



Prezentacja Spółki

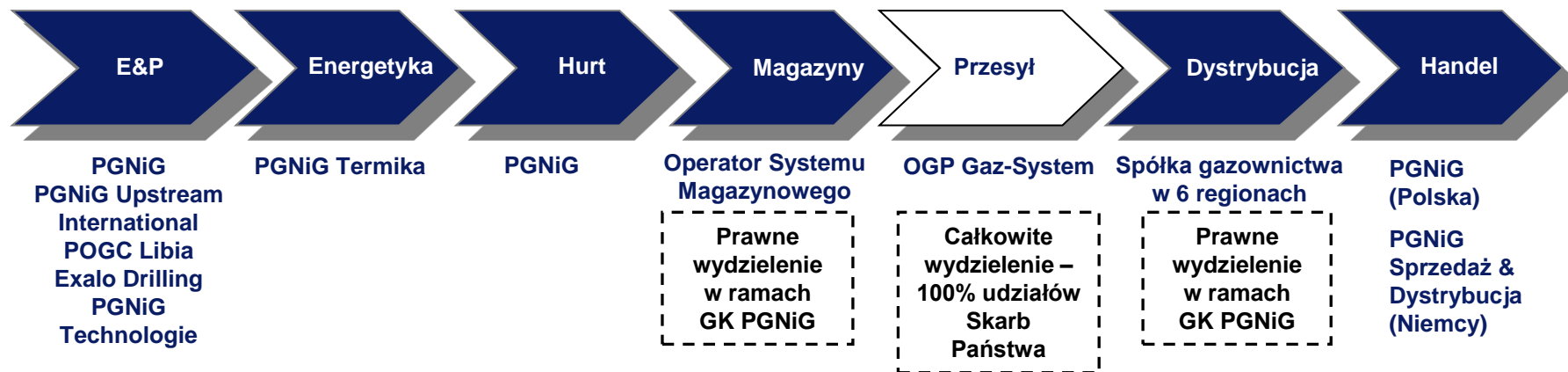
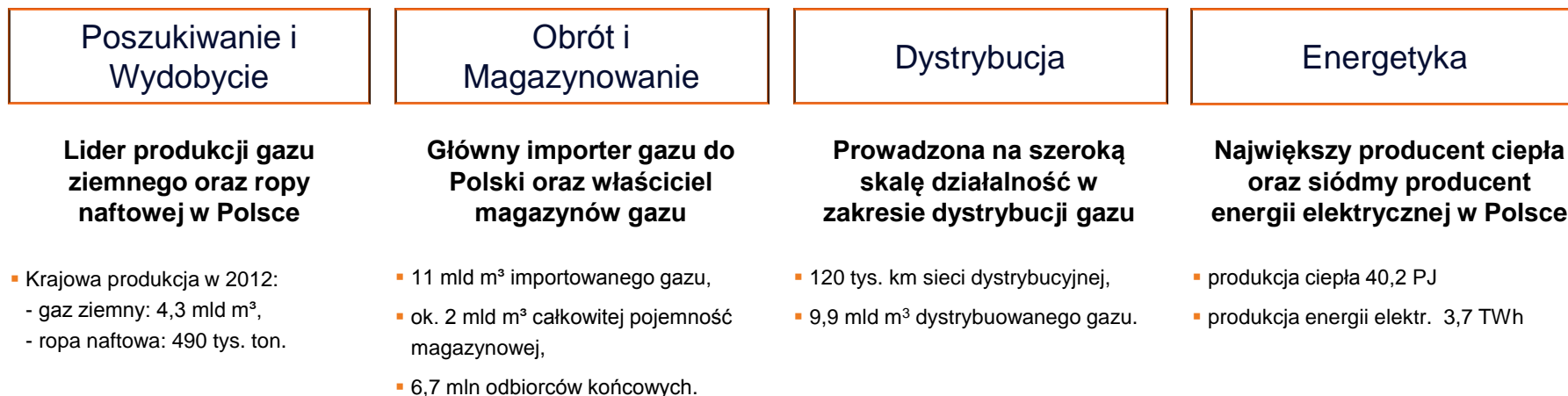
Sierpień 2013

