



PGNiG

Prezentacja inwestorska

Wyniki finansowe 1Q 2014 roku

Agenda

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



Grupa Kapitałowa PGNiG & rynek gazu w Polsce

Grupa Kapitałowa PGNiG



Wiodąca zintegrowana spółka w polskim sektorze gazowo-naftowym

Akcjonariat PGNiG

Notowana na GPW
od września 2005

Kapitalizacja rynkowa
30,5 mld PLN**

Znaczący udział
w indeksach WIG20 i WIG30 ~5%

Notowania akcji od stycznia 2012



Struktura akcjonariatu

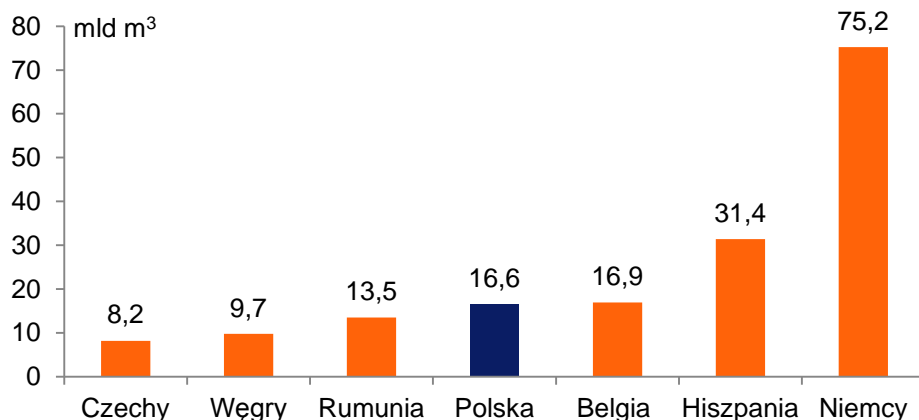
- 72,4% – Skarb Państwa
- 27,6% – Wolny obrót
- Średnia dzienna wartość obrotu: 23 mln PLN (01-04.2014)

Szósta największa polska spółka notowana na GPW*

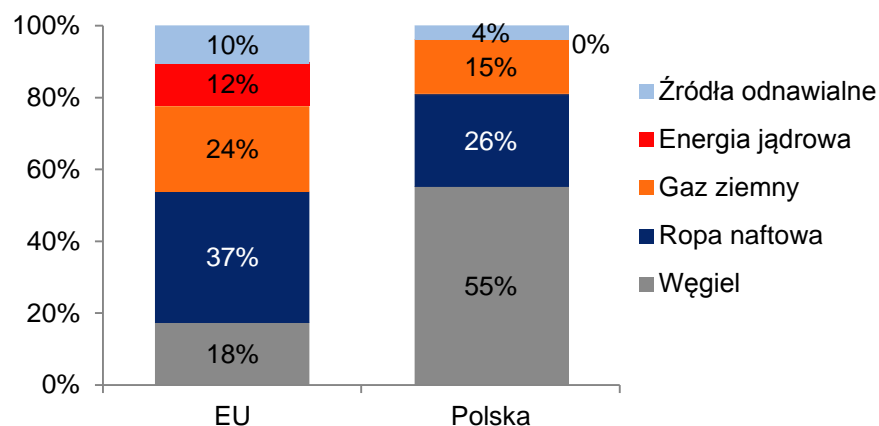
* Pod względem kapitalizacji
** PGNiG = 5,17 PLN (20.06.2014)

Rynek gazu w Polsce

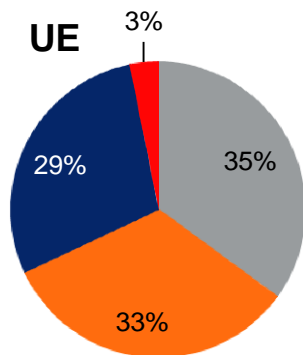
Zużycie gazu ziemnego wg krajów



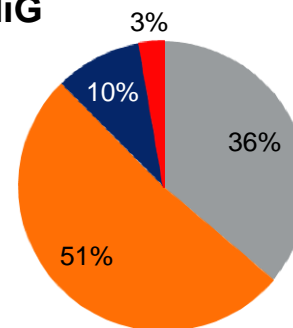
Zużycie energii pierwotnej



Sprzedż gazu według sektorów



PGNiG

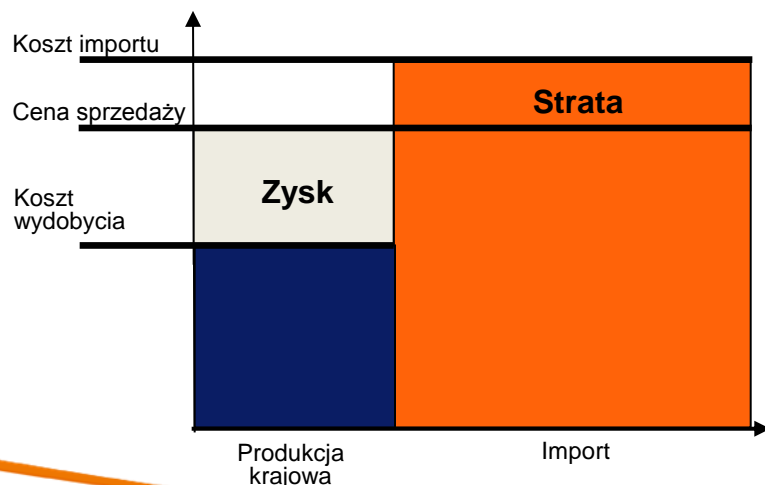


Niska konsumpcja gazu z potencjałem wzrostowym

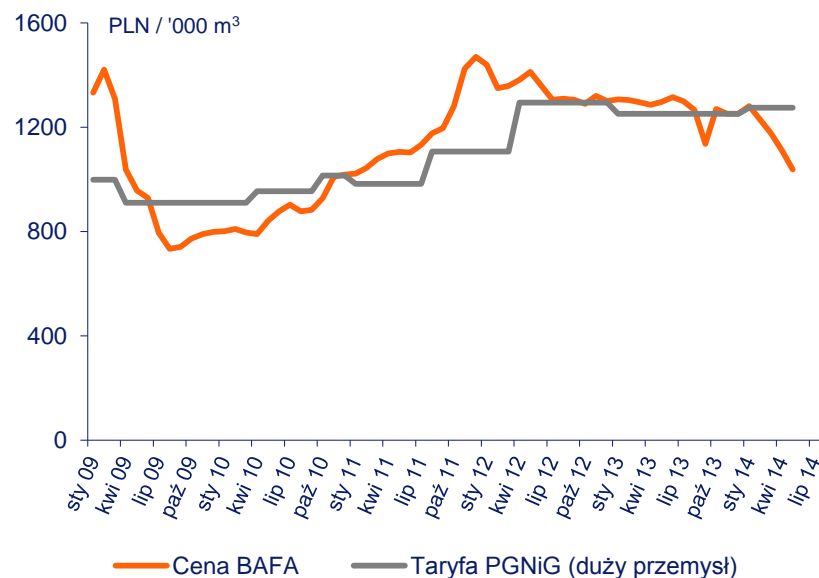
Model taryfowy w Polsce

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 × 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 oraz taryfa PGNiG w okresie styczeń 2009 – maj 2014



- 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 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

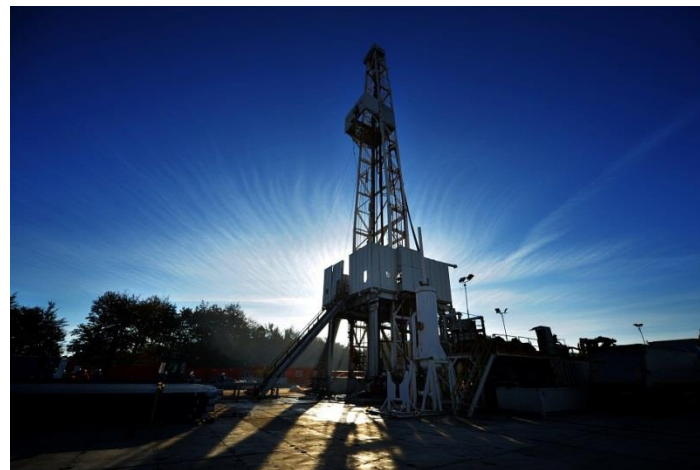
- Kontynuacja programu poszukiwania gazu (shale gas oraz tight gas)
- Wymiana doświadczeń z innymi firmami prowadzącymi poszukiwania gazu w Polsce, **poprawa transferu know-how**
- Pozyskanie doświadczonych **partnerów zewnętrznych** do realizacji projektów w zakresie poszukiwania gazu

