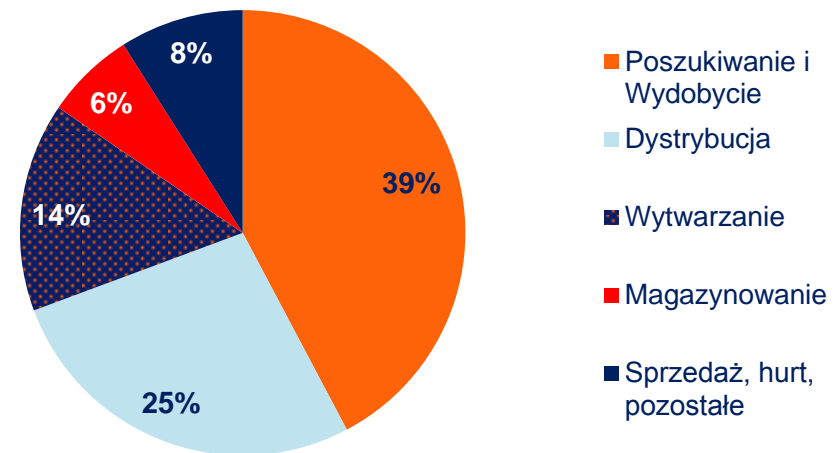
Nakłady, finansowanie

Planowane wydatki inwestycyjne w 2011-2015: ok. 27 mld PLN

CAPEX w latach 2009 – 2014 (plan)

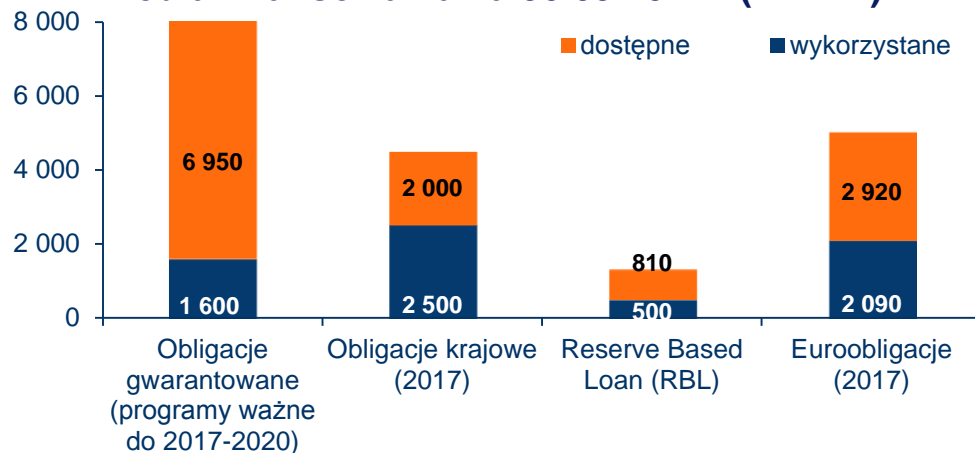


CAPEX na rok 2014: ~ 4,4 mld PLN



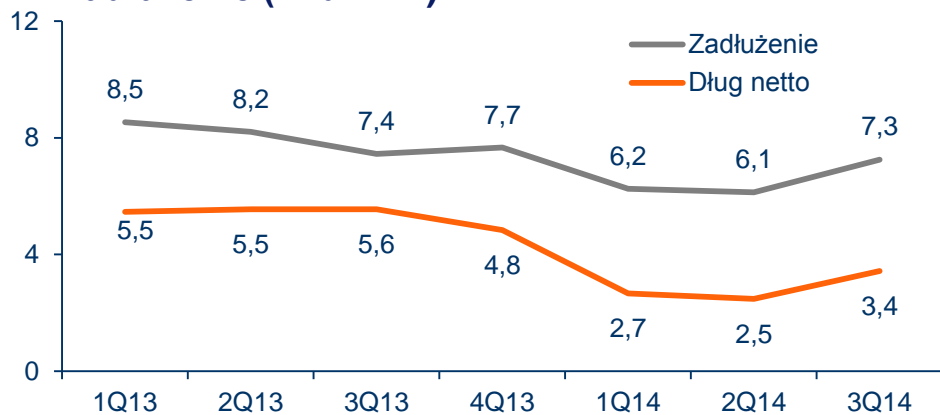
Zadłużenie i źródła finansowania

Źródła finansowania na 30.09.2014r. (m PLN)