Agenda

1. Grupa Kapitałowa PGNiG i rynek gazu w Polsce
2. Segmenty PGNiG
 - 2.1. Poszukiwanie i Wydobywanie
 - 2.2. Obrót i Magazynowanie
 - 2.3. Dystrybucja
 - 2.4. Energetyka
3. Strategia, nakłady, finansowanie
4. Załącznik – Dane finansowe za 1H2013 roku

Grupa Kapitałowa PGNiG & rynek gazu w Polsce

Grupa Kapitałowa PGNiG



Wiodąca zintegrowana spółka w polskim sektorze gazowo-naftowym

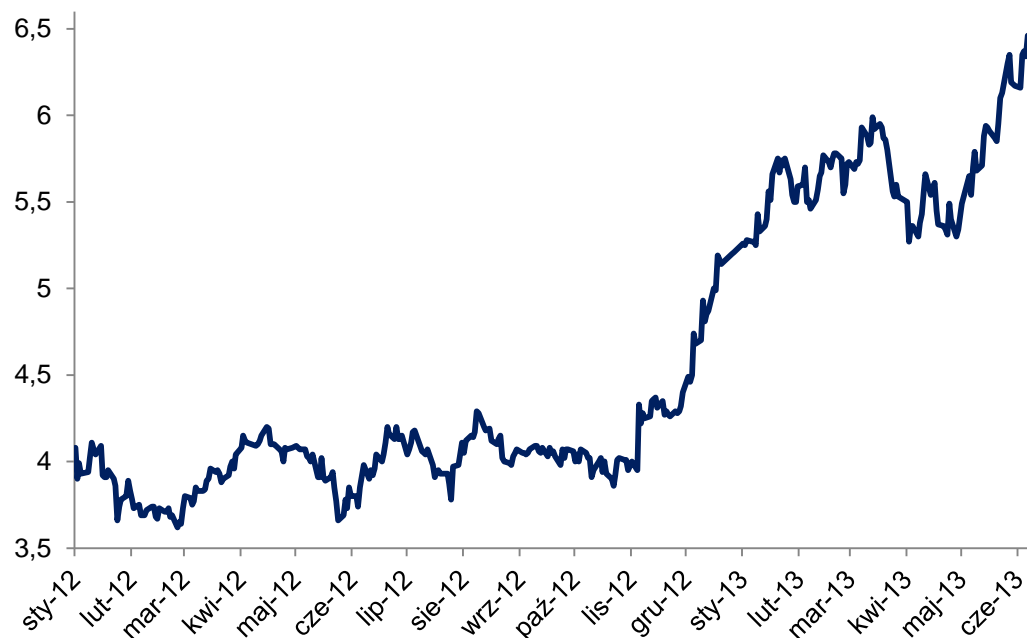
Akcjonariat PGNiG

Notowana od września 2005

Kapitalizacja rynkowa
36 mld PLN**

Znaczący udział
w indeksie WIG20 ~5%

Notowania akcji 2012 – 2013



Struktura akcjonariatu

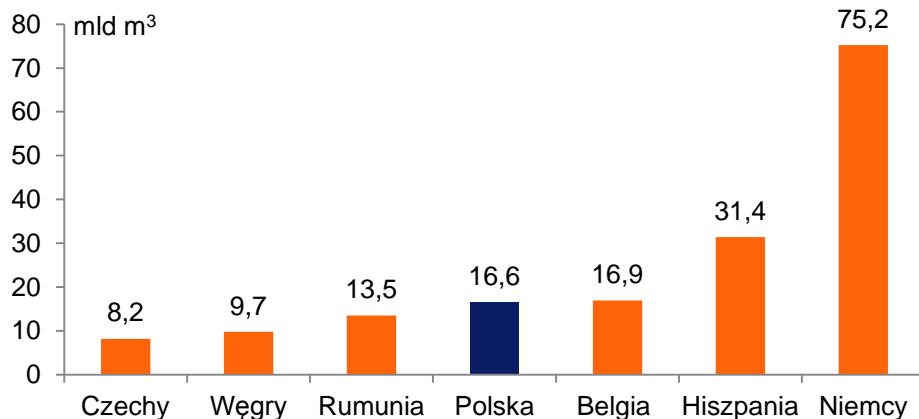
- 72,4% – Skarb Państwa
- 27,6% – Wolny obrót
- Średnia dzienna wartość obrotu: 26 mln PLN

Trzecia największa polska Spółka notowana na GPW*

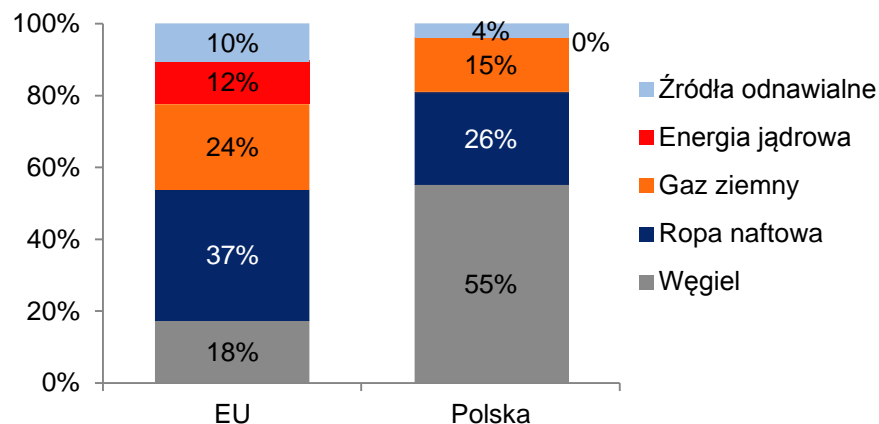
* Pod względem kapitalizacji
** PGNiG = 6,09 PLN (17.06.2013)

Rynek gazu w Polsce

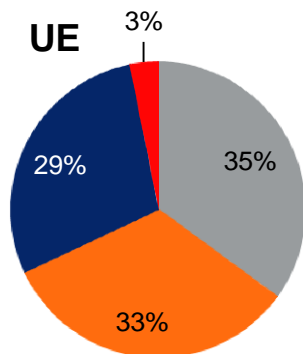
Zużycie gazu ziemnego wg krajów w 2012



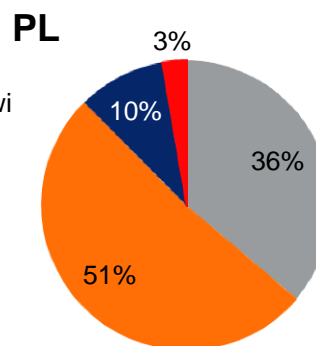
Zużycie energii pierwotnej w 2012 roku*



Sprzedż gazu według sektorów



- Odbiorcy indywidualni oraz handlowi
- Przemysł
- Producenci energii
- Pozostali odbiorcy