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**

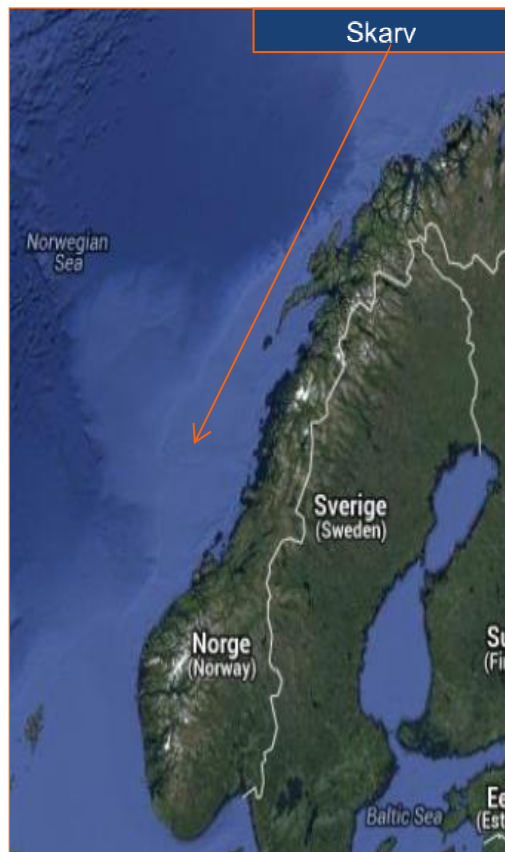
Zakres działań poszukiwawczych i wydobywczych

- 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 przyznanych w Polsce.
 - Powierzchnia koncesji łupkowych PGNiG to 10 tys. km²
 - Do kwietnia 2014 wykonanych 12 odwiertów za gazem łupkowym



Działalność zagraniczna – Norwegia

Projekt Skarv (Morze Norweskie)



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%
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

Pozostałe licencje (Morze Norweskie i Morze Barentsa)

Liczba licencji poszukiwawczych	14
Udziały	Od 15% do 50%

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: zawiązanie odpisu na 420 mln PLN na całej wartości aktywów w Libii oraz rezerwy na 137 mln PLN na zobowiązania koncesyjne

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

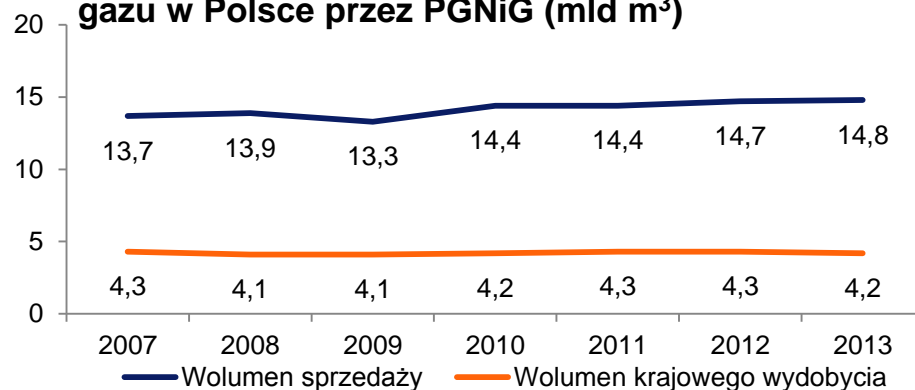
Próbna eksploatacja uruchomiona w czerwcu 2013; ok. 100m³ rocznie

Przegląd aktywów pod kątem ryzyka geopolitycznego

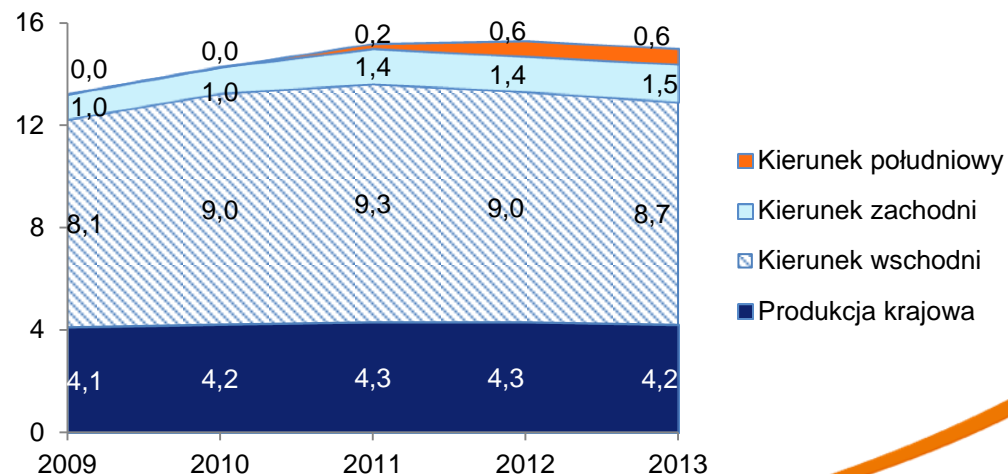
Pozyskanie i sprzedaż gazu

- W ramach tego segmentu PGNiG prowadzi:
 - sprzedaż gazu ziemnego, importowanego i wydobytego ze złóż krajowych;
 - magazynowanie gazu.
- Rosnący rynek: 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

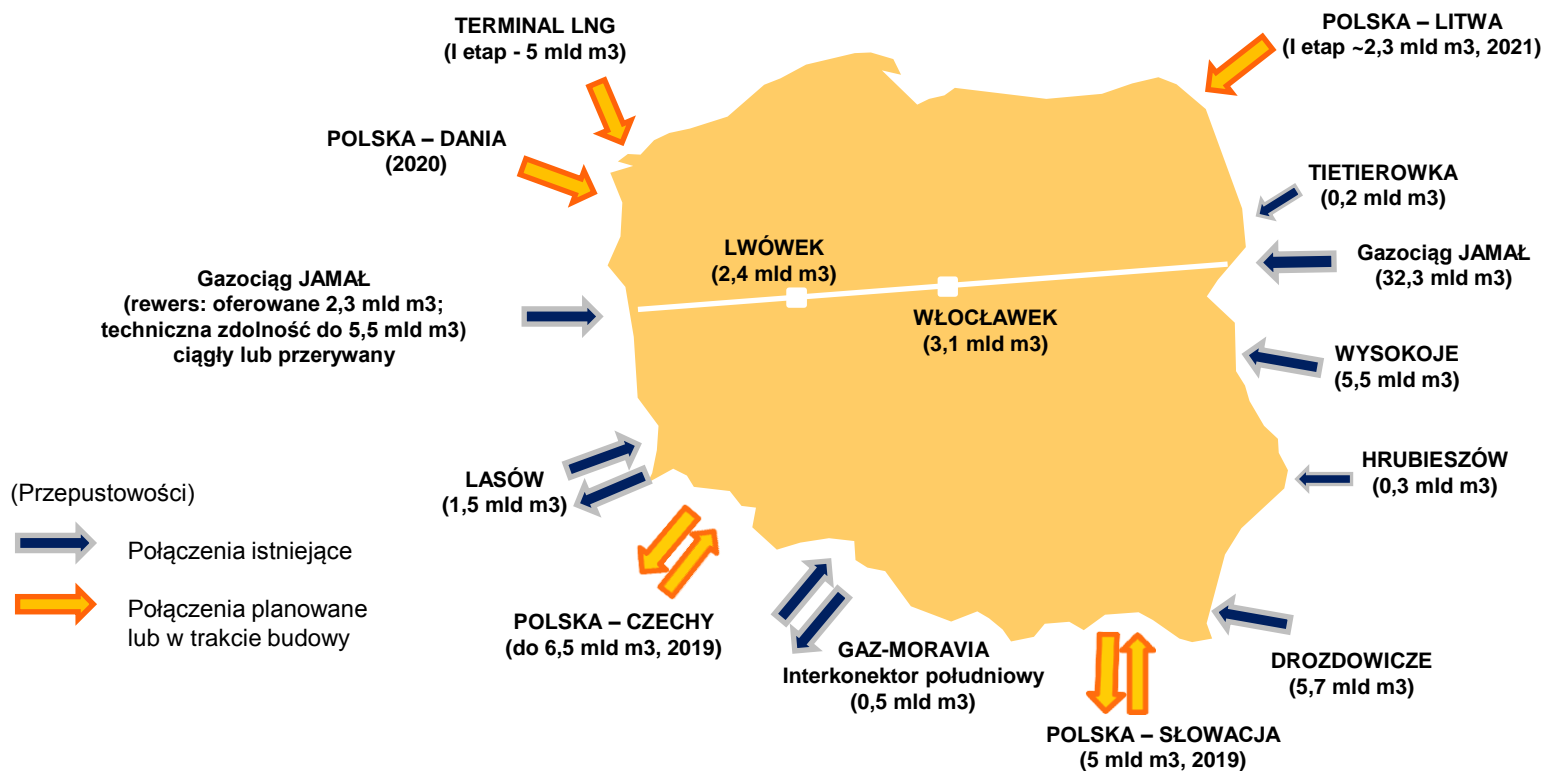
Krajowe wydobycie pokrywa blisko 30% sprzedaży gazu w Polsce przez PGNiG (mld m³)



