




PGNiG

Prezentacja inwestorska

Wyniki finansowe 1H 2014 roku

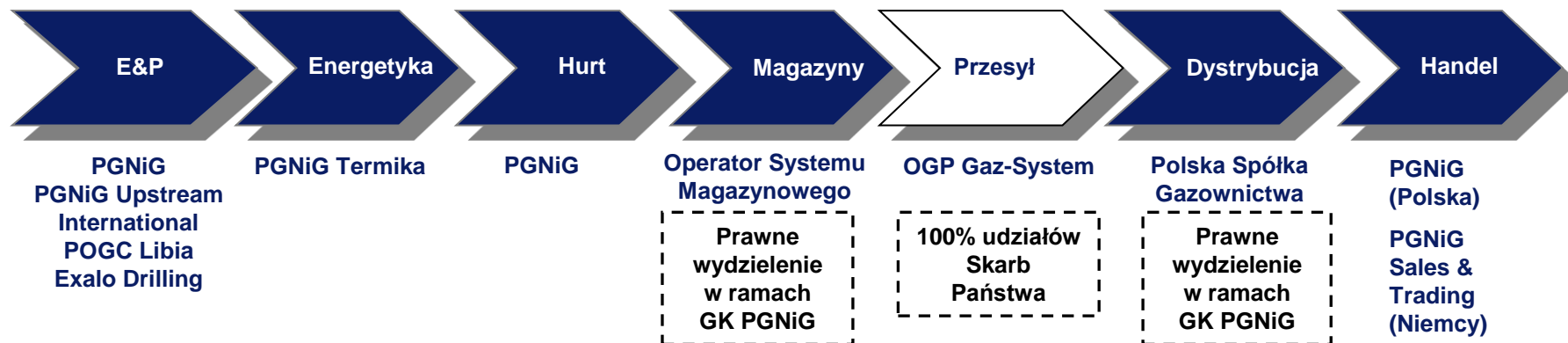
Agenda

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 1H 2014 roku



Grupa Kapitałowa PGNiG & rynek gazu w Polsce

Grupa Kapitałowa PGNiG



Wiodąca zintegrowana grupa w polskim sektorze gazowo-naftowym

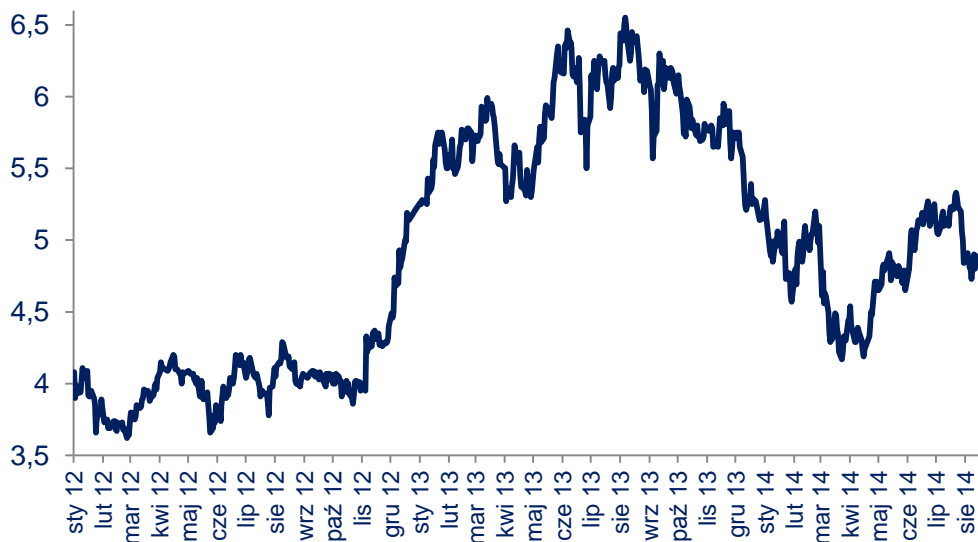
Akcjonariat PGNiG

Notowana na GPW
od września 2005

Kapitalizacja rynkowa
29 mld PLN**

Znaczący udział
w indeksach WIG20 i WIG30 ~5%

Notowania akcji od stycznia 2012



Struktura akcjonariatu

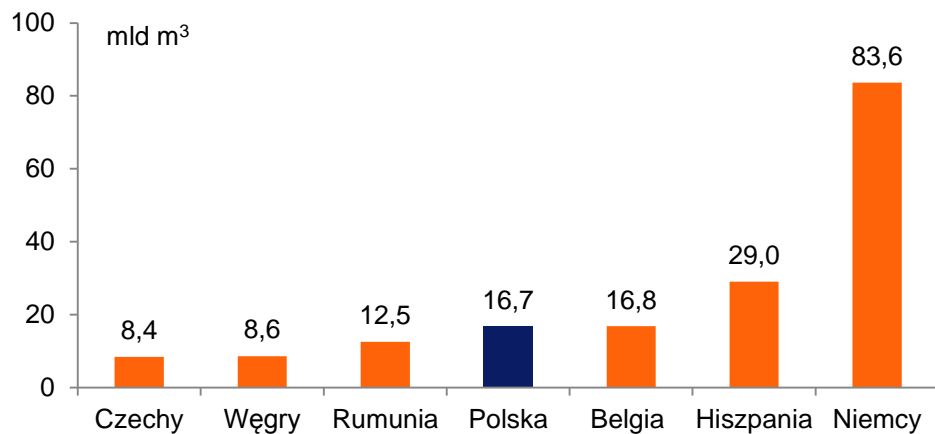
- 72,4% – Skarb Państwa
- 27,6% – Wolny obrót
- Średnia dzienna wartość obrotu: 21 mln PLN (01-08.2014)

Piąta największa polska spółka notowana na GPW*

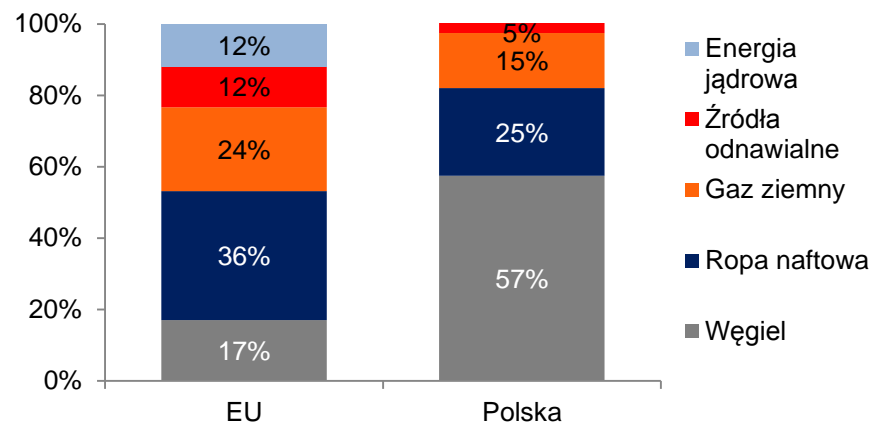
* Pod względem kapitalizacji
** PGNiG = 4,95 PLN (21.08.2014)