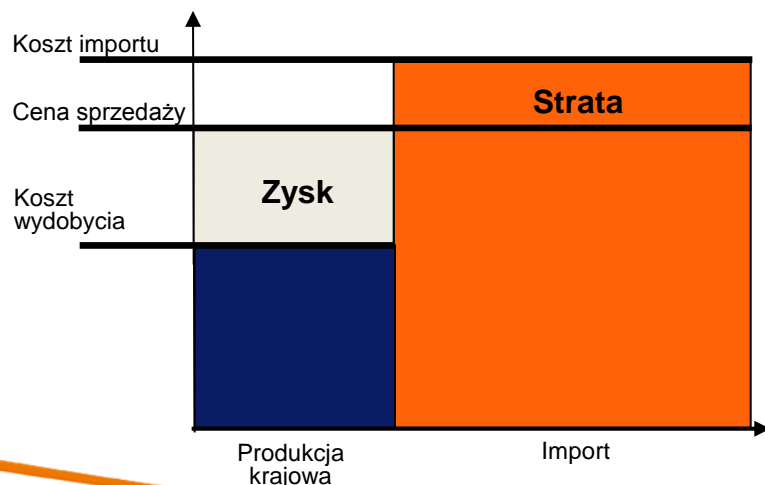


Niska konsumpcja gazu z potencjałem wzrostowym

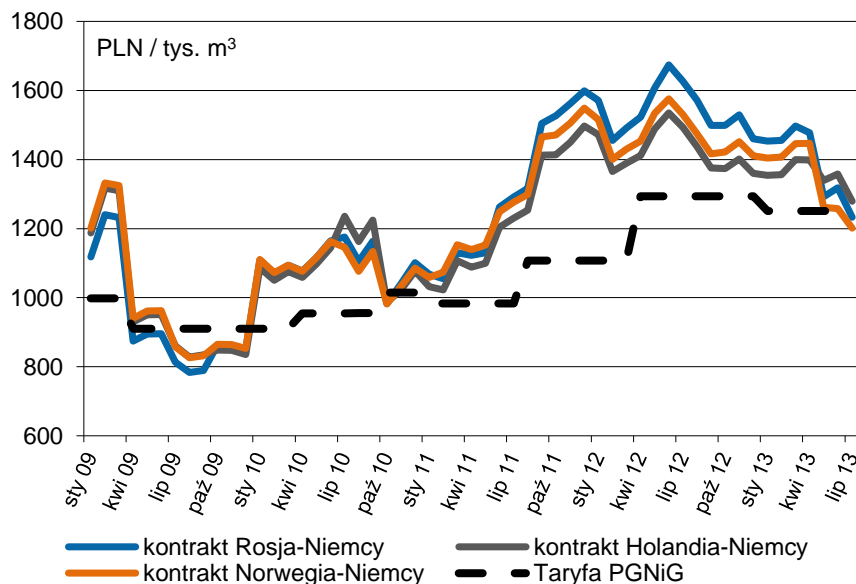
Model taryfowy w Polsce

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 (11% WACC × 2,7 mld zł wartości regulowanej aktywów WRA)
Dystrybucja	Koszt + zwrot z kapitału (9,6% WACC × 11 mld zł WRA – luka kosztowa)

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



Średnie ceny gazu w europejskich kontraktach importowych oraz taryfa PGNiG w okresie sty 2009 – lip 2013*



- Taryfa w obrocie hurtowym PGNiG jest regulowana.
- Regulowana cena hurtowa ustalana jest jako średnia ważona kosztu gazu importowanego oraz kosztu produkcji krajowej.
- Prawo polskie pozwala wystąpić o korektę stawek taryfowych w przypadku, gdy cena zakupu paliwa gazowego zmieni się o 5% w stosunku do ceny przyjętej do kalkulacji w taryfie.