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 pokrywa 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)



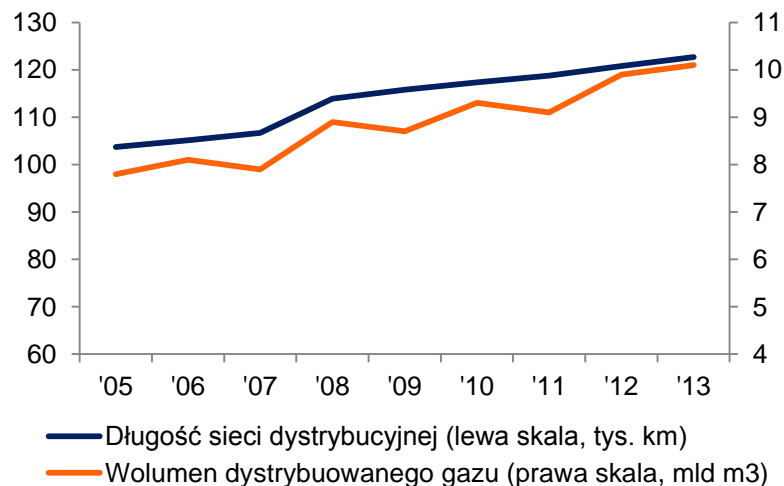
Najważniejsze dane

- Obecna liczba magazynów 8
 - w tym w kawernach solnych 1
- Obecna pojemność czynna ok. 2,0 mld m³
- Liczba magazynów w 2015 9
 - w tym w kawernach solnych 2
- 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

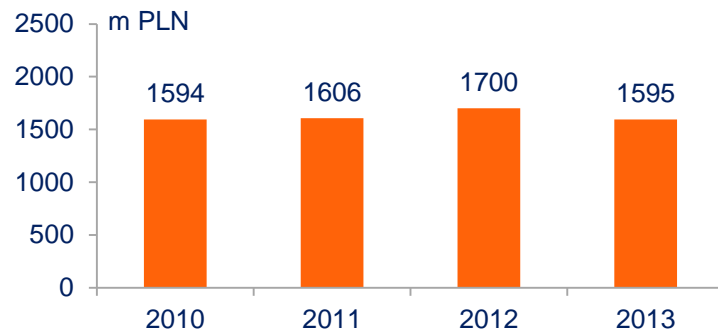
Dystrybucja

- 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.

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



Stabilna EBITDA regulowanego segmentu



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)

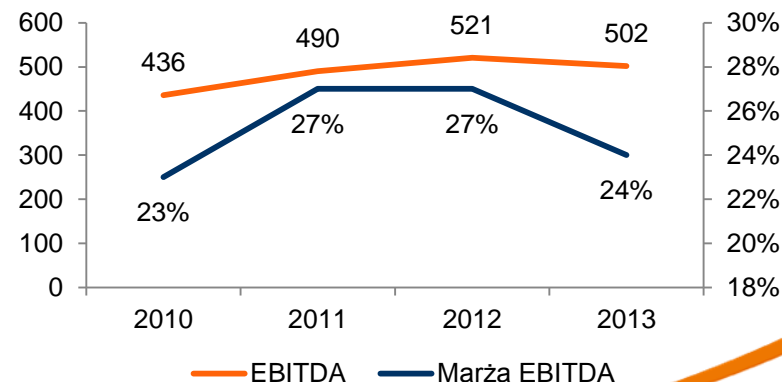
Kluczowe dane operacyjne PGNiG Termika

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*

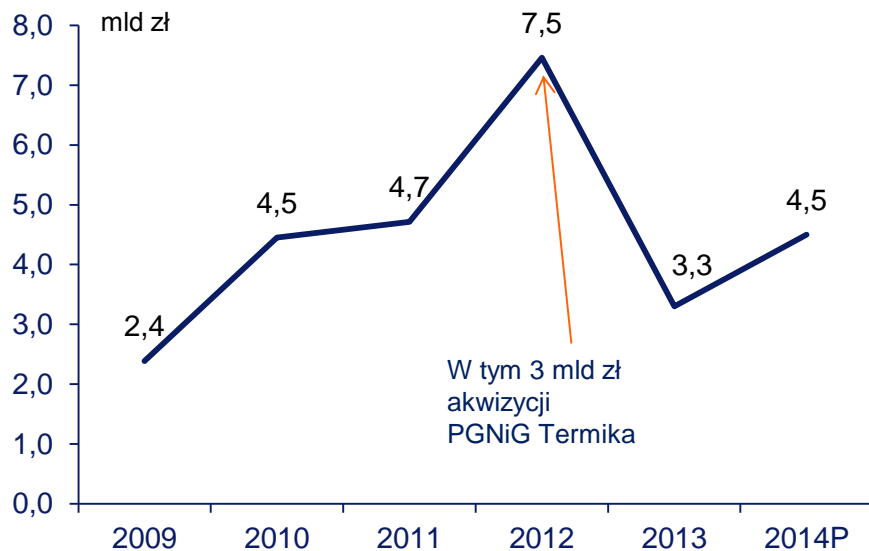


* Dane 2010 i 2011 według Polskich Standardów Rachunkowości, dane PGNiG Termika przed korektami konsolidacyjnymi

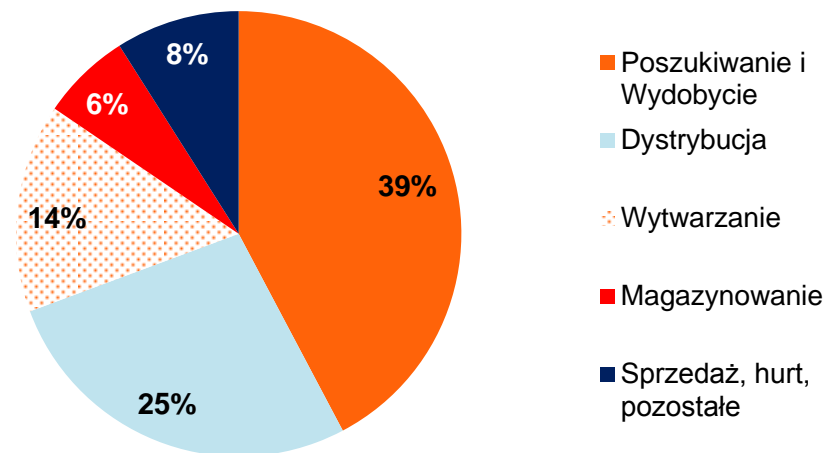
Nakłady, finansowanie

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

CAPEX w latach 2009 – 2014 (plan)