Rynek gazu w Polsce

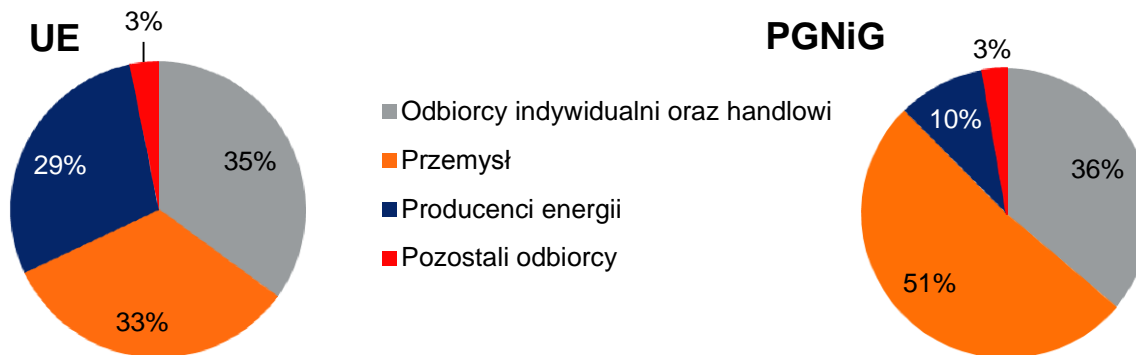
Zużycie gazu ziemnego wg krajów



Zużycie energii pierwotnej



Sprzedż gazu według sektorów

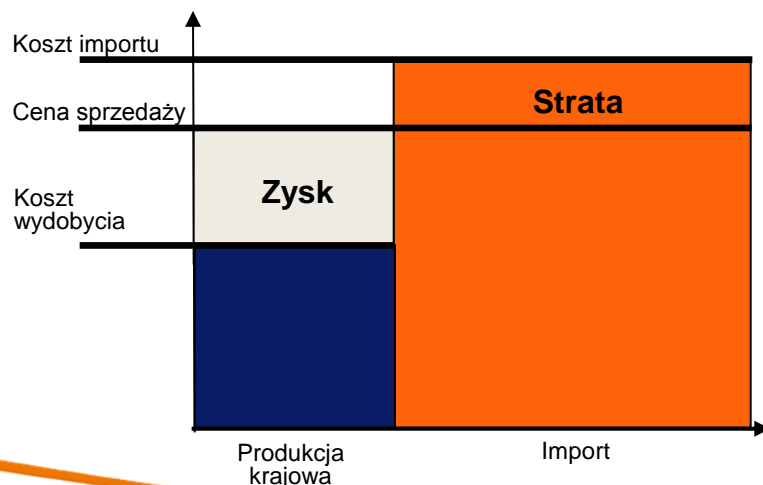


Niska konsumpcja gazu z potencjałem wzrostowym

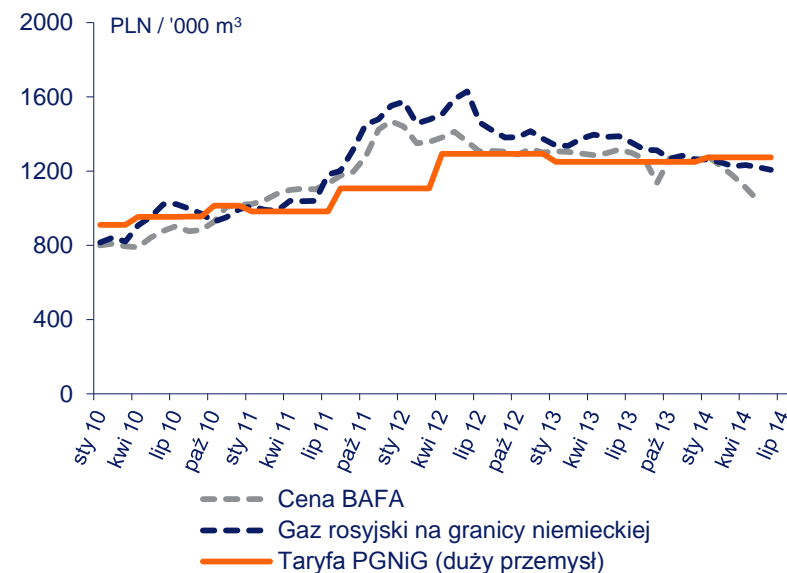
Model taryfowy w Polsce

| 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 × 4 mld zł wartości regulowanej aktywów WRA) |
| Dystrybucja | Koszt + zwrot z kapitału (7,9% WACC × 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 wydobywania krajowego ze złóż konwencjonalnych

- **Poprawa paramentów wydobywania** 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

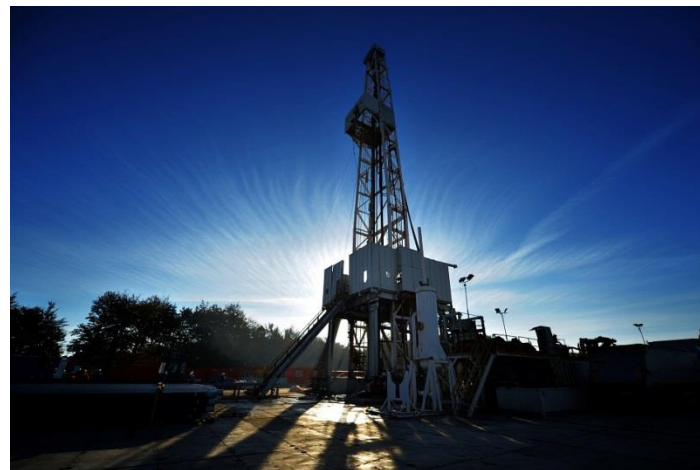
- Kontynuacja programu poszukiwania gazu (shale gas oraz tight gas)
- Wymiana doświadczeń z innymi firmami prowadzącymi poszukiwania gazu w Polsce, **poprawa transferu know-how**
- Pozyskanie doświadczonych **partnerów zewnętrznych** do realizacji projektów w zakresie poszukiwania gazu

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**

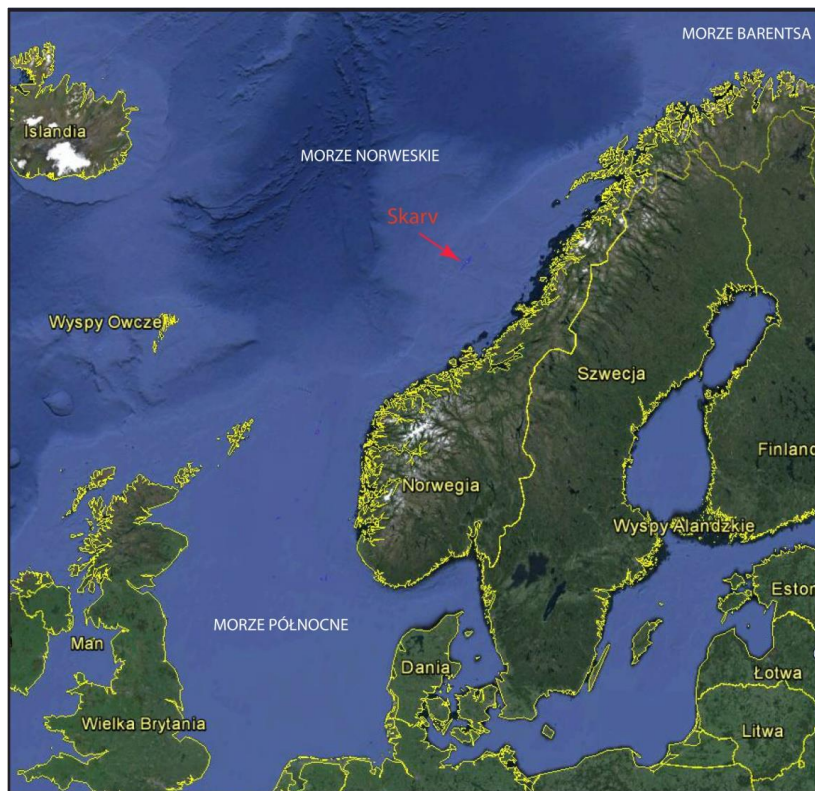
Zakres działań poszukiwawczych i wydobywczych

- 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 wydobywanie
 - 60 kopalń gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce
 - Ponad 2 tys. odwiertów eksploatacyjnych
 - Poziom wskaźników (średnia za lata 2008-2012):
 - RRR = 0,6
 - R/P = 25,3
-
- Polskie złoża **gazu łupkowego** szacowane są na 2 biliony m³
 - PGNiG posiada 11 koncesji poszukiwawczych za gazem z łupków z blisko 100 przyznanym w Polsce.
 - Powierzchnia koncesji łupkowych PGNiG to 10 tys. km²
 - Wykonano 16 odwiertów za gazem łupkowym (do 4.08.2014)



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 |

Działalność zagraniczna – Afryka i Azja

Egipt



| | |
|------------------|---|
| data umowy | 17 maj 2009 |
| udziały | PGNiG - 100% |
| obszar | 4.414,0 km ² |
| położenie | blok Bahariya, Pustynia Zachodnia |
| zobowiązania | 1.350 km ² sejsmiki 2D, 2 odwierty |
| szacowane zasoby | 22 mln ton ropy naftowej |

Dwa odwierty w 2013 – oba negatywne; podjęta decyzja o wycofaniu się z Egiptu.

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 |

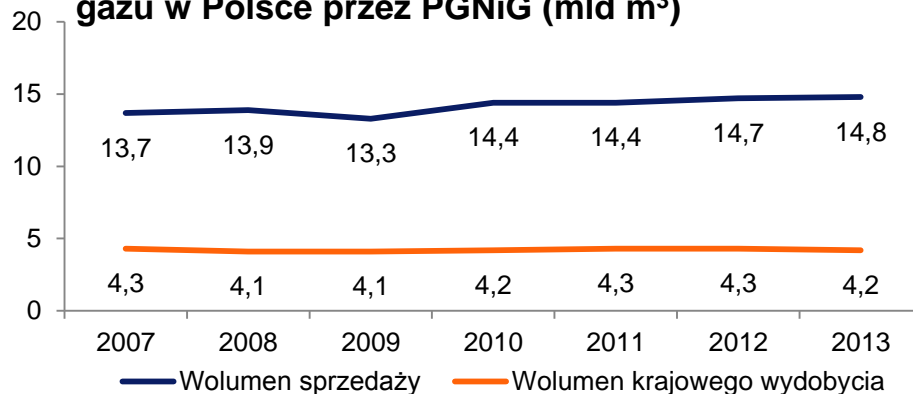
Próbna eksploatacja uruchomiona w czerwcu 2013; ok. 100m³ rocznie

Przegląd aktywów pod kątem ryzyka geopolitycznego

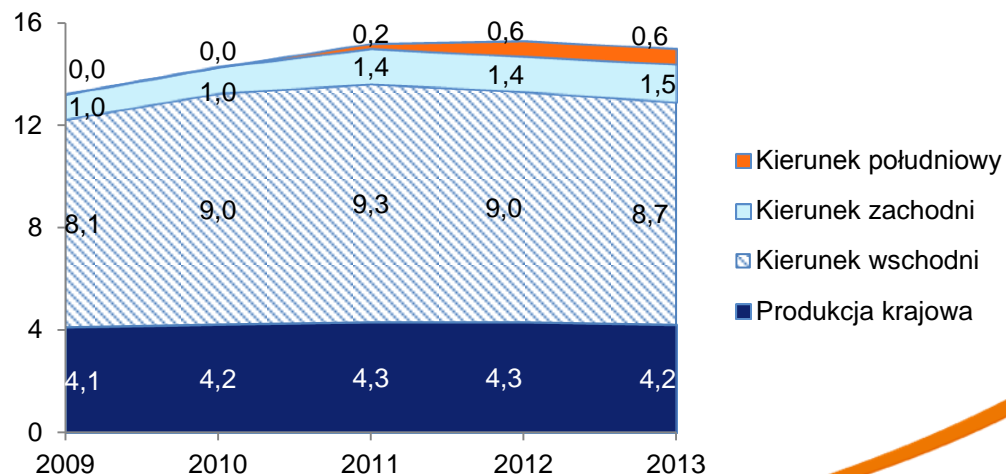
Pozyskanie i sprzedaż gazu

- W ramach tego segmentu 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)