Segmenty PGNiG

Zakres działań poszukiwawczych i wydobywczych

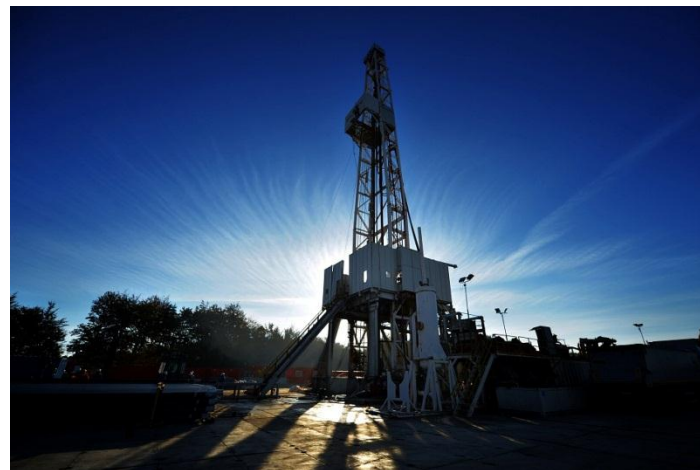
- PGNiG to lider działalności E&P w Polsce
 - Złoża PGNiG w Polsce
 - udokumentowane złoża gazu 563 mln boe (89,4 mld m³)
 - udokumentowane złoża ropy 154 mln boe (21 mln ton)
 - Poziom wskaźników (średnia za lata 2008-2012):
 - RRR = 0,6
 - R/P = 25,3
 - Koncesje na ropę i gaz: 86 na poszukiwanie i rozpoznawanie oraz 225 na wydobywanie
- Wstępne opracowania szacują polskie zasoby gazu łupkowego na min. 1,5–5 bln m³. Państwowy Instytut Geologiczny szacuje je na max. 1,9 bln m³.
 - PGNiG posiada 15 koncesji poszukiwawczych za gazem z łupków z ponad 100 przyznanych w Polsce.
 - Powierzchnia koncesji łupkowych PGNiG to 12 tys. km²
 - 13 odwiertów za gazem łupkowym rozpocznie się w 2013
 - Kolejne 6 koncesji z potencjałem na „tight gas”

Produkcja gazu (mld m³)