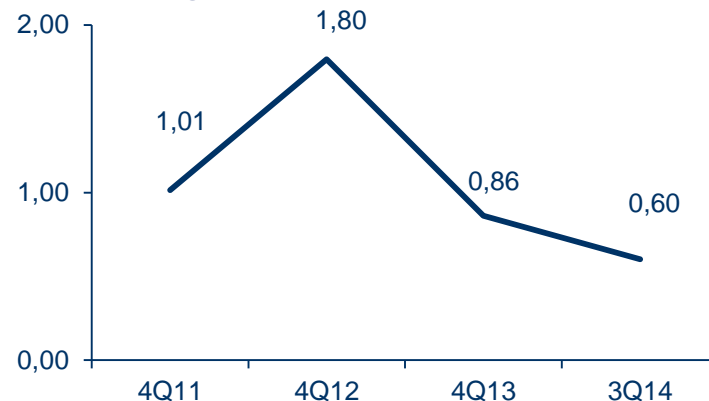


- Optimalizacja źródeł finansowania.
- Dostępne programy na 12,7 mld PLN, w tym 7 mld gwarantowane.
- Zwiększenie zadłużenia netto w 3Q14 ze względu na sezonowe budowanie zapasów gazu i wypłatę dywidendy za 2013r.
- Dług netto / EBITDA za cztery kwartały krocząco: 0,6.

Zadłużenie (mld PLN)



Dług netto / EBITDA



Mocna pozycja finansowa

Informacje kontaktowe



- **Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.**

ul. M. Kasprzaka 25
01-224 Warszawa

www.pgnig.pl

- **Relacje Inwestorskie**

www.ri.pgnig.pl

Aleksandra Dobosiewicz
Analityk Finansowy

Tel: +48 22 589 46 71

Kom: +48 665 004 847

Faks: +48 22 589 46 02

E-mail: aleksandra.dobosiewicz@pgnig.pl

Adam Kucza

Kierownik Działu

Tel: +48 22 691 82 56

Kom: +48 723 981 353

Faks: +48 22 589 46 02

E-mail: adam.kucza@pgnig.pl

Załącznik



Podstawowe wyniki finansowe 1-3Q2014



(m PLN)	1-3Q2013	1-3Q2014	Δ%
Przychody ze sprzedaży	22 943	22 819	-1%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(18 135)	(17 833)	-2%
EBITDA	4 807	4 987	4%
Amortyzacja	(1 753)	(1 902)	9%
EBIT	3 055	3 084	1%
Wynik na działalności finansowej	(310)	(215)	-30%
Zysk netto	2 082	2 136	3%

**Rosnący wynik EBITDA
za 9 miesięcy 2014 roku**

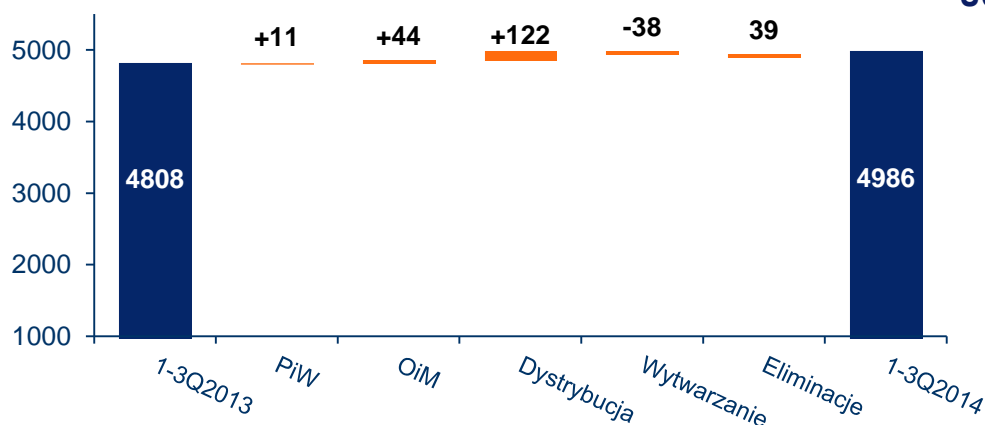
- Wzrost sprzedaży ropy naftowej i kondensatu do 921 tys. ton (705 tys. ton w 3Q13) zaowocował zwiększeniem przychodów o ponad 450 mln PLN.
- Wolumen sprzedaży gazu wyniósł podobnie jak rok wcześniej 11,75 mld m³, jednak przy zmienionej strukturze sprzedaży (łagodna zima 2014 oraz wpływ liberalizacji rynku). Przychody ze sprzedaży gazu zmniejszyły się o 820 mln PLN.
- Zwiększony R/R obrót energią elektryczną: przychody sięgnęły 1,2 mld PLN (0,7 mld PLN rok wcześniej).
- Koszt gazu obniżony o 1,3 mld PLN do 11,5 mld PLN, czyli o 10% mniej. Wpływ na to miały zakupy gazu na TGE przez PGNiG Obrót Detaliczny oraz elastyczność kontraktów i formuł cenowych, przy spadających cenach na giełdach gazu.
- Zwiększenie amortyzacji aktywów norweskich o 179 mln PLN (umarzane metodą naturalną).
- Zmniejszone koszty finansowe wskutek niskiego poziomu zadłużenia i ograniczonego wpływu różnic kursowych.