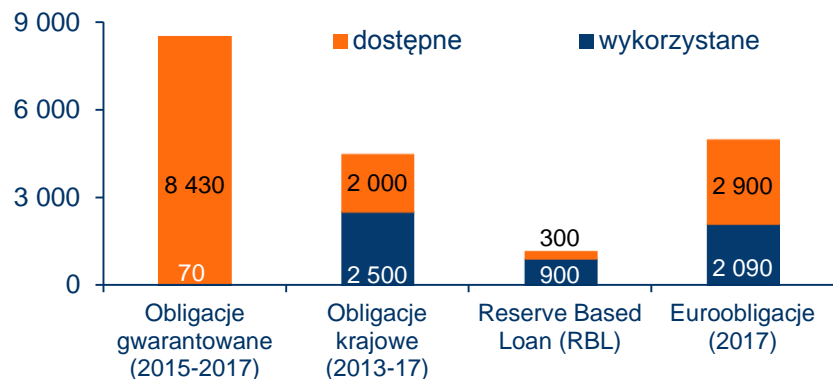


CAPEX na rok 2014: ~ 4,5 mld PLN



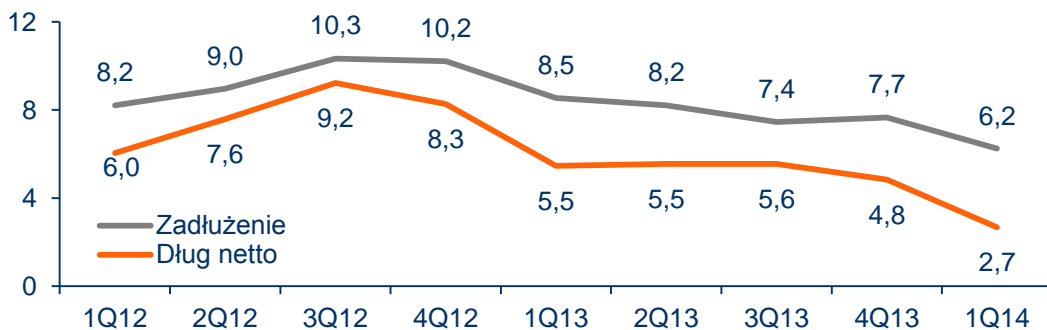
Zadłużenie i źródła finansowania

Źródła finansowania na 31.03.2014 (m PLN)

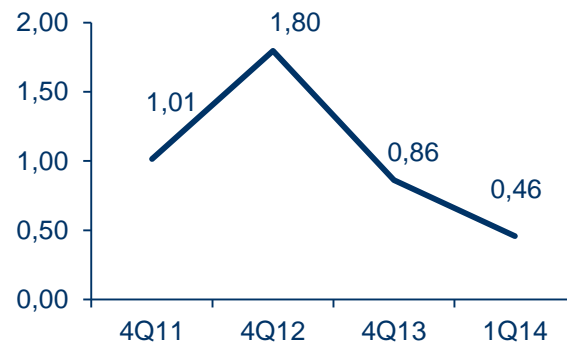


- Optymalizacja źródeł finansowania
- Dostępne programy na 13,6 mld PLN, w tym 8,4 mld gwarantowane
- Dług netto / EBITDA za cztery kwartały: 0,46

Zadłużenie (mld PLN)



Dług netto / EBITDA



Wzmocnienie pozycji finansowej po sezonie zimowym

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



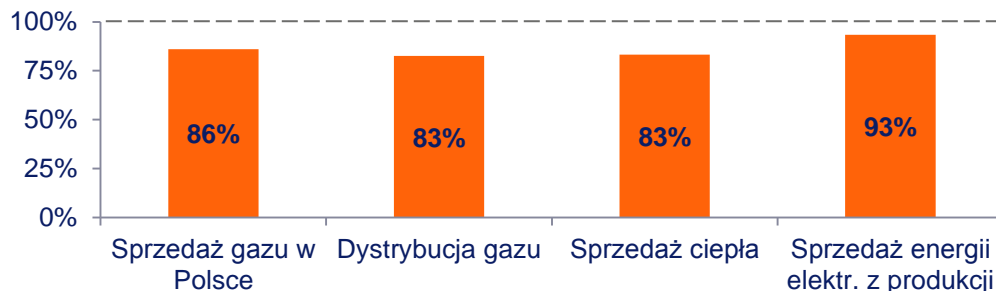
Załącznik –
Wyniki finansowe
Grupy PGNiG
za 1Q 2014

Podstawowe wyniki finansowe 1Q2014

(m PLN)	1Q2013	1Q2014	Δ%
Przychody ze sprzedaży	10 255	9 537	-7%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(8 279)	(7 356)	-11%
EBITDA	1 976	2 181	10%
Amortyzacja	(549)	(623)	14%
EBIT	1 428	1 558	9%
Wynik na działalności finansowej	(147)	(31)	-79%
Zysk netto	1 074	1 180	10%

- Związany z temperaturą spadek przychodów ze sprzedaży (-7%) był mniejszy niż ograniczenie kosztów operacyjnych (-11%)
- Obniżenie kosztów gazu o ponad 1 mld zł, dzięki elastyczności kontraktów i formuł cenowych. Wpływ niższego o 690m m³ wolumenu oraz spadku cen gazu na giełdach europejskich.
- Wzrost amortyzacji głównie w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie o 93m PLN (projekty LMG i Skarv)
- Niższe koszty finansowe dzięki zmniejszeniu zadłużenia i wskutek ograniczonego wpływu różnic kursowych

Wpływ wyższej temperatury w 1Q2014 na zmniejszenie wolumenów sprzedaży gazu, dystrybucji, sprzedaży Ee i ciepła (1Q2013 jako 100%)

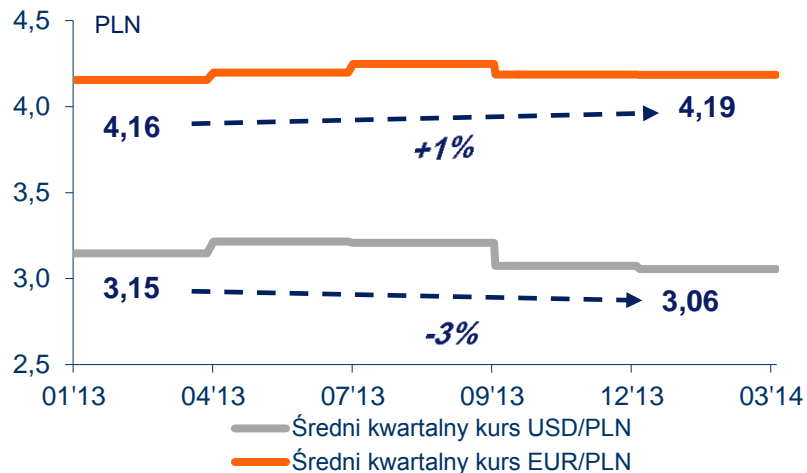


Rekomendacja Zarządu i Rady Nadzorczej o wypłacie dywidendy z zysku 2013 roku w wysokości 885 mln PLN, tj. 46% skonsolidowanego wyniku netto i 52% jednostkowego wyniku netto (do decyzji ZWZ PGNiG 15 maja).

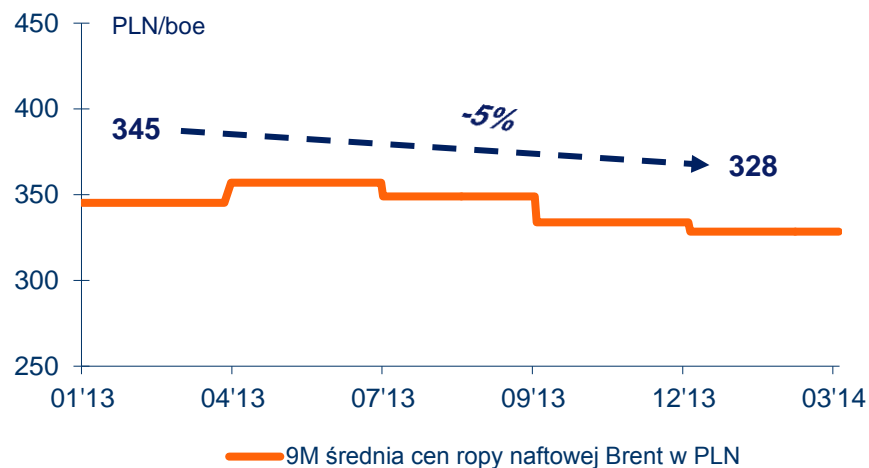
Mimo wpływu wyższych temperatur na wolumen, wyniki Grupy lepsze rok do roku