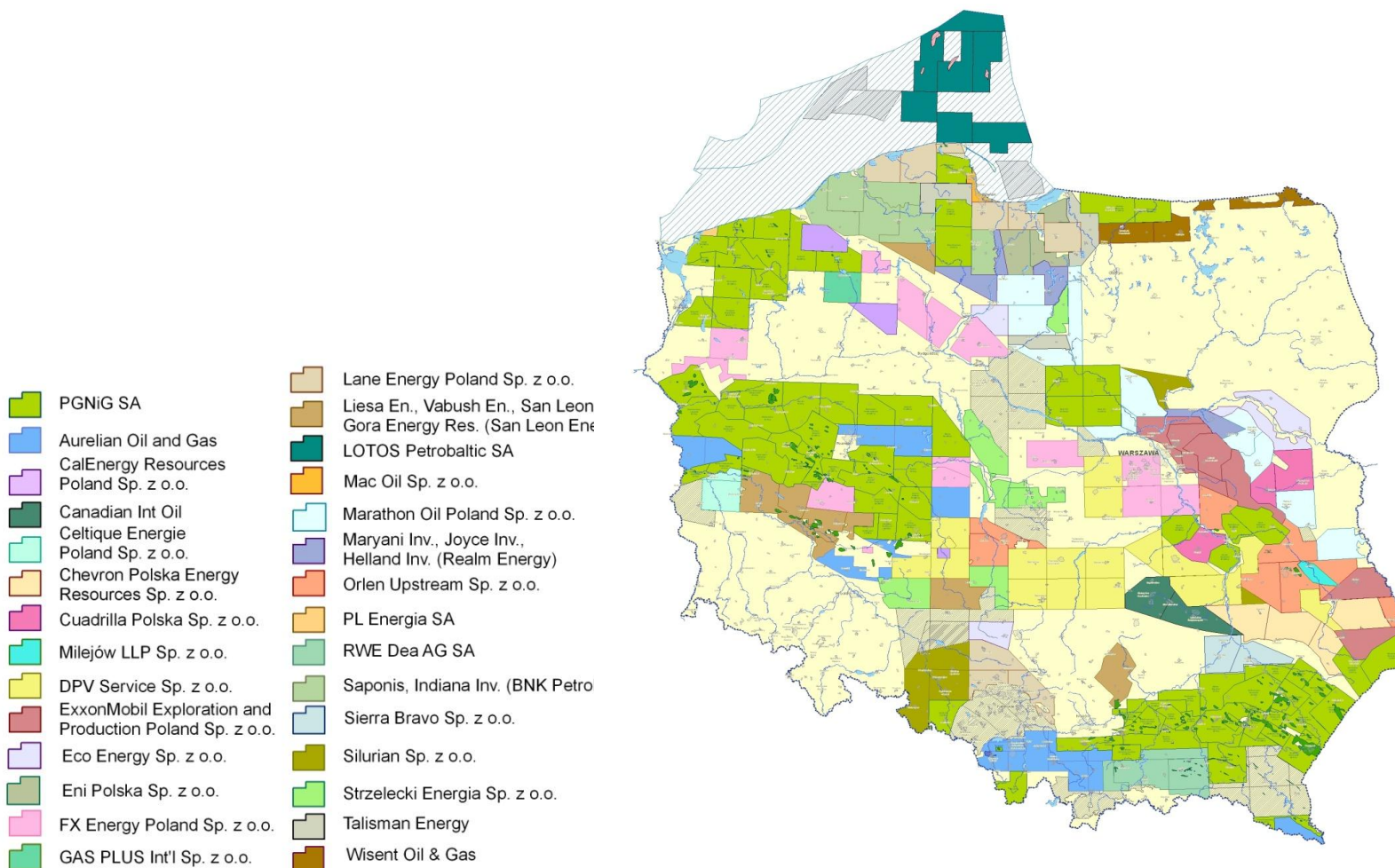
4,3	4,3	4,8
2011	2012	2013

Produkcja ropy naftowej (mln ton)

0,5	0,5	1,1
2011	2012	2013



Koncesje poszukiwawcze w Polsce



Gaz niekonwencjonalny w Polsce

Status

- 7 odwiertów (6 pionowych, 1 poziomy)
- Plan na 2013: rozpoczęcie 13 odwiertów (2 już zakończone)

Projekt podatku węglowodorowego