Segmenty – EBITDA w 1-3Q2014

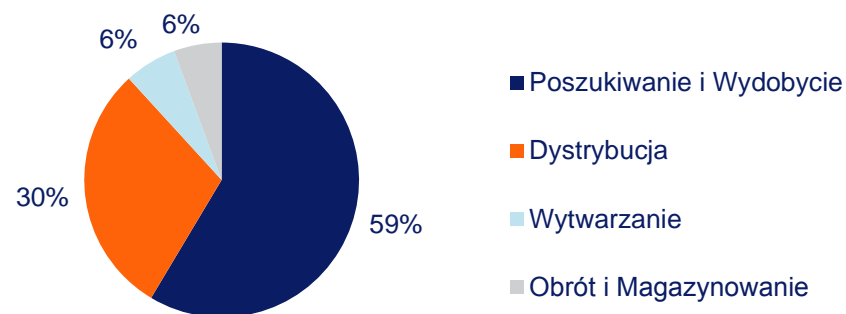
(m PLN)	1-3Q2013	1-3Q2014	Δ%	Udział w wyniku Grupy
Poszukiwanie i Wydobywanie	2 924	2 935	0%	59%
Obrót i Magazynowanie	238	282	19%	6%
Dystrybucja	1 363	1 485	9%	30%
Wytwarzanie	347	309	-11%	6%
Pozostałe, eliminacje	(64)	(25)	-61%	-1%
Razem	4 808	4 986	4%	100%

- Rosnący wolumen sprzedaży ropy naftowej.
- Wpływ zdarzeń niepieniężnych w 1-2Q: zawiązanie odpisów na -343 mln PLN w segmencie PiW.
- Średnioroczna marża na sprzedaży gazu E 0% w 9M14 vs -2,5% w 9M13.
- Wysoki wynik segmentu mimo niższego wolumenu dystrybucji, wskutek dodatniego wpływu bilansowania systemu w 3Q14.
- Wpływ temperatury na wolumeny sprzedaży ciepła i energii elektrycznej oraz niższe ceny Ee.

EBITDA segmentów GK PGNiG 3Q2013 vs 3Q2014



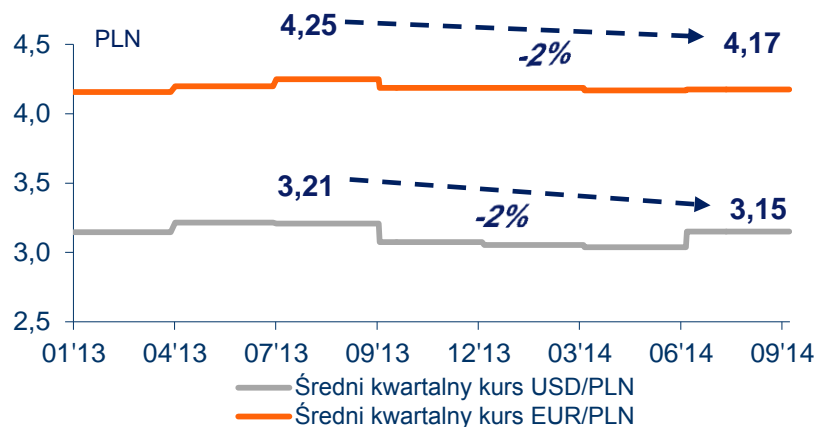
Udział segmentów w wyniku EBITDA GK PGNiG



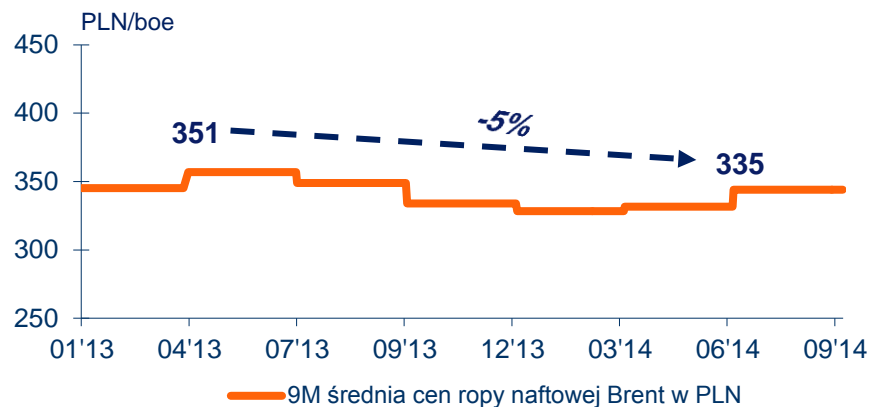
Stabilny wynik E&P oraz poprawa w segmencie Obrót i Magazynowanie