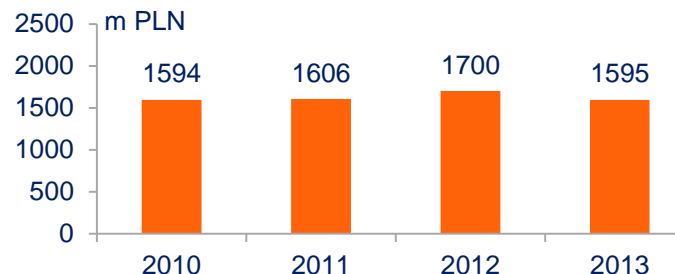
Najważniejsze dane

- 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

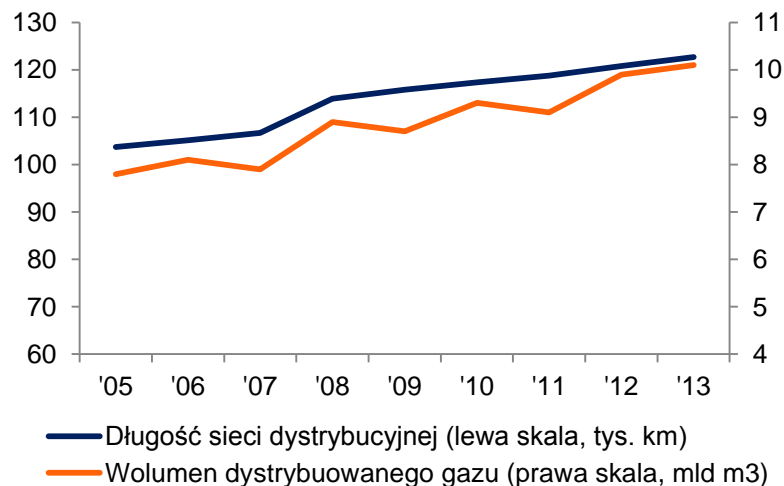
Dystrybucja

- W połowie 2013 nastąpiła konsolidacja sześciu spółek gazownictwa w „Polską Spółkę Gazownictwa”.
- Segment Dystrybucja odpowiedzialny jest za dostarczanie gazu do odbiorców indywidualnych, przemysłowych i hurtowych oraz eksploatację, remonty i rozbudowę sieci dystrybucyjnej.
- W 2013 roku PSG dystrybuowała 10,1 mld m³ gazu ziemnego do 6,8 mln klientów za pośrednictwem sieci dystrybucyjnej o długości 122 tys. km.

Stabilna EBITDA regulowanego segmentu



Stabilny rozwój sieci i wzrost wolumenu dystrybucji gazu (+3,3% CAGR 2005-2013)



Sieć dystrybucji gazu w Polsce



Wytwarzanie

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 146MWt na Siekierkach (2015)

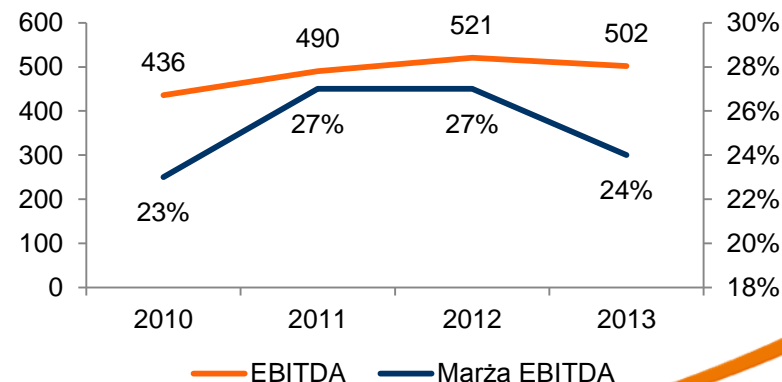
Kluczowe dane operacyjne PGNiG Termika

| | |
|---|-----------|
| Moc zainstalowana cieplna | 4 782 MWt |
| Moc osiągalna elektryczna | 1 015 MWe |
| Sprzedaż ciepła (regulowana) | 40,2 PJ |
| Sprzedaż energii elektrycznej (z produkcji) | 3,7 TWh |

Elektrociepłownia Stalowa Wola (2015)

- 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

EBITDA PGNiG Termika*

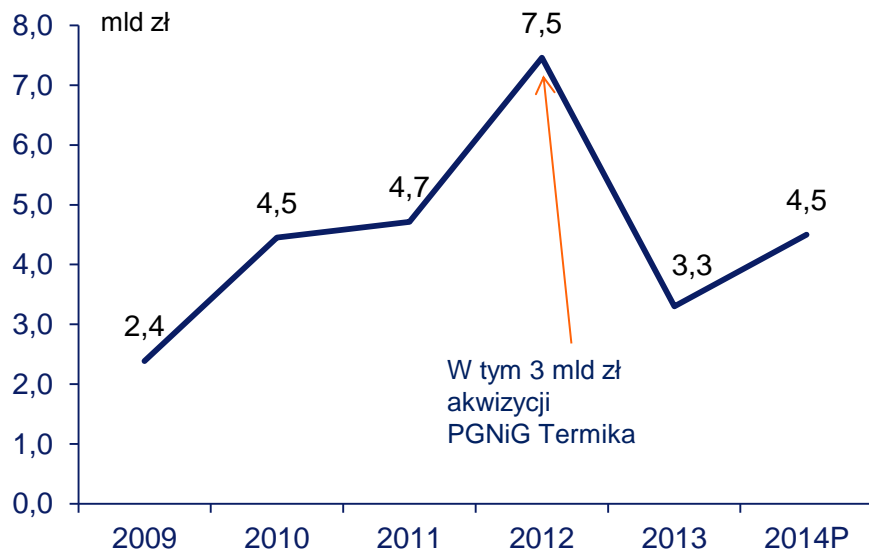


* Dane 2010 i 2011 według Polskich Standardów Rachunkowości, dane PGNiG Termika przed korektami konsolidacyjnymi

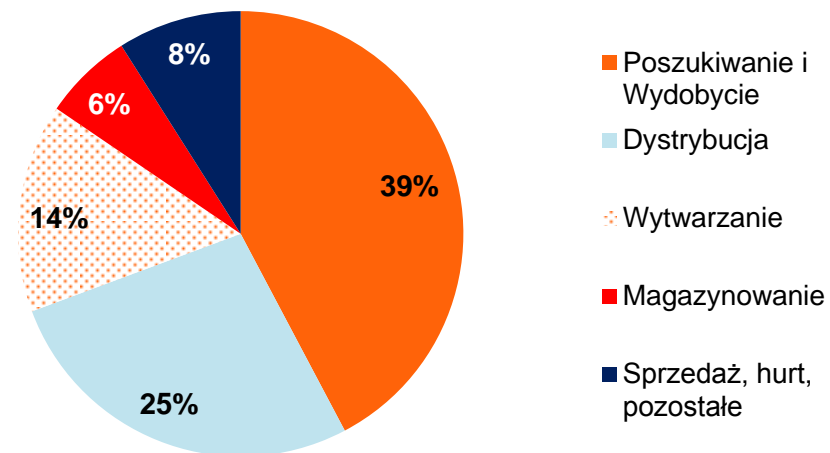
Nakłady, finansowanie

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

CAPEX w latach 2009 – 2014 (plan)

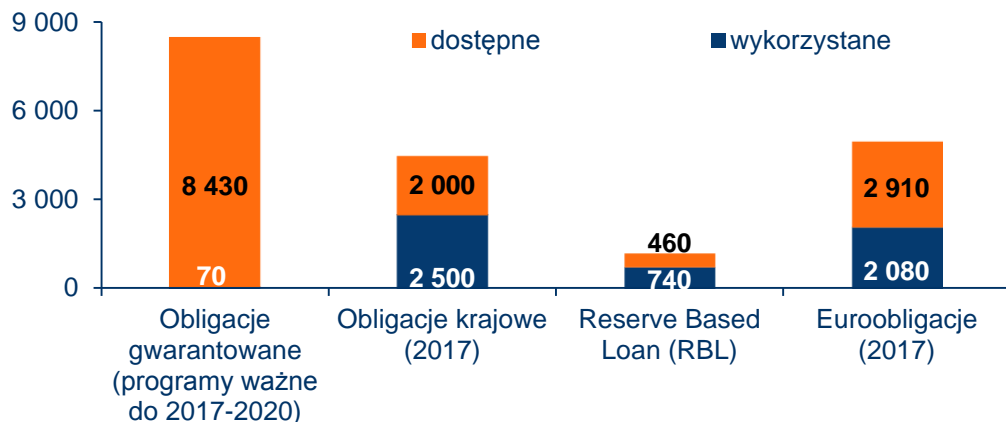


CAPEX na rok 2014: ~ 4,5 mld PLN



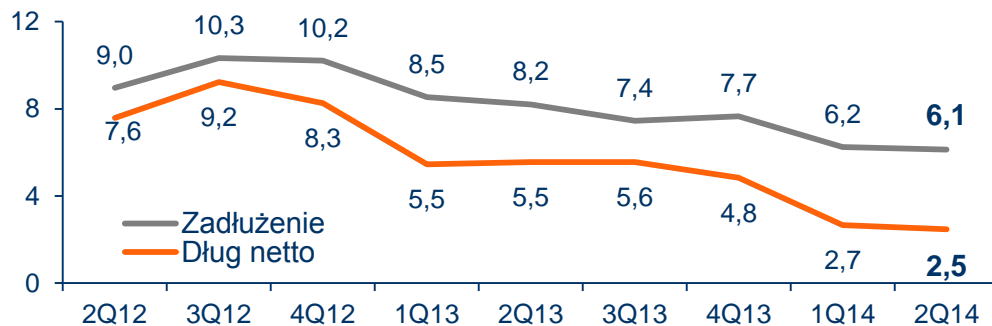
Zadłużenie i źródła finansowania

Źródła finansowania na 30.06.2014 (m PLN)