Czynniki wpływające na wynik finansowy

Stabilny średni kurs USD i EUR wobec PLN



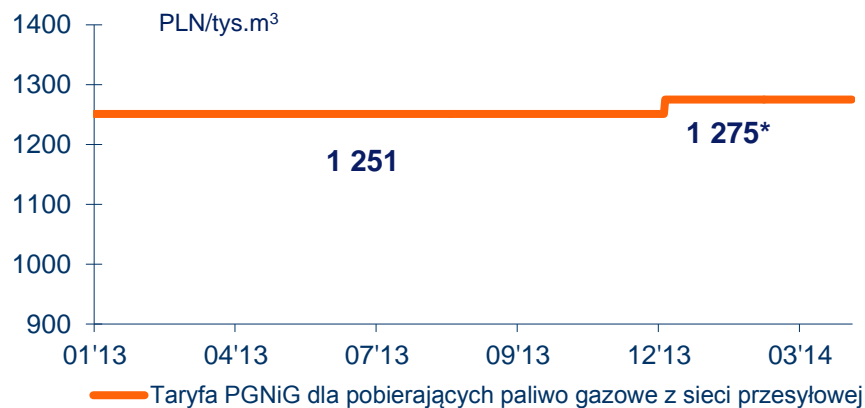
Niższe notowania ropy naftowej



Zbliżone wyceny ceny gazu na giełdach TTF i TGE



Wzrost ceny taryfowej gazu PGNiG od 01.01.2014r.



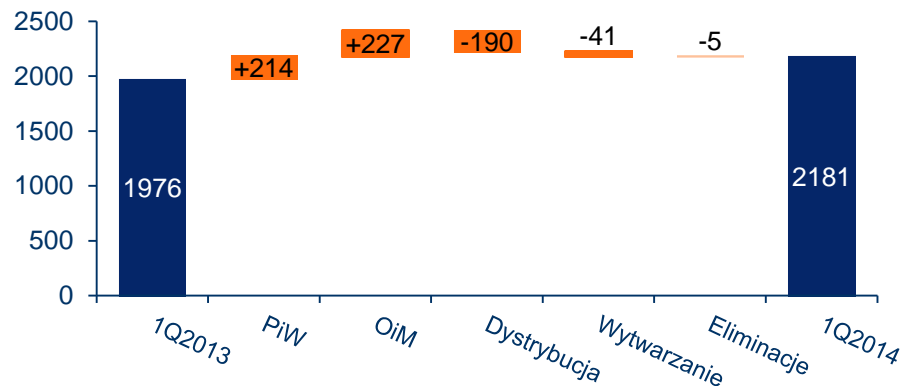
*od 01.01.2014r. cena paliwa gazowego zawiera także koszty magazynowania i część kosztów przesyłu, ujmowane dotychczas w opłacie sieciowej

Segmenty – EBITDA

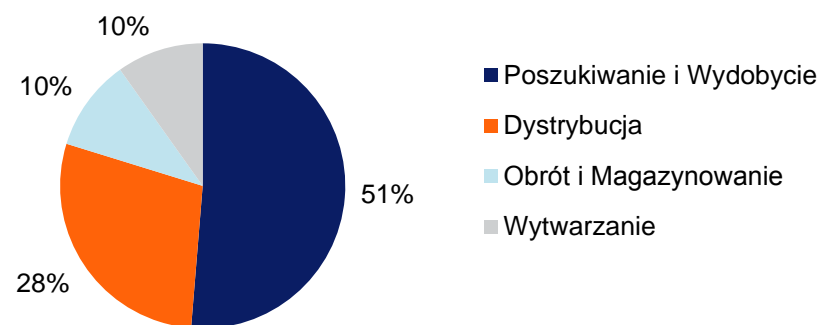
(m PLN)	1Q2013	1Q2014	Δ%	Udział w wyniku Grupy
Poszukiwanie i Wydobywanie	912	1 126	23%	51%
Obrót i Magazynowanie	1	228	x228	10%
Dystrybucja	815	625	-23%	28%
Wytwarzanie	257	216	-16%	10%
Pozostałe, eliminacje	(9)	(14)	56%	-
Razem	1 976	2 181	10%	100%

- Wzrost produkcji ropy i gazu ze złóż w Norwegii
- Wzrost amortyzacji o ponad 90m PLN
- Kwartalna marża na sprzedaży gazu E +3% w 1Q14 vs -3% w 1Q13
- Spadek wolumenu dystrybucji gazu o 17% i przychodu z tej działalności o 12%
- Wpływ temperatury na wolumeny sprzedaży ciepła i energii elektrycznej (zmniejszenie odpowiednio o 17% i 9%)

EBITDA segmentów GK PGNiG 1Q2013 vs 1Q2014



Udział segmentów w wyniku EBITDA GK PGNiG



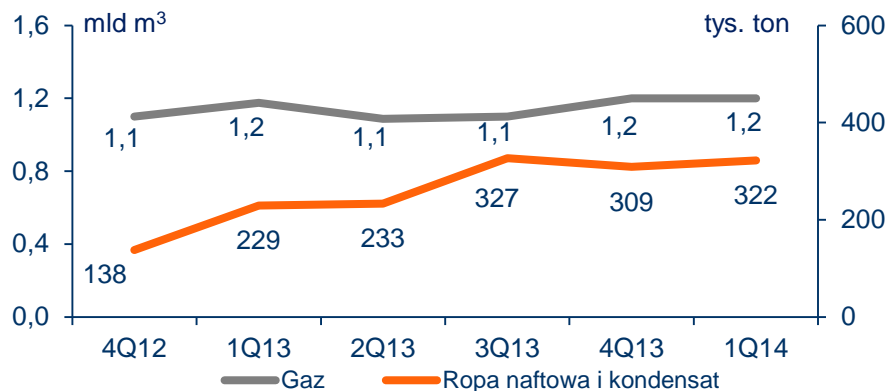
Potwierdzenie trafnych inwestycji w upstream

Segment – Poszukiwanie i Wydobywanie

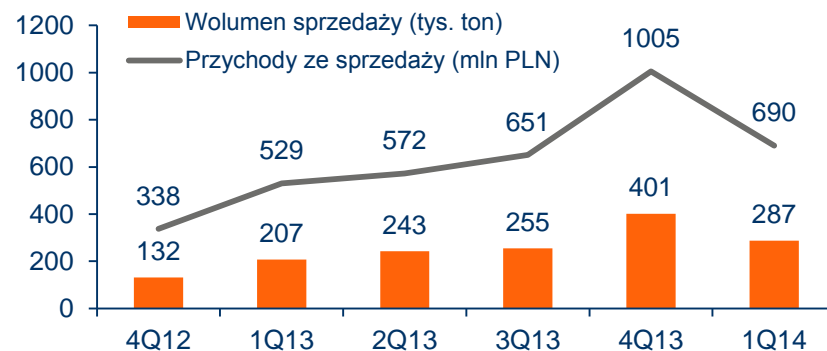
(m PLN)	1Q2013	1Q2014	Δ%
Przychody	1 384	1 617	17%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(473)	(491)	4%
EBITDA	912	1 126	24%
Amortyzacja	(189)	(281)	49%
EBIT	723	845	17%

- +161m PLN (+30%) przychodów ze sprzedaży ropy i kondensatu R/R przy wzroście wolumenu sprzedaży z 207 do 287 tys. ton
- Zwiększona międzysegmentowa sprzedaż gazu z Norwegii do PST: 110m m³ vs 50m m³
- Utrzymanie pod kontrolą kosztów operacyjnych i wykorzystanie dźwigni operacyjnej
- Zwiększenie amortyzacji projektu LMG o 27m PLN oraz aktywów norweskich o 67m PLN (aktywa norweskie umarżane metodą naturalną)

Rosnący wolumen wydobycia ropy Grupy PGNiG



Ropa: przychody w kwartale zależne od daty sprzedaży



**Wysoki wynik rezultatem
rosnącego wydobycia ropy**

Segment – Obrót i Magazynowanie (1)