Czynniki wpływające na wynik finansowy

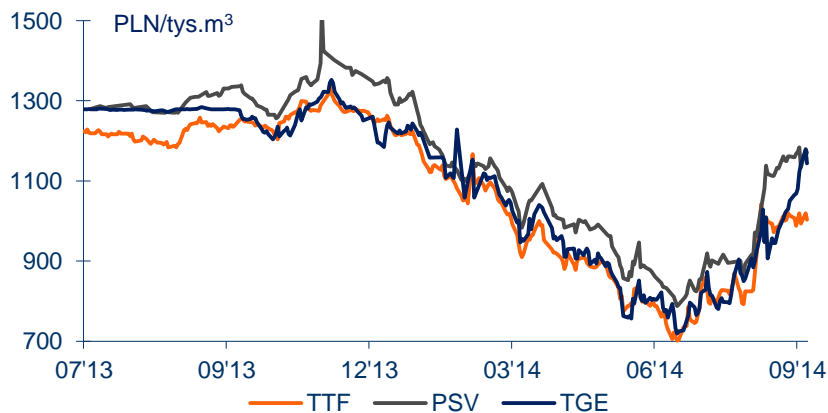
Stabilny średni kurs USD i EUR wobec PLN



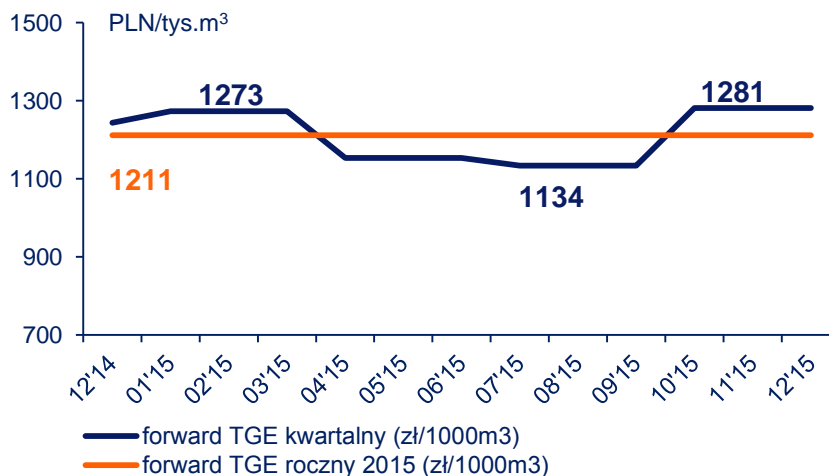
Spadek R/R o 5% i stabilne ceny ropy naftowej w 2014



Zbliżone ceny giełdowe gazu na rynkach europejskich (TTF, PSV, TGE)



Wysokie poziomy cen gazu na TGE na 2015 rok (dane z 3 listopada br.)



Koszty operacyjne – 1-3Q2014

(m PLN)	1-3Q2013	1-3Q2014	Δ%
Koszt sprzedanego gazu	(12 812)	(11 495)	-10%
Energia na cele handlowe	(439)	(830)	89%
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(494)	(446)	-10%
Paliwa do produkcji ciepła i energii	(633)	(515)	-19%
Świadczenia pracownicze	(2 115)	(2 004)	-5%
Usługa przesyłowa	(823)	(804)	-2%
Koszt odwiertów negatywnych	(88)	(157)	79%
Pozostałe usługi obce	(981)	(1 064)	8%
Pozostałe przychody i koszty operacyjne netto	(414)	(1 185)	186%
▪ zmiana stanu odpisów	160	(351)	-318%
▪ różnice kursowe i instrumenty pochodne	(120)	(194)	63%
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	664	667	1%
Koszty operacyjne bez amortyzacji	(18 136)	(17 832)	-2%
Amortyzacja	(1 753)	(1 902)	9%
Koszty operacyjne ogółem	(19 888)	(19 735)	-1%

- Efekt częściowego powiązania kosztów gazu z cenami giełdowymi, które uległy zmniejszeniu o ok. -20% R/R.

- Wzrost obrotu energią elektryczną w PGNiG SA i PST.

- Niższe zużycie i cena jednostkowa węgla z transportem.

- R/R różne okresy księgowania rezerwy i wypłaty nagród rocznych w spółkach Grupy.