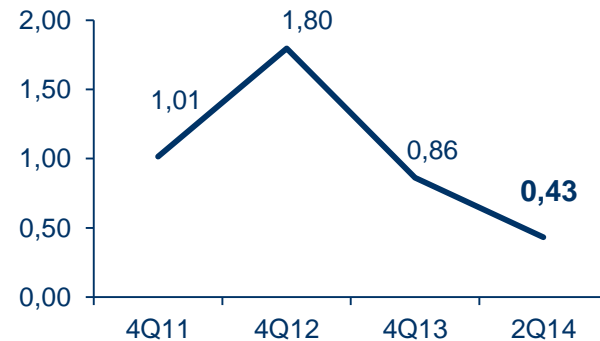


- Optymalizacja źródeł finansowania
- Dostępne programy na 13,8 mld PLN, w tym 8,4 mld gwarantowane
- Dług netto / EBITDA za cztery kwartały: 0,43

Zadłużenie (mld PLN)



Dług netto / EBITDA



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

Analityk Finansowy

Tel: +48 22 691 82 56

Kom: +48 723 981 353

Faks: +48 22 589 46 02

E-mail: adam.kucza@pgnig.pl



Załącznik –
Wyniki finansowe
Grupy PGNiG
za 1H 2014

Podstawowe wyniki finansowe 2Q2014

| (m PLN) | 2Q2013 | 2Q2014 | Δ% |
|---|---------|----------------|------|
| Przychody ze sprzedaży | 6 505 | 6 846 | 5% |
| Koszty operacyjne (bez amortyzacji) | (5 145) | (5 560) | 8% |
| EBITDA | 1 360 | 1 285 | -5% |
| <i>EBITDA skorygowana o saldo odpisów aktualizujących</i> | 1 321 | 1 775 | 34% |
| Amortyzacja | (613) | (674) | 10% |
| EBIT | 747 | 611 | -18% |
| Wynik na działalności finansowej | (86) | (76) | -11% |
| Zysk netto | 354 | 340 | -4% |

- Wzrost przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu o 343m PLN, przy wolumenie sprzedaży sięgającym 373 tys. ton w 2Q14
- Przychody ze sprzedaży gazu w Grupie PGNiG niższe o 164m PLN a koszt gazu niższy o blisko 0,4 mld PLN przy wolumenie sprzedaży Grupy PGNiG wyższym o 120m m³
- Zwiększony R/R obrót zakupioną energią elektryczną: przychody wyższe o 183m i koszty o 172m PLN
- Saldo odpisów aktualizujących na -490m PLN w 2Q14 (w tym głównie majątek produkcyjny, aktywa poszukiwawcze, zapas gazu), spowodowane analizą przydatności koncesji i prac poszukiwawczych przeprowadzanych w latach 2003-2014 oraz aktualizacją wyceny aktywów za pomocą metodologii uwzględniającej zmiany na polskim rynku gazu. Ponadto, -160m PLN kosztów spisanych aktywów geofizycznych oraz odwiertów negatywnych, wynikających z działań poszukiwawczych w segmencie upstream. W sumie wpływ na -650m PLN.

Silne wyniki operacyjne obciążone zdarzeniami jednorazowymi, niepieniężnymi

Podstawowe wyniki finansowe 1H2014

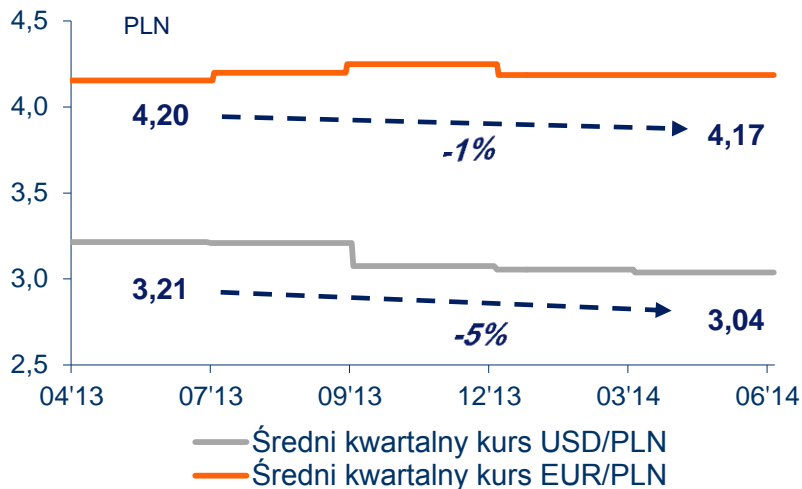
| (m PLN) | 1H2013 | 1H2014 | Δ% |
|---|----------|-----------------|------|
| Przychody ze sprzedaży | 16 740 | 16 383 | -2% |
| Koszty operacyjne (bez amortyzacji) | (13 404) | (12 916) | -4% |
| EBITDA | 3 336 | 3 467 | 4% |
| <i>EBITDA skorygowana o saldo odpisów aktualizujących</i> | 3 278 | 3 968 | 21% |
| Amortyzacja | (1 162) | (1 298) | 12% |
| EBIT | 2 174 | 2 169 | 0% |
| Wynik na działalności finansowej | (233) | (106) | -54% |
| Zysk netto | 1 428 | 1 520 | 6% |

- Niższy o 0,5 mld m³ wolumen sprzedaży gazu E, wynikający głównie z łagodnego sezonu grzewczego, przełożył się na spadek przychodów ze sprzedaży gazu o nieco ponad 1 mld PLN.
- Wzrost wydobycia ropy naftowej i kondensatu do 632 tys. ton (462 tys. ton w 1H13) zaowocował zwiększeniem przychodów o ponad 0,5 mld PLN
- Zwiększony R/R obrót energią elektryczną: przychody sięgnęły 866m PLN (552m PLN rok wcześniej). Część Ee pochodząca z zakupu kosztowała 530m PLN wobec 180m PLN w 1H13
- Koszt gazu niższy o 1,5 mld PLN, czyli o 16%. Poza wolumenem wpływ na to miała elastyczność kontraktów i formuł cenowych, przy spadających cenach na giełdach gazu.
- Saldo odpisów aktualizujących na -501m PLN w 1H14 (w tym majątek produkcyjny, aktywa poszukiwawcze, zapas gazu) vs +58m PLN w 1H13
- Niższe koszty finansowe dzięki zmniejszeniu zadłużenia i wskutek ograniczonego wpływu różnic kursowych

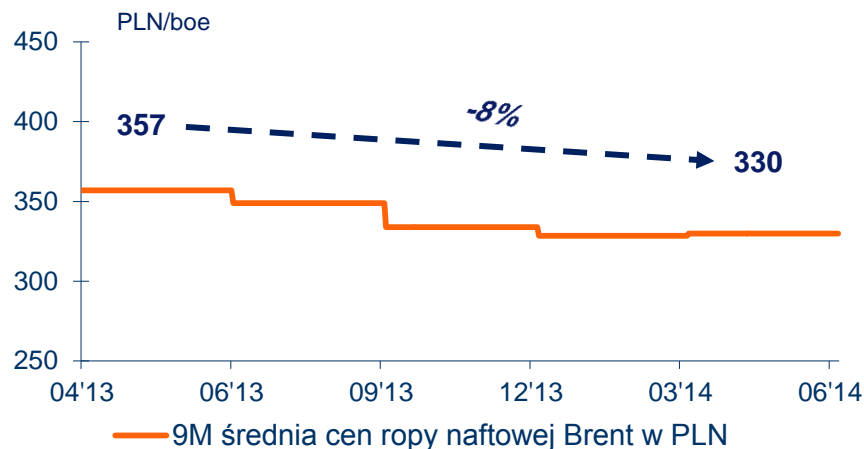
Silne wyniki operacyjne obciążone zdarzeniami jednorazowymi, niepieniężnymi i łagodną zimą

Czynniki wpływające na wynik finansowy

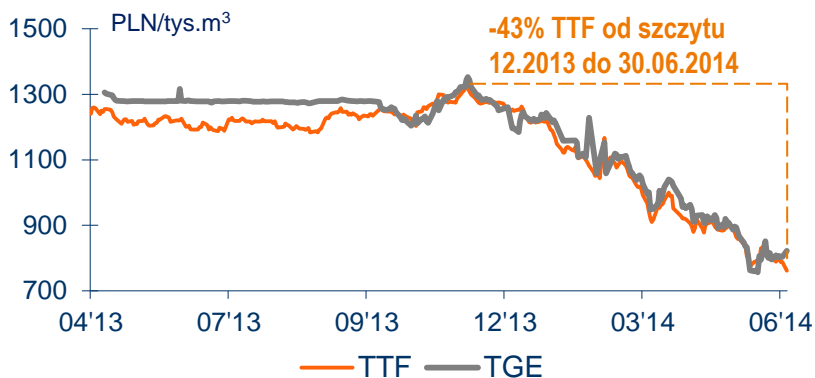
Stabilny średni kurs USD i EUR wobec PLN



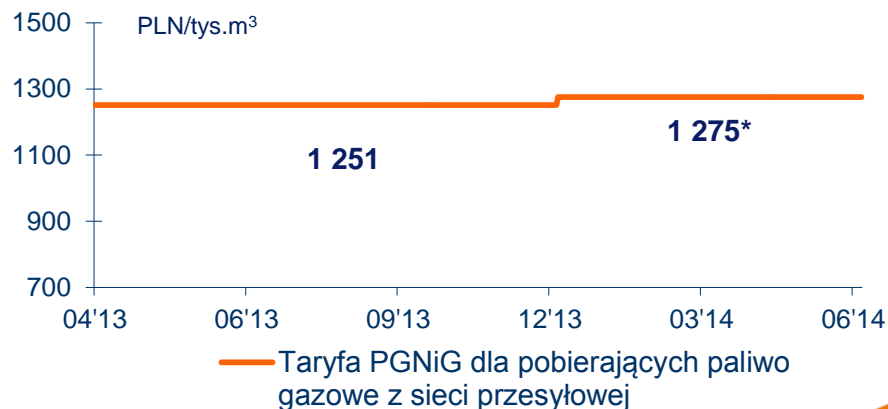
Spadek R/R o 8% i stabilne ceny ropy naftowej w 2014