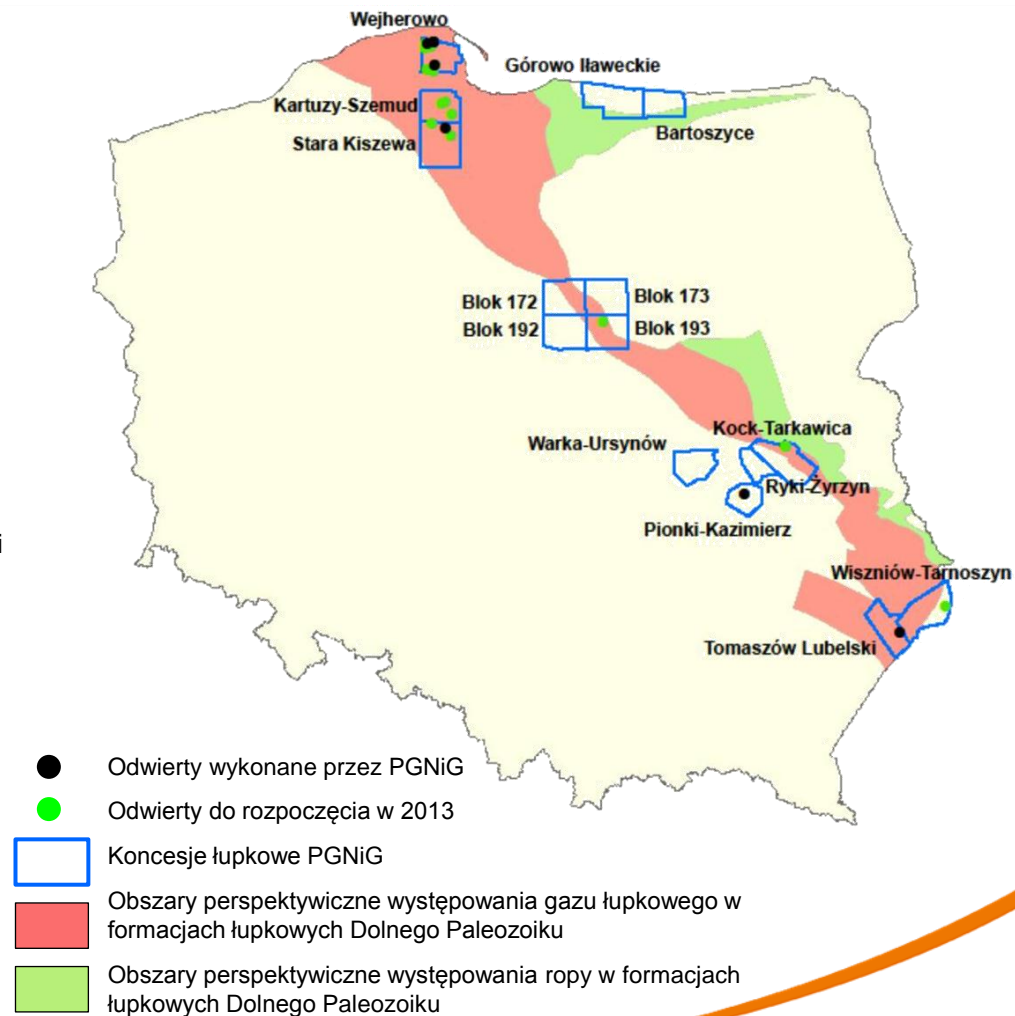
- Efektywna stopa podatku („government take”) ~40% wg Ministerstwa Finansów; płacony od 2020 roku
- System podatkowy oparty o kilka elementów: opłata eksploatacyjna, podatek od wydobywania niektórych kopalin, specjalny podatek węglowodorowy, podatek CIT i podatek od nieruchomości.