- 9 negatów spisanych w 9M14, z czego 1 na szelfie norweskim.

- 41 mln PLN kosztów spisanych badań sejsmicznych w 1H14 (brak tych kosztów w 1-3Q13).

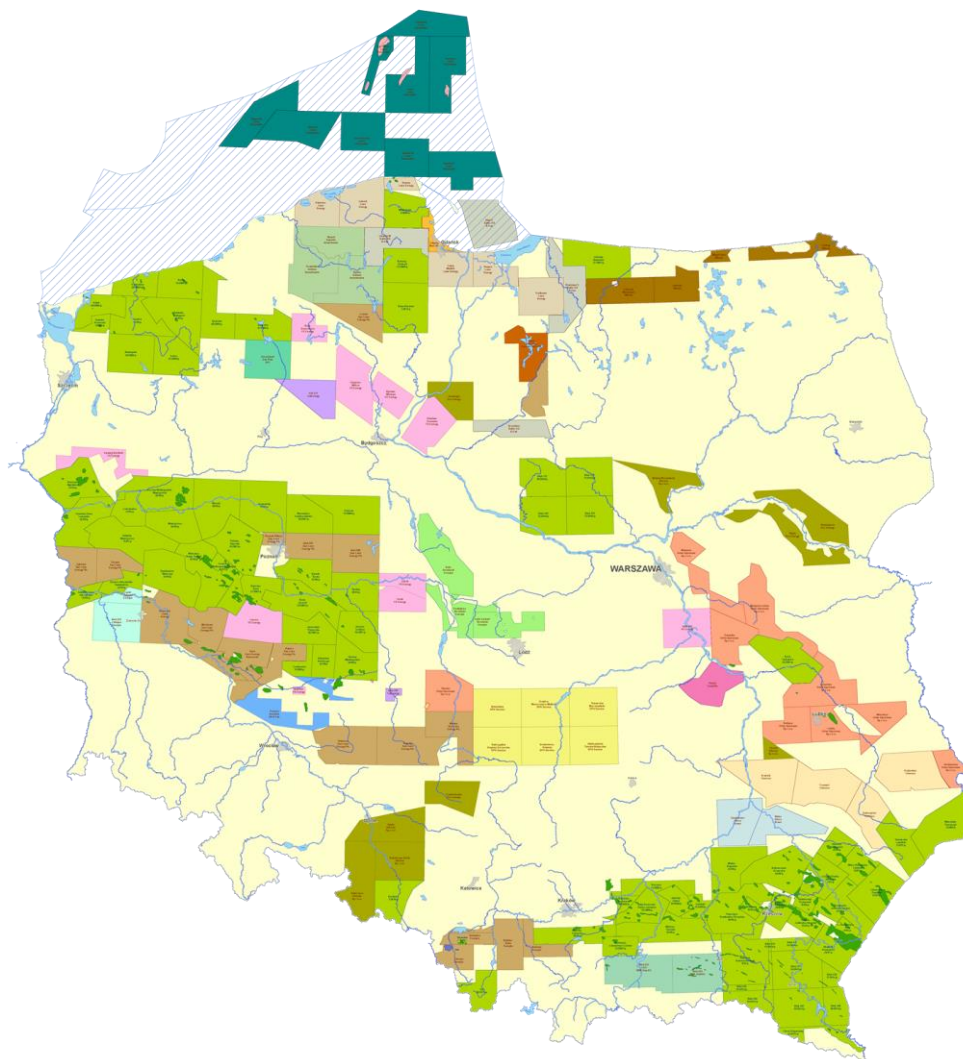
- W tym -490 mln PLN zawiązane w 2Q14 (głównie majątek kopalniany, poszukiwawczy i zapas gazu) oraz +151 mln PLN rozwiązane w 3Q14 (gł. zapas gazu).

- +179 mln PLN R/R amortyzacji aktywów wydobywczych Skarv (metoda naturalna).