Zbliżone wyceny ceny gazu na giełdach TTF i TGE



Utrzymanie stabilnej ceny taryfowej gazu w 2014



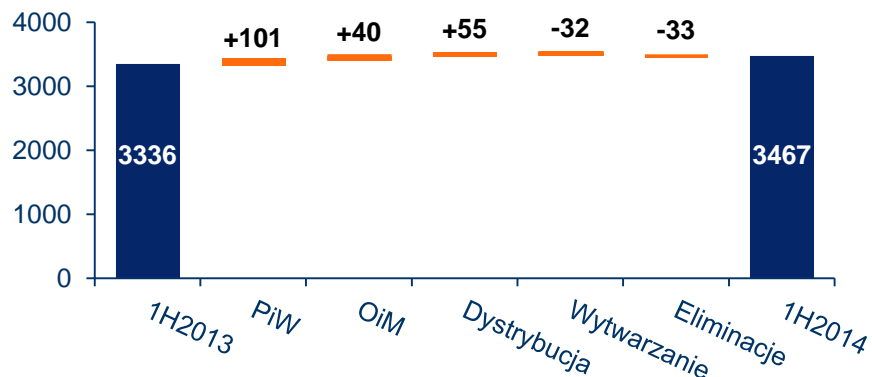
*od 01.01.2014r. cena paliwa gazowego zawiera także koszty magazynowania i część kosztów przesyłu, ujmowane dotychczas w opłacie sieciowej

Segmenty – EBITDA w 1H2014

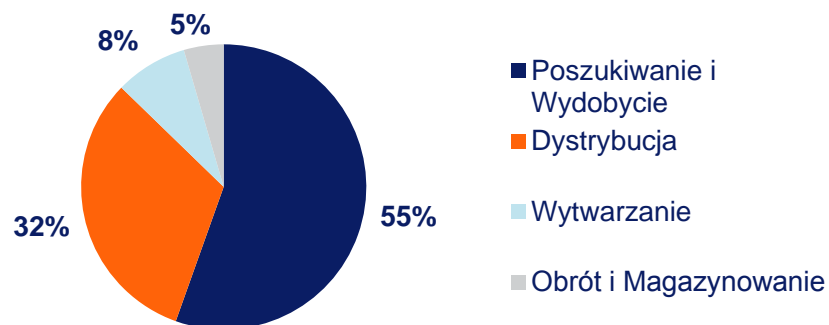
| (m PLN) | 1H2013 | 1H2014 | Δ% | Udział w wyniku Grupy |
|----------------------------|--------|--------------|------|-----------------------|
| Poszukiwanie i Wydobywanie | 1 840 | 1 941 | 5% | 55% |
| Obrót i Magazynowanie | 118 | 158 | 34% | 5% |
| Dystrybucja | 1 058 | 1 113 | 5% | 32% |
| Wytwarzanie | 320 | 288 | -10% | 8% |
| Pozostałe, eliminacje | 0 | (33) | - | - |
| Razem | 3 336 | 3 467 | 4% | 100% |

- Rosnący wolumen sprzedaży ropy naftowej
- Wpływ zdarzeń niepieniężnych: zawiązanie odpisów na -343m PLN
- Półroczna marża na sprzedaży gazu E +0,5% w 1H14 vs -2% w 1H13
- -141m PLN: odpis na zapasach gazu
- Stabilny wynik segmentu, dzięki wyrównaniu kosztów bilansowania w 2Q14 i przesunięciu wypłaty premii rocznej na 3Q14
- Wpływ temperatury na wolumeny sprzedaży ciepła i energii elektrycznej oraz niższe ceny Ee

EBITDA segmentów GK PGNiG 1H2013 vs 1H2014



Udział segmentów w wyniku EBITDA GK PGNiG



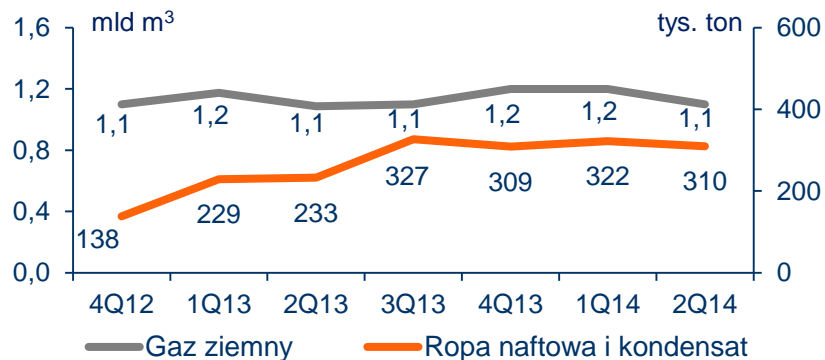
Potwierdzenie trafnych inwestycji w upstream

Segment – Poszukiwanie i Wydobywanie

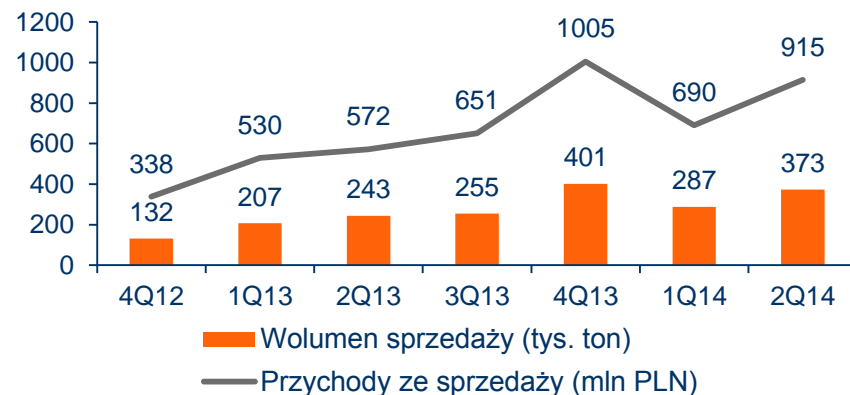
| (m PLN) | 1H2013 | 1H2014 | Δ% |
|-------------------------------------|--------|---------|-----|
| Przychody | 2 762 | 3 426 | 24% |
| Koszty operacyjne (bez amortyzacji) | (922) | (1 485) | 61% |
| EBITDA | 1 840 | 1 941 | 5% |
| Amortyzacja | (465) | (625) | 34% |
| EBIT | 1 375 | 1 316 | -4% |

- +504m PLN (+46%) przychodów ze sprzedaży ropy i kondensatu R/R przy wzroście wolumenu sprzedaży z 450 do 660 tys. ton
- Zwiększona międzysegmentowa sprzedaż gazu z Norwegii do PST: 232m m³ vs 146m m³
- Saldo odpisów netto na -343m w 1H14 vs +78m PLN w 1H13: i) aktywa poszukiwawcze, ii) majątek wydobywczy - rynkowa cena gazu użyta w modelach DCF
- W usługach obcych zwiększony koszt negatyw i spisanych aktywów poszukiwawczych na -198m w 1H14 vs -81m PLN
- Zwiększenie amortyzacji aktywów norweskich o 146m PLN (umarzane metodą naturalną)

Stabilne R/R wydobywanie gazu ziemnego i wzrost produkcji ropy naftowej



Ropa naftowa i kondensat: przychody w kwartale zależne od daty sprzedaży



Dobre wyniki operacyjne obciążone zdarzeniami jednorazowymi

Segment – Obrót i Magazynowanie (1)

| (m PLN) | 1H2013 | 1H2014 | Δ% |
|-------------------------------------|----------|-----------------|------|
| Przychody | 13 827 | 13 306 | -4% |
| Koszty operacyjne (bez amortyzacji) | (13 709) | (13 148) | -4% |
| EBITDA | 118 | 158 | 34% |
| Amortyzacja | (87) | (77) | -11% |
| EBIT | 30 | 80 | 167% |

- Niższy o 0,6 mld m³ R/R wolumen sprzedaży gazu w 1H14, a w tym rosnąca sprzedaż pozataryfowa gazu przez TGE (241m m³ vs 25m m³)
- Stabilny R/R udział spółki PST w przychodach ze sprzedaży gazu: 0,9 mld PLN
- 0,98 mld PLN sprzedaży energii elektrycznej w 1H14 vs 0,36 mld w 1H13 (w segmencie OiM)
- Ujemna marża -3% na sprzedaży gazu E w 2Q14 (mimo niższych kosztów paliwa gazowego) po uwzględnieniu o 290m PLN wyższego kosztu: transakcji zabezpieczających, kosztów poszukiwań, różnicy bilansowej PGNiG SA oraz białych certyfikatów vs 2Q13
- Zawiązany w 2Q14 odpis na zapasach gazu na 141m PLN

Sprzedaż gazu Grupy PGNiG w 1H2014 niższa R/R o 0,6 mld m³ (w 2Q14 wyższa o 0,1 mld m³)