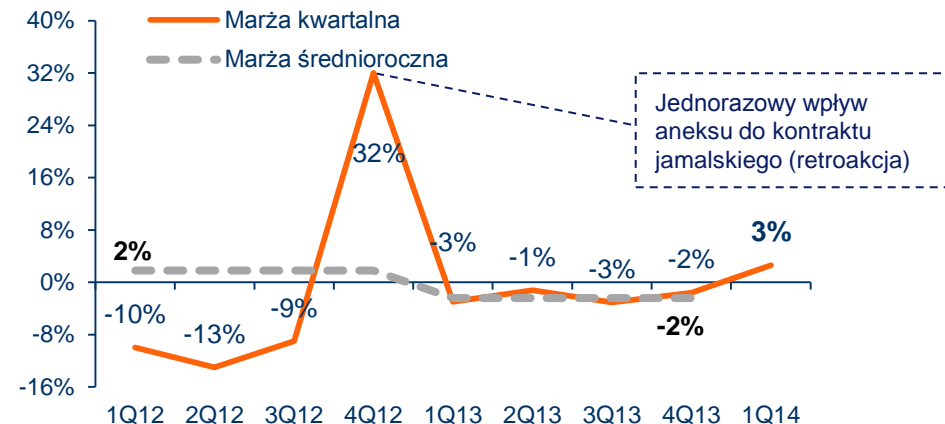
(m PLN)	1Q2013	1Q2014	Δ%
Przychody	8 579	7 949	-7%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(8 578)	(7 721)	-10%
EBITDA	1	228	x228
Amortyzacja	(44)	(39)	-12%
EBIT	(43)	189	-

- Niskie ceny gazu na giełdach europejskich spowodowały spadek kosztu na wolumenie zależnym od tych rynków. Pozwoliło to na osiągnięcie marży na sprzedaży gazu E na poziomie +3%.
- Stabilny R/R udział spółki PST w przychodach ze sprzedaży gazu: 0,6 mld PLN
- 0,47 mld PLN sprzedaży energii elektrycznej w 1Q14 vs 0,16 mld w 1Q13 (w segmencie OiM)
- Wpływ różnic kursowych i wyniku na instrumentach pochodnych w segmencie OiM (w pozostałych kosztach operacyjnych i koszcie gazu): -143m PLN w 1Q14 vs -81m w 1Q13

Niższa R/R sprzedaż gazu Grupy PGNiG w 1Q2014: 4,9 wobec 5,6 mld m³ (-12%)



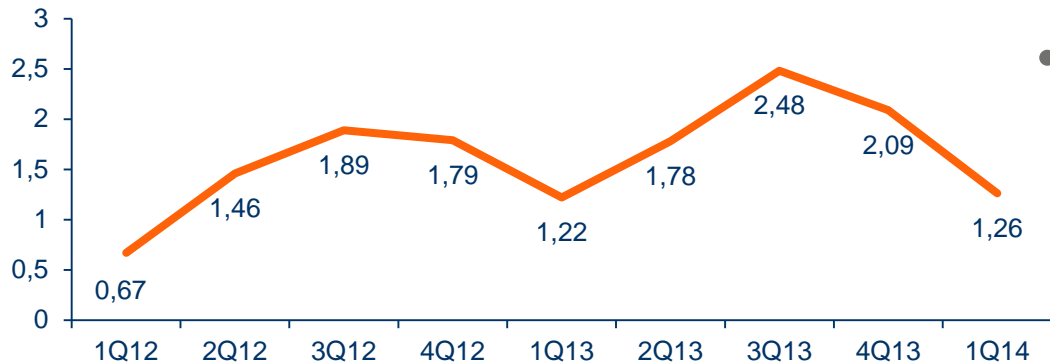
Dodatnia marża na sprzedaży gazu E w PGNiG SA w 1Q2014



Struktura pozyskania gazu i jego niskie ceny na giełdach europejskich poprawiły wynik EBITDA segmentu

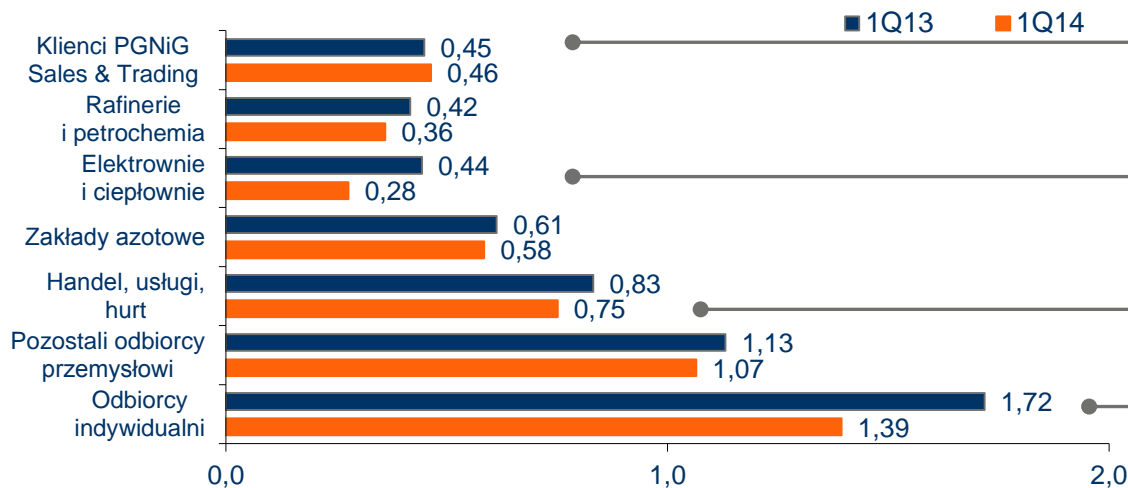
Segment – Obrót i Magazynowanie (2)

Stan magazynów gazu (mld m³)



- Stan magazynów gazu na koniec marca 2014: 1,26 mld m³
- Import gazu niższy R/R o ponad 0,9 mld m³ (2,54 vs 3,46 mld m³) z czego 0,76 mld m³ mniej z kierunku wschodniego
- Import z kierunku wschodniego na poziomie 2 mld m³, a z zachodniego i południowego 0,5 mld m³ (odpowiednio 2,8 oraz 0,7 mld m³ w 1Q13)

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



- 0,46 mld m³ gazu sprzedaży PST (głównie w Niemczech) w 1Q14 vs 0,45 mld m³ w 1Q13
- Elektrociepłownie ograniczały zużycie gazu przy braku wsparcia dla kogeneracji
- 94m m³ sprzedane i dostarczone poprzez Towarową Giełdę Energii w 1Q14 (6m m³ w 1Q13)
- Istotny wpływ cieplejszej zimy na odbiorców indywidualnych i w mniejszym stopniu na pozostałych odbiorców przemysłowych oraz grupę handel i usługi

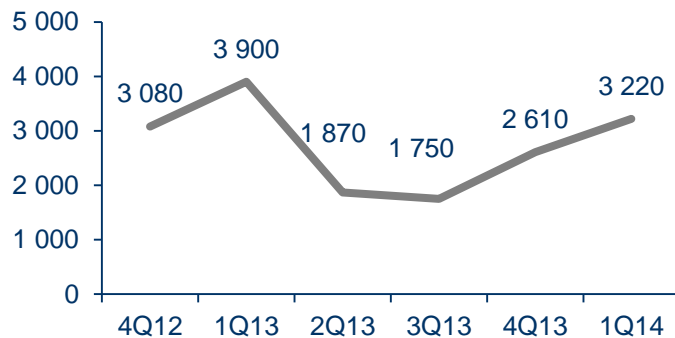
Wysokie stany magazynowe i wpływ temperatury na wolumen sprzedaży

Segment – Dystrybucja

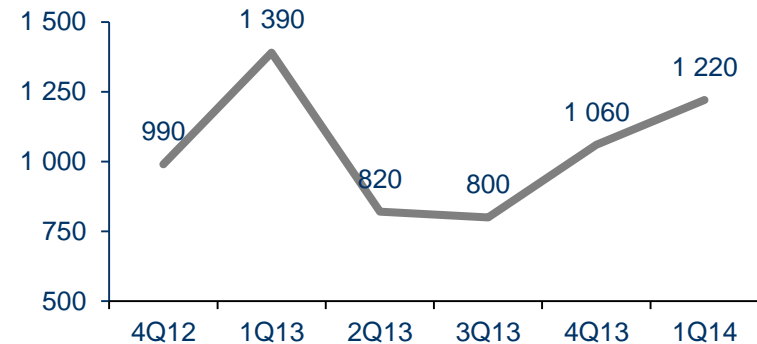
(m PLN)	1Q2013	1Q2014	Δ%
Przychody	1 420	1 264	-11%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(605)	(639)	6%
EBITDA	815	625	-23%
Amortyzacja	(211)	(216)	3%
EBIT	604	409	-32%

- Spadek wolumenu dystrybucji gazu o -17% i przychodu z tej działalności o -12% R/R, czyli o ponad 170 mln PLN, spowodowane ciepłym 1Q14 (śr. temperatura kwartału o 4°C wyższa)
- Negatywny wpływ szacunków różnicy bilansowej uwzględniającej zmiany z tytułu bilansowania handlowego: jej wolumen i koszt o ponad 90% wyższy niż w 1Q13. Wpływ różnicy bilansowej na koszty operacyjne w 1Q14 to 104m vs 54m PLN w 1Q13.