Obniżone koszty operacyjne bez amortyzacji

– skutkiem głównie obniżenia kosztu jednostkowego gazu

Koncesje poszukiwawcze i wydobywcze w Polsce



koncesje poszukiwawcze

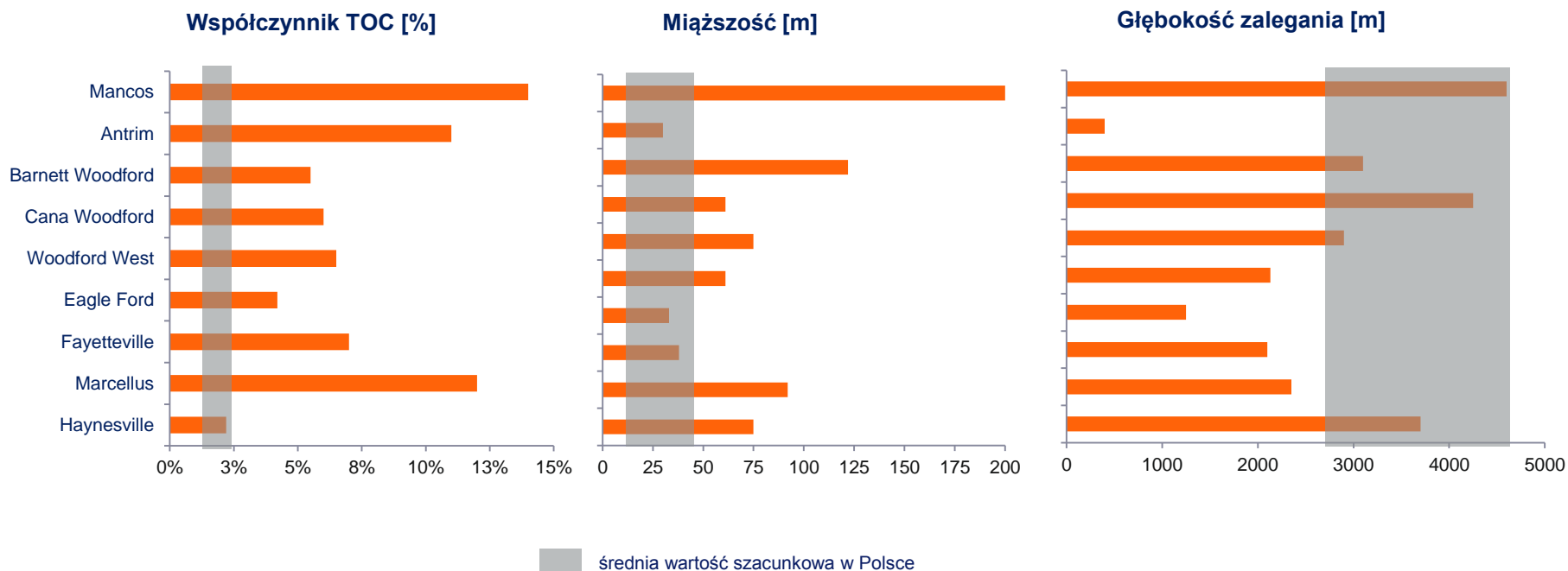


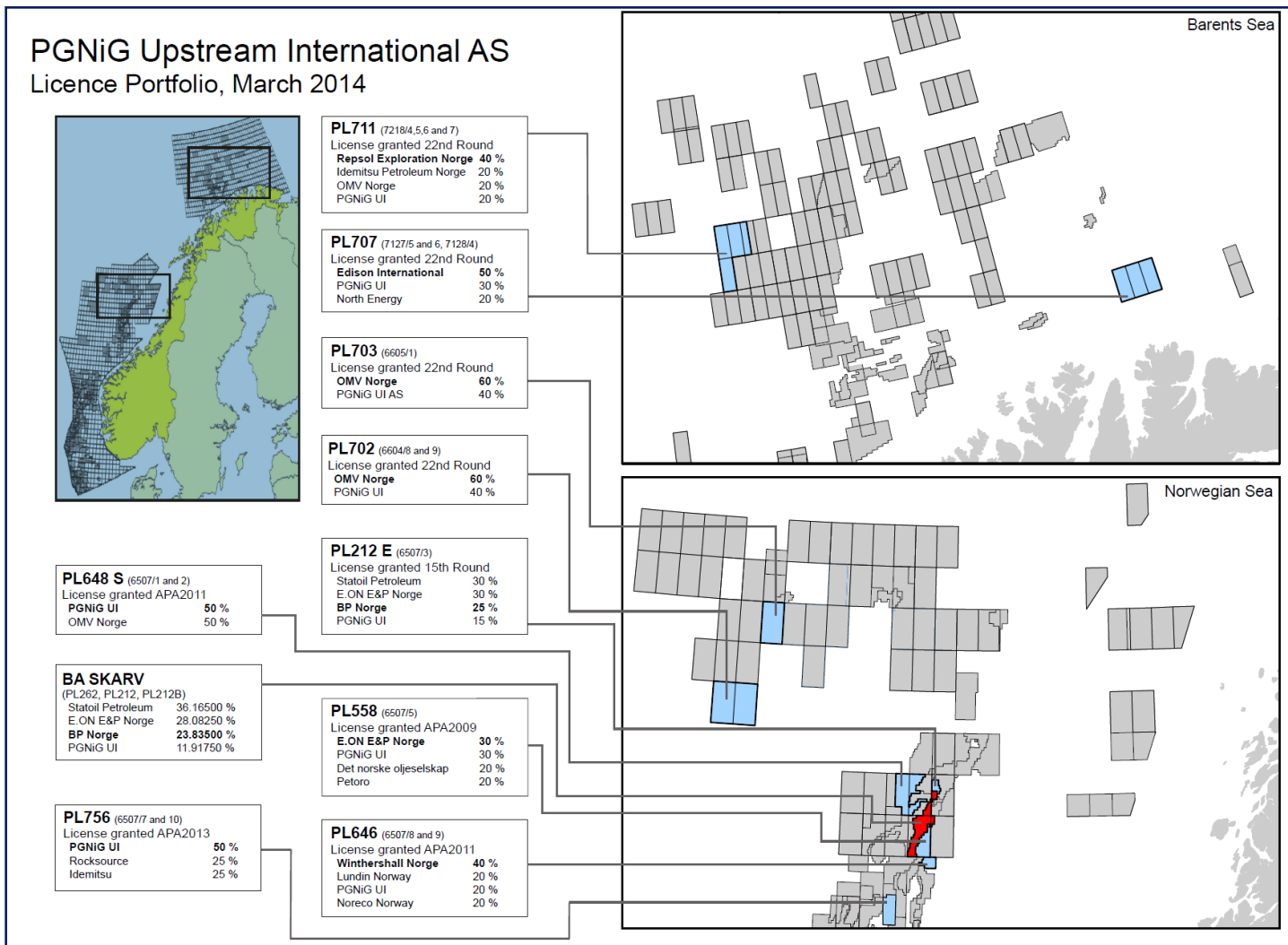
koncesje wydobywcze



Wyzwania geologiczne – Polska a USA

- **współczynnik TOC** (Total Organic Carbon) - zawartość materii organicznej w skale- określa ile gazu można pozyskać ze złoża. W Polsce średnio ok. 2-5%, w USA nawet 2-14%.
- **miąższość** - grubość warstwy skały macierzystej - im większa miąższość tym większa możliwość pozyskania surowca. W Polsce średnio miąższości horyzontalne ok. 30-70 m, w USA 20-200 m.
- **głębokość zalegania** – głębokość, na której możliwa jest eksploatacja złoża. W Polsce skały łupkowe zwykle na większych głębokościach (3000-4000 m), w USA (400-4600 m).