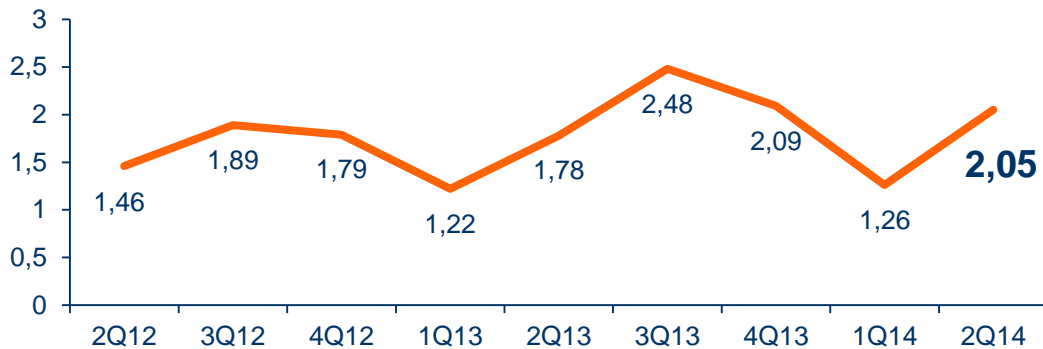
+0,5% marża na sprzedaży gazu E w PGNiG SA w 1H2014



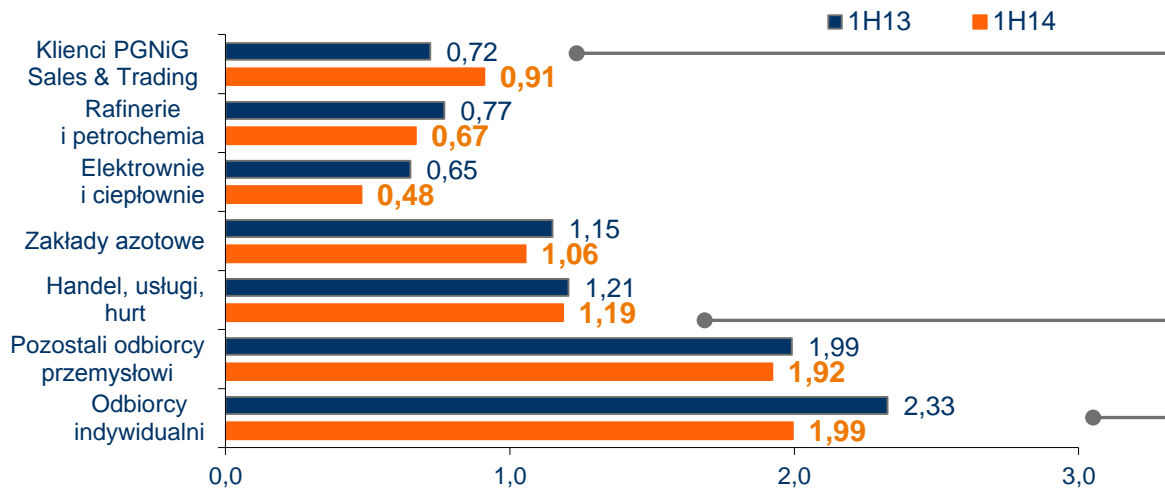
**Dodatnia marża na sprzedaży gazu
i wyższy R/R wynik EBITDA**

Segment – Obrót i Magazynowanie (2)

Stan magazynów gazu (mld m³)



GK PGNiG – wolumen sprzedaży gazu w grupach odbiorców (mld m³)



- Od 01.08.2014 sprzedaż gazu do 6,7 mln dotychczasowych klientów PGNiG prowadzi spółka PGNiG Obrót Detaliczny, którą do końca 2014 obowiązuje ta sama taryfa na paliwo gazowe. W kolejnych okresach taryfa będzie ustalana na podstawie kosztów nowej spółki, a przede wszystkim kosztu gazu, który w zdecydowanej mierze będzie pozyskiwany poprzez TGE.
- W PGNiG SA: import gazu niższy R/R o ponad 0,8 mld m³ (5,13 vs 5,94 mld m³) z czego 0,52 mld m³ mniej z kierunku wschodniego.
- Import z kierunku wschodniego na poziomie 4,5 mld m³, a z zachodniego i południowego 0,6 mld m³ (odpowiednio 5,1 oraz 0,9 mld m³ w 1H13)
- 0,91 mld m³ gazu sprzedaży PST (głównie w Niemczech) w 1H14 vs 0,72 mld m³ w 1H13
- 241m m³ sprzedane i dostarczone przez PGNiG SA poprzez Towarową Giełdę Energii w 1H14 (25m m³ w 1H13) -> blisko 10-krotny wzrost
- Istotny wpływ cieplejszej zimy na odbiorców indywidualnych i elektrociepłownie

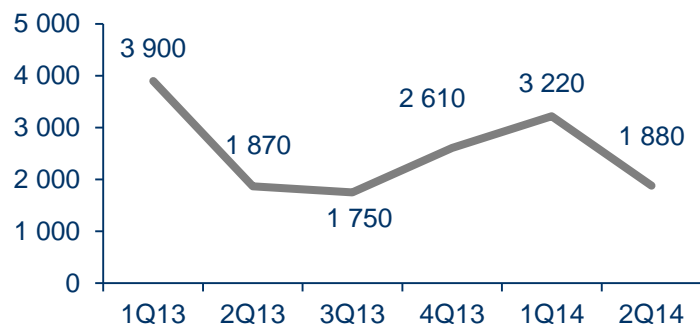
Wysokie stany magazynowe i wpływ temperatury na wolumen sprzedaży

Segment – Dystrybucja

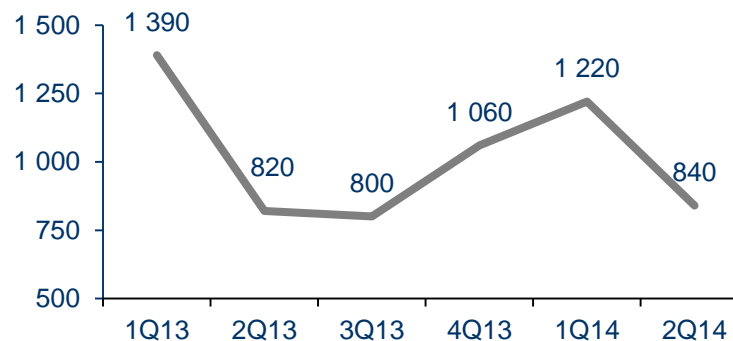
| (m PLN) | 1H2013 | 1H2014 | Δ% |
|-------------------------------------|---------|----------------|-----|
| Przychody | 2 306 | 2 319 | 1% |
| Koszty operacyjne (bez amortyzacji) | (1 248) | (1 206) | -3% |
| EBITDA | 1 058 | 1 113 | 5% |
| Amortyzacja | (422) | (431) | 2% |
| EBIT | 636 | 682 | 7% |

- Wolumen dystrybuowanych gazów w 2Q na poziomie ub.r., ale w 1Q spadek o 17%. W całym półroczu wolumen mniejszy o 0,67 mld m³, czyli o 12% (śr. temperatura półrocza o 2°C wyższa)
- Niższe o 62m PLN koszty świadczeń pracowniczych w 1H14 – w tym przesunięcie wypłaty premii rocznej na 3Q14; w 4Q13 zawiązanie 71m PLN rezerwy na ten cel)
- Saldo przychodów i kosztów z tytułu bilansowania systemu na +12m PLN w 1H14 (w tym +116m PLN w samym 2Q14)

Wolumen dystrybuowanych gazów (m m³)



Przychód z usług dystrybucyjnych (m PLN)

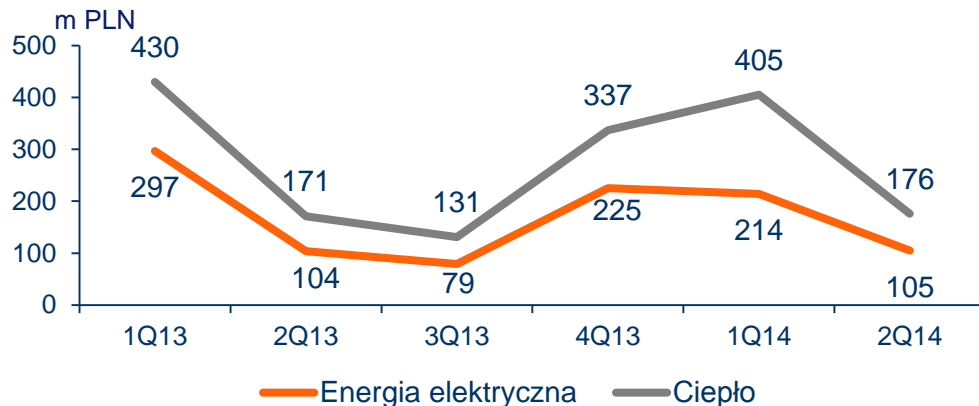


Stabilne wyniki segmentu za półrocze

Segment – Wytwarzanie

| (m PLN) | 1H2013 | 1H2014 | Δ% |
|-------------------------------------|--------|--------------|------|
| Przychody | 1 128 | 1 035 | -8% |
| Koszty operacyjne (bez amortyzacji) | (809) | (747) | -8% |
| EBITDA | 320 | 288 | -10% |
| Amortyzacja | (176) | (155) | -12% |
| EBIT | 143 | 133 | -7% |

Przychody PGNiG Termika ze sprzedaży ciepła i energii elektrycznej (z produkcji)



- Spadek przychodów ze sprzedaży ciepła o 20m PLN do 581m mimo wzrostu taryfy ciepła od lipca 2013
- Obniżenie przychodów ze sprzedaży Ee o 59m PLN do 426m
- Spadek przychodów ze świadectw pochodzenia energii (10m PLN w 1H14 vs 27m rok wcześniej), w tym brak przychodów z czerwonych certyfikatów (kogeneracja)
- Ograniczenie kosztów paliw do produkcji ciepła i energii o -95m PLN, do 439m PLN
- Amortyzacja aktywów niematerialnych, w tym praw do emisji CO2 na poziomie -26m PLN vs -40m w 1H13

Półroczny wolumen sprzedaży PGNiG Termika (z produkcji):

- Sprzedaż ciepła na poziomie 20,7 PJ, czyli o -14% mniej R/R (głównie efekt łagodnej zimy w 1Q14)
- Energia elektryczna: -5%, do poziomu 2 TWh (w samym 2Q wzrost R/R o 6%).