Wolumen dystrybuowanych gazów (m m³)



Przychód z usług dystrybucyjnych (m PLN)



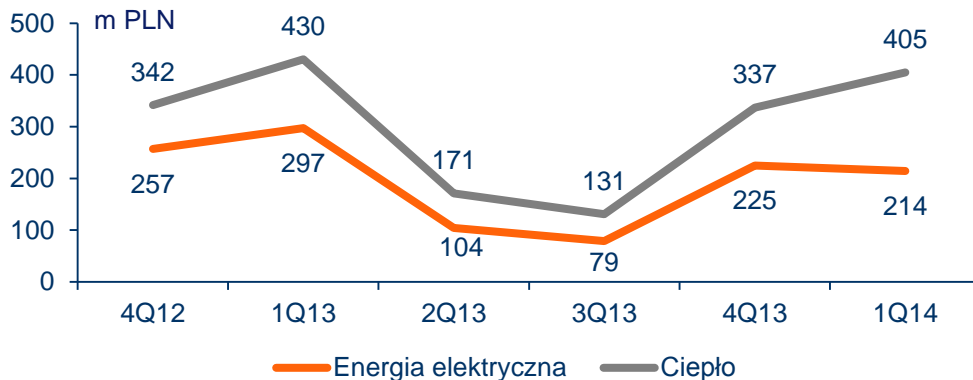
Wynik EBITDA pod wpływem czynników pogodowych

Segment – Wytwarzanie

(m PLN)	1Q2013	1Q2014	Δ%
Przychody	758	650	-14%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(501)	(434)	-13%
EBITDA	257	216	-16%
Amortyzacja	(100)	(82)	-18%
EBIT	157	134	-15%

- Spadek przychodów ze sprzedaży ciepła o 25m PLN mimo 9-proc. wzrost taryf ciepła od lipca 2013
- Spadek przychodów ze sprzedaży Ee o 67m PLN do 230m (z czego 214m z produkcji)
- Spadek przychodów ze świadectw pochodzenia energii (10,5m PLN w 1Q14 vs 26m rok wcześniej), w tym brak przychodów z czerwonych certyfikatów (kogeneracja)
- Spadek kosztów paliw do produkcji ciepła i energii o -77m PLN, do 320m PLN
- Amortyzacja aktywów niematerialnych, w tym praw do emisji CO2 na poziomie -17m PLN vs -32m w 1Q13

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



Kwartalne wolumeny sprzedaży PGNiG Termika (z produkcji):

- Sprzedaż ciepła na poziomie 15,4 PJ, czyli o -17% mniej R/R
- Energia elektryczna: -9%, do poziomu 1,39 TWh

**Niższe wolumeny ciepła i energii
wskutek wyższych temperatur**

Koszty operacyjne

(m PLN)	1Q2013*	1Q2014	Δ%
Koszt sprzedanego gazu	(6 389)	(5 253)	-18%
Energia na cele handlowe	(52)	(230)	x4
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(151)	(136)	-10%
Paliwa do produkcji ciepła i energii	(397)	(320)	-19%
Świadczenia pracownicze	(671)	(686)	2%
Usługa przesyłowa	(291)	(246)	-16%
Koszt odwiertów negatywnych	(23)	(37)	64%
Pozostałe usługi obce	(332)	(301)	-9%
Pozostałe przychody i koszty operacyjne netto	(170)	(335)	97%
▪ różnice kursowe i instrumenty pochodne	(8)	(151)	x19
▪ zmiana stanu odpisów i rezerw	(26)	(51)	98%
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	197	190	-3%
Koszty operacyjne bez amortyzacji	(8 279)	(7 355)	-11%
Amortyzacja	(549)	(623)	14%
Koszty operacyjne ogółem	(8 827)	(7 978)	-10%

*przekształcone

- -12% wolumen sprzedanego gazu R/R
- Efekt częściowego powiązania kosztów gazu z cenami giełdowymi, które uległy zmniejszeniu o ok. -6% R/R

- Wzrost obrotu energią elektryczną w PGNiG SA i PGNiG Sales & Trading (koszt w PST o 169m większy R/R)

- Niższe zużycie i cena jednostkowa węgla z transportem

- Usługa przesyłowa: spadek taryfy OGP Gaz-System o -5% R/R, niższy wolumen przesyłanego gazu oraz przesunięcie części kosztów przesyłu dot. punktów wejścia do systemu do kosztu gazu, zgodnie z rozporządzeniem taryfowym

- W 1Q13 rozwiązanie odpisu na należności Gazotech na 60m PLN

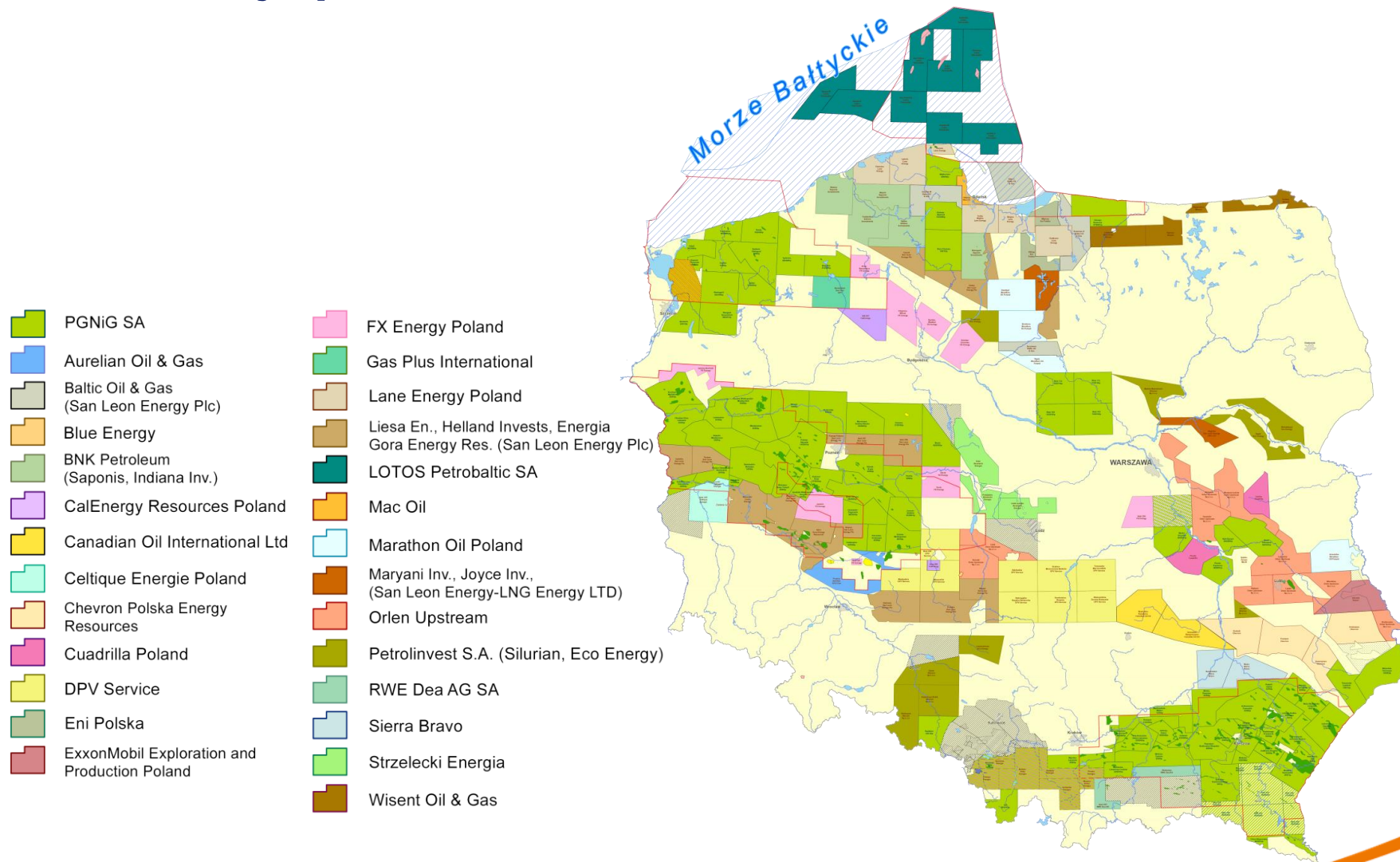
- Zawiązanie rezerwy na białe certyfikaty: 60m w 1Q14 vs 45m PLN w 1Q13 (segment OiM)