- **skład mineralogiczny** – zawartość składników mineralnych w skale macierzystej. W Polsce głównie mułowce i iłowce, które trudniej jest szczelinować.





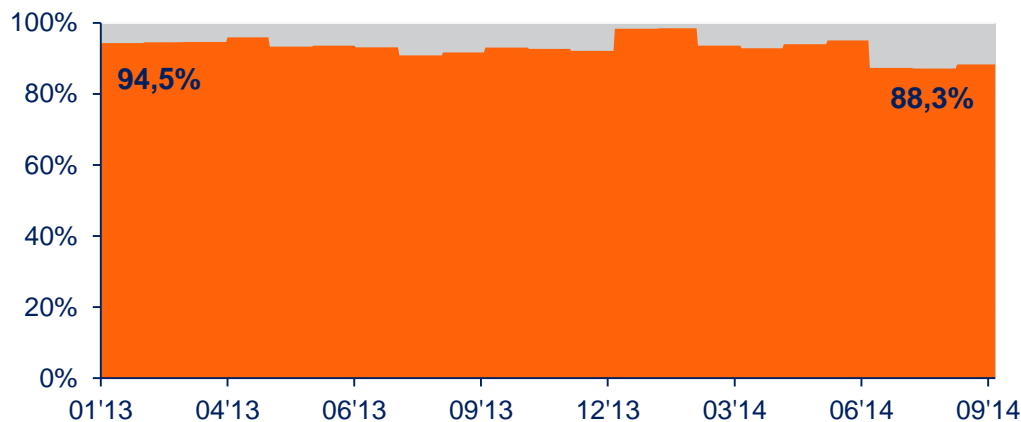
Wolumeny sprzedaży gazu i zmiany na rynku gazu



Wolumen sprzedaży gazu (m3)	3Q2013	3Q2014	Δ%
Grupa PGNiG	2 967	3 544	19%
PGNiG SA	2 661	2 368	-11%
w tym PGNiG SA poprzez TGE	3	925	-
PGNiG Obrót Detaliczny	0	813	-
PGNiG Sales & Trading	306	363	18%

- Od 01.08.2014r. wolumen sprzedaży gazu przez Grupę PGNiG zawiera zarówno sprzedaż giełdową PGNiG SA, jak i sprzedaż PGNiG OD do klientów końcowych i na giełdzie.
- PGNiG OD sprzedaje również gaz zaazotowany, który pozyskuje w ramach umów bilateralnych (ujęty w tabeli w ekwiwalencie gazu E).