Niższy wynik segmentu w niesprzyjającym otoczeniu

Koszty operacyjne – 1H2014

| (m PLN) | 1H2013 | 1H2014 | Δ% |
|--|----------|-----------------|------|
| Koszt sprzedanego gazu | (9 801) | (8 271) | -16% |
| Energia na cele handlowe | (180) | (530) | 195% |
| Zużycie pozostałych surowców i materiałów | (323) | (269) | -17% |
| Paliwa do produkcji ciepła i energii | (534) | (439) | -18% |
| Świadczenia pracownicze | (1 418) | (1 373) | -3% |
| Usługa przesyłowa | (559) | (548) | -2% |
| Koszt odwiertów negatywnych | (81) | (157) | 94% |
| Pozostałe usługi obce | (640) | (695) | 9% |
| Pozostałe przychody i koszty operacyjne netto | (292) | (1 009) | 245% |
| ▪ zmiana stanu odpisów | 58 | (501) | x10 |
| ▪ różnice kursowe i instrumenty pochodne | (22) | (168) | x7 |
| Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby | 424 | 375 | -11% |
| Koszty operacyjne bez amortyzacji | (13 404) | (12 915) | -4% |
| Amortyzacja | (1 162) | (1 298) | 12% |
| Koszty operacyjne ogółem | (14 566) | (14 214) | -2% |

- -6% wolumen sprzedanego gazu R/R
- Efekt częściowego powiązania kosztów gazu z cenami giełdowymi, które uległy zmniejszeniu o ok. -17% R/R

- Wzrost obrotu energią elektryczną w PGNiG SA i PGNiG Sales & Trading
- Niższe zużycie i cena jednostkowa węgla z transportem

- 8 negatów spisanych w 1H14, z czego 5 w 2Q14, wśród których 1 na szelfie norweskim

- -41m PLN kosztów spisanych badań geofizycznych w 1H14 (brak w 1H13)

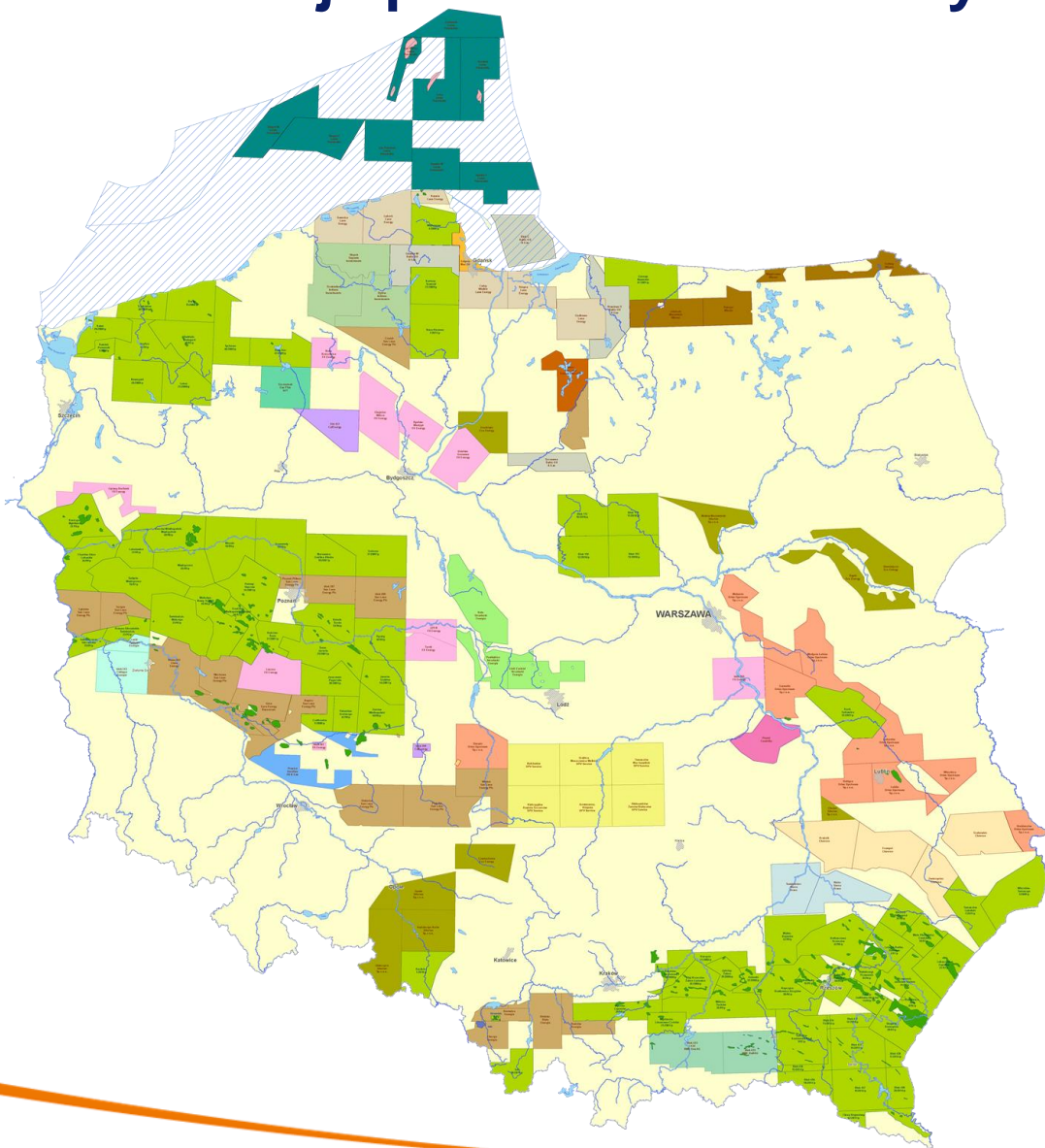
- Wpływ odpisów aktualizujących majątek produkcyjny, aktywa poszukiwawcze (w tym geofizyczne) i zapas gazu, spowodowanych analizą przydatności prac poszukiwawczych przeprowadzanych w latach 2003-2014 oraz aktualizacją metody wyceny, która uwzględnia zmiany na polskim rynku gazu.

- +146m PLN R/R amortyzacji aktywów wydobywczych Skarv (metoda naturalna)

**Elastyczność portfela gazu oraz
wpływ zdarzeń jednorazowych**



Koncesje poszukiwawcze i wydobywcze w Polsce



koncesje poszukiwawcze

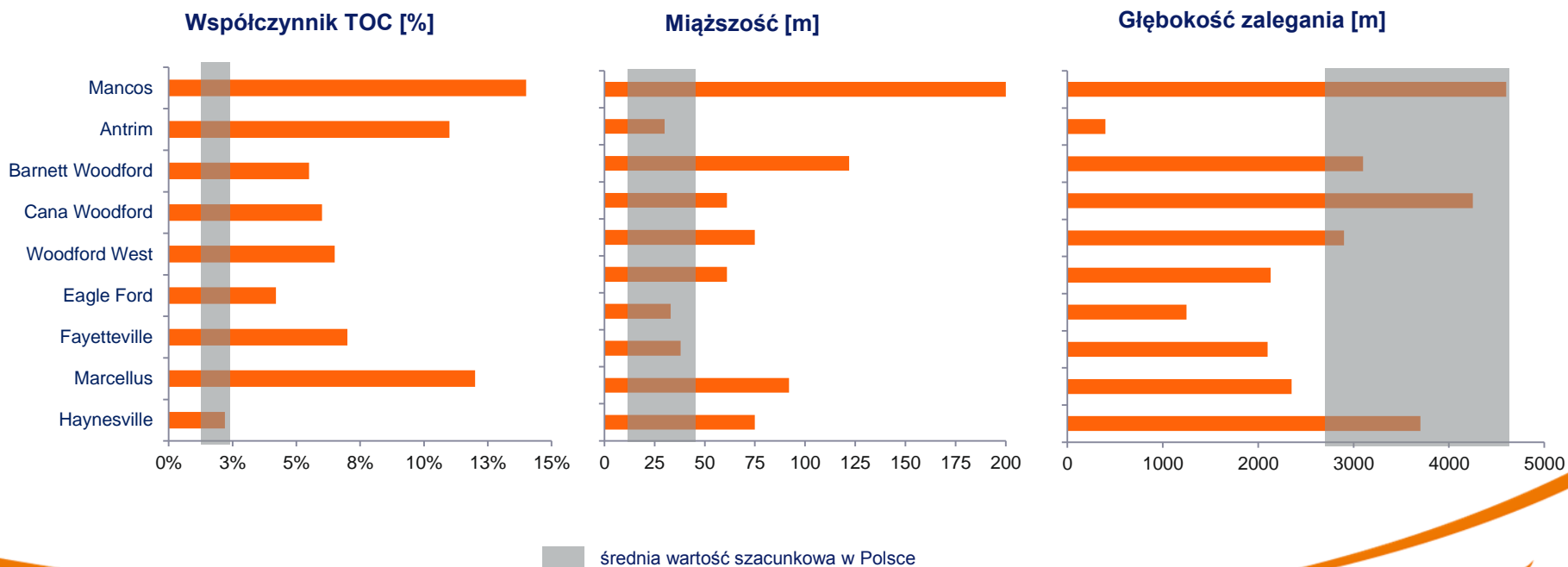
- | | | | |
|--|--|--|--|
| | PGNiG SA | | Lane Energy Poland |
| | Aurelian Oil & Gas | | Liesa En., Helland Invests, Energia Gora Energy Res. (San Leon Energy Plc) |
| | Baltic Oil & Gas (San Leon Energy Plc) | | LOTOS Petrobaltic SA |
| | Blue Energy | | Mac Oil |
| | BNK Petroleum (Saponis, Indiana Inv.) | | Maryani Inv., Joyce Inv., (San Leon Energy-LNG Energy LTD) |
| | CalEnergy Resources Poland | | Merill Investment |
| | Canadian Oil International Ltd | | Orlen Upstream |
| | Celtique Energie Poland | | Petrolinvest S.A. (Silurian, Eco Energy) |
| | Chevron Polska Energy Resources | | RWE Dea AG SA |
| | Cuadrilla Poland | | Sierra Bravo |
| | DPV Service | | Strzelecki Energia |
| | Eni Polska | | Wisent Oil & Gas |
| | FX Energy Poland | | |
| | Gas Plus International | | |

koncesje wydobywcze

- | | |
|--|------------------------------|
| | PGNiG SA |
| | LOTOS Petrobaltic SA |
| | Zakład Odmetanowienia Kopalń |
| | DPV Service Sp. z o.o. |

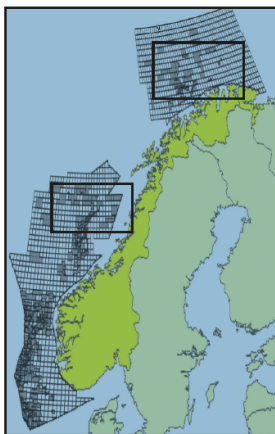
Wyzwania geologiczne – Polska a USA

- **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.