- +94m PLN R/R amortyzacji aktywów wydobywczych LMG i Skarv

**Elastyczniejszy portfel gazu i
dyscyplina kosztowa**

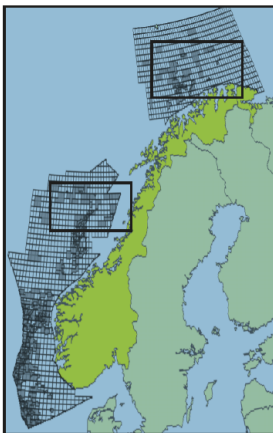


Koncesje poszukiwawcze w Polsce



Licencje norweskie

PGNiG Upstream International AS Licence Portfolio, February 2014



PL711 (712/4,5,6 and 7)
License granted 22nd Round
Repsol Exploration Norge 40 %
Idemitsu Petroleum Norge 20 %
OMV Norge 20 %
PGNiG UI 20 %

PL707 (712/5 and 6, 712/4)
License granted 22nd Round
Edison International 50 %
PGNiG UI 30 %
North Energy 20 %

PL600 (6607/1 and 2)
License granted 21st Round
Dana Petroleum Norway 70 %
PGNiG UI 30 %

PL599 (6605/2,3 and 6, 6606/1, 6706/10)
License granted 21st Round
BG Norge 40 %
Idemitsu Petroleum Norge 20 %
Noreco Norway 20 %
PGNiG UI 20 %

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

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

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

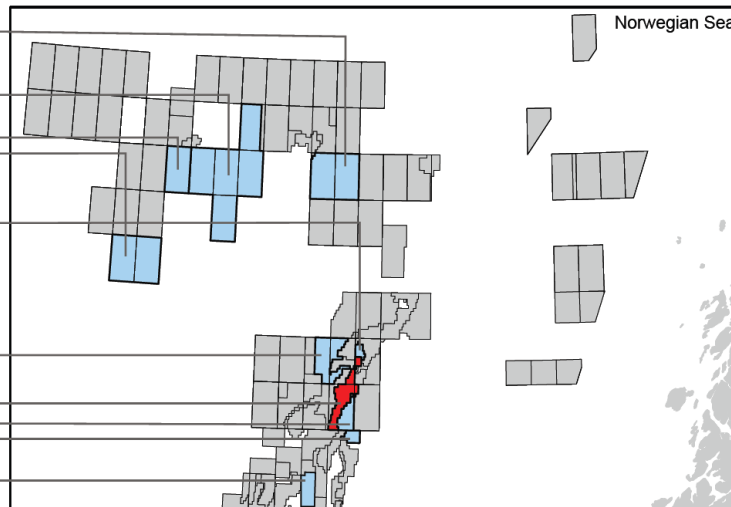
PL212 E (6507/3)
License granted 15th Round
Statoil Petroleum 30 %
E.ON E&P Norge 30 %
BP Norge 25 %
PGNiG UI 15 %

BA SKARV
(PL202, PL212, PL212B)
Statoil Petroleum 36.18500 %
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 m3)															
	Q1 2014	FY 2013	Q4 2013	Q3 2013	Q2 2013	Q1 2013	FY 2012	Q4 2012	Q3 2012	Q2 2012	Q1 2012	FY 2011	Q4 2011	Q3 2011	Q2 2011	Q1 2011
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	479	1 890	483	481	484	443	1 608	403	397	401	407	1 616	409	400	401	406
w tym w Polsce	367	1 550	384	387	387	393	1 608	403	397	401	407	1 616	409	400	401	406
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	704	2 692	737	619	604	733	2 710	706	648	625	731	2 713	725	669	595	724
RAZEM (przeliczony na E)	1 182	4 582	1 220	1 100	1 087	1 175	4 317	1 109	1 044	1 026	1 138	4 330	1 135	1 069	996	1 131

SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO w GK PGNiG

	(mln m3)															
	Q1 2014	FY 2013	Q4 2013	Q3 2013	Q2 2013	Q1 2013	FY 2012	Q4 2012	Q3 2012	Q2 2012	Q1 2012	FY 2011	Q4 2011	Q3 2011	Q2 2011	Q1 2011
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	4 521	15 006	4 132	2 731	2 965	5 178	13 756	4 070	2 315	2 698	4 673	13 167	3 871	2 321	2 589	4 386
w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG	465	1 383	356	306	271	449	324	211	40	24	49	0	0	0	0	0
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	361	1 202	351	220	245	387	1 156	336	216	233	372	1 111	326	211	207	367
RAZEM (przeliczony na E)	4 882	16 208	4 483	2 951	3 210	5 564	14 913	4 406	2 531	2 931	5 045	14 277	4 198	2 531	2 795	4 753

IMPORT GAZU ZIEMNEGO przez PGNiG SA

	(mln m3)															
	Q1 2014	FY 2013	Q4 2013	Q3 2013	Q2 2013	Q1 2013	FY 2012	Q4 2012	Q3 2012	Q2 2012	Q1 2012	FY 2011	Q4 2011	Q3 2011	Q2 2011	Q1 2011
Razem	2 541	10 850	2 664	2 245	2 481	3 460	11 000	3 105	2 133	2 763	2 999	10 915	2 862	2 177	2 743	3 133
w tym: kierunek wschodni	2 026	8 734	1 793	1 885	2 272	2 784	9 018	2 589	1 858	2 432	2 139	9 335	2 032	1 947	2 498	2 858

ROPA NAFTOWA w GK PGNiG

	(tys. ton)															
	Q1 2014	FY 2013	Q4 2013	Q3 2013	Q2 2013	Q1 2013	FY 2012	Q4 2012	Q3 2012	Q2 2012	Q1 2012	FY 2011	Q4 2011	Q3 2011	Q2 2011	Q1 2011
Wydobycie ropy naftowej i kondensatu	322	1 099	309	327	233	229	492	139	130	96	128	468	124	127	84	133
w tym w Polsce	203	815	215	218	178	204	492	139	130	96	128	468	124	127	84	133
Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu	287	1 106	401	255	243	207	485	132	129	96	127	467	124	124	90	129
w tym w Polsce	201	809	222	213	180	194	485	132	129	96	127	467	124	124	90	129

PGNiG TERMIKA

	Q1 2014	FY 2013	Q4 2013	Q3 2013	Q2 2013	Q1 2013	FY 2012	Q4 2012	Q3 2012	Q2 2012	Q1 2012	FY 2011	Q4 2011	Q3 2011	Q2 2011	Q1 2011
Produkcja E.c. netto (sprzedaż) (TJ)	15 434	40 175	12 530	3 367	5 766	18 511	40 214	14 242	2 748	5 503	17 721	38 660	13 317	2 789	5 200	17 354
Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) (GWh)	1 390	3 772	1 189	445	613	1 526	3 719	1 288	396	633	1 403	3 685	1 280	433	572	1 400