Średniomiesięczny udział PGNiG w imporcie gazu do Polski



- Od stycznia do września br. udział PGNiG w imporcie gazu do Polski obniżył się o 6 punktów procentowych, do 88,3%. Oznacza to wzrost aktywności innych podmiotów na liberalizującym się rynku gazu, w tym odbiorców końcowych wyłączonych z obowiązku dywersyfikacji dostaw oraz utrzymywania zapasu obowiązkowego.
- Dane na wykresie pochodzą z publikowanych przez OGP Gaz-System wolumenów gazu przesyłanych przez interkonektory oraz nominacji PGNiG SA na tych punktach wejścia do systemu przesyłowego.

Liberalizacja rynku gazu wpływa na udział rynkowy PGNiG oraz strukturę sprzedaży

Wolumeny operacyjne



WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO GK PGNiG (mln m3)								
	Q3 2014	Q2 2014	Q1 2014	FY 2013	Q4 2013	Q3 2013	Q2 2013	Q1 2013
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	475,2	481,9	478,5	1 890,5	483,1	481,2	483,5	442,7
w tym w Polsce	361,4	361,6	366,8	1 550,5	383,8	386,8	387,2	392,7
w tym w Norwegii	113,8	120,3	111,7	340,0	99,3	94,4	96,3	50,0
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	581,6	650,4	703,7	2 691,8	736,8	618,6	603,9	732,5
w tym w Polsce	566,9	635,9	689,5	2 666,9	721,8	608,7	603,9	732,5
w tym w Pakistanie	14,7	14,5	14,2	24,9	15,0	9,9	0,0	0,0
RAZEM (przeliczony na E)	1 056,8	1 132,3	1 182,2	4 582,3	1 219,9	1 099,8	1 087,4	1 175,2
Wydobycie razem przeliczone na kboe/d	72,3	78,3	82,6	79,0	83,4	75,2	75,2	82,1
SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO w GK PGNiG (mln m3)								
	Q3 2014	Q2 2014	Q1 2014	FY 2013	Q4 2013	Q3 2013	Q2 2013	Q1 2013
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	3 250,6	3 077,6	4 520,6	15 005,6	4 132,0	2 731,4	2 964,5	5 177,7
w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG	362,7	444,1	464,7	1 382,8	356,0	306,2	271,4	449,2
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	293,0	252,7	361,3	1 202,4	350,6	220,1	245,3	386,5
RAZEM (przeliczony na E)	3 543,6	3 330,3	4 881,9	16 208,1	4 482,6	2 951,5	3 209,8	5 564,2
IMPORT GAZU ZIEMNEGO przez PGNiG SA (mln m3)								
	Q3 2014	Q2 2014	Q1 2014	FY 2013	Q4 2013	Q3 2013	Q2 2013	Q1 2013
Razem	2 142,6	2 593,9	2 540,5	10 849,6	2 663,6	2 245,0	2 481,0	3 460,0
w tym: kierunek wschodni	1 805,0	2 515,2	2 025,5	8 733,7	1 792,7	1 885,0	2 272,0	2 784,0
ROPA NAFTOWA w GK PGNiG (tys. ton)								
	Q3 2014	Q2 2014	Q1 2014	FY 2013	Q4 2013	Q3 2013	Q2 2013	Q1 2013
Wydobycie ropy naftowej i kondensatu	304,3	309,8	322,0	1 098,5	309,4	327,3	233,1	228,7
w tym w Polsce	188,2	183,7	202,7	815,2	215,3	218,1	177,8	204,0
w tym w Norwegii	116,1	126,1	119,3	283,3	94,1	109,2	55,3	24,7
Wydobycie razem przeliczone na kbb/d	24,2	25,0	26,2	22,1	24,7	26,1	18,8	18,6
Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu	261,6	372,6	286,6	1 105,5	400,9	255,1	242,9	206,6
w tym w Polsce	180,9	185,0	201,2	808,7	221,7	212,7	180,3	194,1
w tym w Norwegii	80,7	187,6	85,4	296,8	179,2	42,4	62,6	12,5
PGNiG TERMIKA								
	Q3 2014	Q2 2014	Q1 2014	FY 2013	Q4 2013	Q3 2013	Q2 2013	Q1 2013
Produkcja E.c. netto (sprzedaż) (TJ)	2 866,7	5 336,1	15 433,9	40 174,5	12 530,1	3 367,4	5 765,6	18 511,4
Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) (GWh)	386,1	647,6	1 390,2	3 772,2	1 188,9	444,6	613,0	1 525,7