Licencje norweskie

PGNiG Upstream International AS Licence Portfolio, March 2014



PL711 (7218/4,5,6 and 7)
License granted 22nd Round
Repsol Exploration Norge 40 %
Idemitsu Petroleum Norge 20 %
OMV Norge 20 %
PGNiG UI 20 %

PL707 (7127/5 and 6, 7128/4)
License granted 22nd Round
Edison International 50 %
PGNiG UI 30 %
North Energy 20 %

PL703 (6605/1)
License granted 22nd Round
OMV Norge 60 %
PGNiG UI AS 40 %

PL702 (6604/8 and 9)
License granted 22nd Round
OMV Norge 60 %
PGNiG UI 40 %

PL212 E (6507/3)
License granted 15th Round
Statoil Petroleum 30 %
E.ON E&P Norge 30 %
BP Norge 25 %
PGNiG UI 15 %

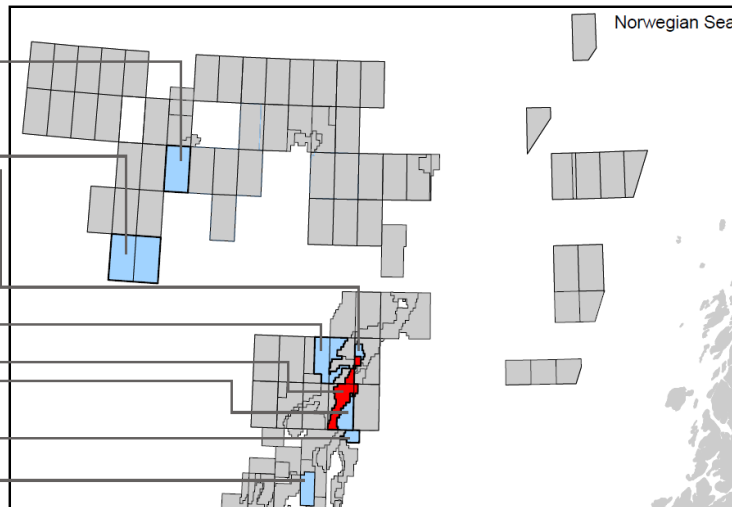
PL648 S (6507/1 and 2)
License granted APA2011
PGNiG UI 50 %
OMV Norge 50 %

BA SKARV
(PL262, PL212, PL212B)
Statoil Petroleum 36.16500 %
E.ON E&P Norge 28.08250 %
BP Norge 23.83500 %
PGNiG UI 11.91750 %

PL558 (6507/5)
License granted APA2009
E.ON E&P Norge 30 %
PGNiG UI 30 %
Det norske oljeselskap 20 %
Petoro 20 %

PL756 (6507/7 and 10)
License granted APA2013
PGNiG UI 50 %
Rocksourc 25 %
Idemitsu 25 %

PL646 (6507/8 and 9)
License granted APA2011
Winthershall Norge 40 %
Lundin Norway 20 %
PGNiG UI 20 %
Noreco Norway 20 %



Wolumeny operacyjne

| WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO GK PGNiG | | | | | | | | | | | | |
|--|-----------------------|--------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | (mln m ³) | | | | | | | | | | | |
| | Q2 2014 | Q1 2014 | FY 2013 | Q4 2013 | Q3 2013 | Q2 2013 | Q1 2013 | FY 2012 | Q4 2012 | Q3 2012 | Q2 2012 | Q1 2012 |
| GAZ WYSOKOMETANOWY (E) | 482 | 479 | 1 890 | 483 | 481 | 484 | 443 | 1 608 | 403 | 397 | 401 | 407 |
| w tym w Polsce | 362 | 367 | 1 550 | 384 | 387 | 387 | 393 | 1 608 | 403 | 397 | 401 | 407 |
| w tym w Norwegii | 120 | 112 | 340 | 99 | 94 | 96 | 50 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E) | 650 | 704 | 2 692 | 737 | 619 | 604 | 733 | 2 710 | 706 | 648 | 625 | 731 |
| w tym w Polsce | 636 | 690 | 2 667 | 722 | 609 | 604 | 733 | 2 710 | 706 | 648 | 625 | 731 |
| w tym w Pakistanie | 15 | 14 | 25 | 15 | 10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| RAZEM (przeliczony na E) | 1 132 | 1 182 | 4 582 | 1 220 | 1 100 | 1 087 | 1 175 | 4 317 | 1 109 | 1 044 | 1 026 | 1 138 |
| Wydobycie razem przeliczone na kboe/d | 78 | 83 | 79 | 83 | 75 | 75 | 82 | 74 | 76 | 71 | 71 | 79 |
| SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO w GK PGNiG | | | | | | | | | | | | |
| | (mln m ³) | | | | | | | | | | | |
| | Q2 2014 | Q1 2014 | FY 2013 | Q4 2013 | Q3 2013 | Q2 2013 | Q1 2013 | FY 2012 | Q4 2012 | Q3 2012 | Q2 2012 | Q1 2012 |
| GAZ WYSOKOMETANOWY (E) | 3 078 | 4 521 | 15 006 | 4 132 | 2 731 | 2 965 | 5 178 | 13 756 | 4 070 | 2 315 | 2 698 | 4 673 |
| w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG | 444 | 465 | 1 383 | 356 | 306 | 271 | 449 | 324 | 211 | 40 | 24 | 49 |
| GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E) | 253 | 361 | 1 202 | 351 | 220 | 245 | 387 | 1 156 | 336 | 216 | 233 | 372 |
| RAZEM (przeliczony na E) | 3 330 | 4 882 | 16 208 | 4 483 | 2 951 | 3 210 | 5 564 | 14 913 | 4 406 | 2 531 | 2 931 | 5 045 |
| IMPORT GAZU ZIEMNEGO przez PGNiG SA | | | | | | | | | | | | |
| | (mln m ³) | | | | | | | | | | | |
| | Q2 2014 | Q1 2014 | FY 2013 | Q4 2013 | Q3 2013 | Q2 2013 | Q1 2013 | FY 2012 | Q4 2012 | Q3 2012 | Q2 2012 | Q1 2012 |
| Razem | 2 594 | 2 541 | 10 850 | 2 664 | 2 245 | 2 481 | 3 460 | 11 000 | 3 105 | 2 133 | 2 763 | 2 999 |
| w tym: kierunek wschodni | 2 515 | 2 026 | 8 734 | 1 793 | 1 885 | 2 272 | 2 784 | 9 018 | 2 589 | 1 858 | 2 432 | 2 139 |
| ROPA NAFTOWA w GK PGNiG | | | | | | | | | | | | |
| | (tys. ton) | | | | | | | | | | | |
| | Q2 2014 | Q1 2014 | FY 2013 | Q4 2013 | Q3 2013 | Q2 2013 | Q1 2013 | FY 2012 | Q4 2012 | Q3 2012 | Q2 2012 | Q1 2012 |
| Wydobycie ropy naftowej i kondensatu | 310 | 322 | 1 099 | 309 | 327 | 233 | 229 | 492 | 139 | 130 | 96 | 128 |
| w tym w Polsce | 184 | 203 | 815 | 215 | 218 | 178 | 204 | 492 | 139 | 130 | 96 | 128 |
| w tym w Norwegii | 126 | 119 | 283 | 94 | 109 | 55 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Wydobycie razem przeliczone na kbbbl/d | 25 | 26 | 22 | 25 | 26 | 19 | 19 | 10 | 11 | 10 | 8 | 10 |
| Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu | 373 | 287 | 1 106 | 401 | 255 | 243 | 207 | 485 | 132 | 129 | 96 | 127 |
| w tym w Polsce | 185 | 201 | 809 | 222 | 213 | 180 | 194 | 485 | 132 | 129 | 96 | 127 |
| w tym w Norwegii | 188 | 85 | 297 | 179 | 42 | 63 | 13 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PGNiG TERMIKA | | | | | | | | | | | | |
| | Q2 2014 | Q1 2014 | FY 2013 | Q4 2013 | Q3 2013 | Q2 2013 | Q1 2013 | FY 2012 | Q4 2012 | Q3 2012 | Q2 2012 | Q1 2012 |
| Produkcja E.c. netto (sprzedaż) (TJ) | 5 336 | 15 434 | 40 175 | 12 530 | 3 367 | 5 766 | 18 511 | 40 214 | 14 242 | 2 748 | 5 503 | 17 721 |
| Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) (GWh) | 648 | 1 390 | 3 772 | 1 189 | 445 | 613 | 1 526 | 3 719 | 1 288 | 396 | 633 | 1 403 |