Szanse

- Odkrycie potencjalnie ogromnych zasobów gazu ziemnego.
- Możliwość uniezależnienia w dużym stopniu od konieczności pozyskiwania gazu ze źródeł zewnętrznych.
- Rozwój całej Grupy Kapitałowej, w tym spółek wiertniczych.

Zagrożenia

- Nierozpoznane warunki geologiczne, różniące się od amerykańskich (głębokość, ciśnienie).
- Nierozpoznana budowa geologiczna.
- Zurbanizowanie terenu.
- Restrykcyjne przepisy z zakresu ochrony środowiska, duża ilość obszarów i obiektów objętych ochroną.



Istotne projekty wydobywcze: Skarv i LMG

Projekt Skarv (Morze Norweskie)

- Koszt zakupionych licencji 360 mln USD
- CAPEX (wyłącznie PGNiG) ok. 800 mln USD
- Wydobywalne zasoby licencji (2P) 69 mboe
- Głębokość morza 350-450 m
- Rozpoczęcie produkcji Grudzień 2012
- Plan produkcji do 2029

Prognoza produkcji

- Roczny poziom produkcji dla PGNiG ze złoża Skarv w 2013 wyniesie:
 - 2,1 mboe (0,3 mld m³) gazu ziemnego,
 - 2,5 mboe (0,4 mln ton) ropy naftowej oraz NGL.

Udział PGNiG w złożu Skarv: 11,92%

Partnerzy:

- BP Norge AS (operator) 23,84%
- E.ON Ruhrgas Norge AS 28,08%
- Statoil Petroleum AS 36,17%

LMG (Zachodnia Polska):

- Planowany CAPEX PLN 2 mld
- Zasoby koncesji 52 mboe (7,3 mln ton) ropy naftowej
46 mboe (7,3 mld m³) gazu ziemnego
- Rozpoczęcie produkcji Marzec 2013
- Plan produkcji do 2040

Prognoza produkcji

- W pierwszych 3-4 latach, rocznie:
 - 2,1 mboe (0,3 mln ton) ropy naftowej
 - 0,6 mboe (0,1 mld m³) gazu ziemnego

Pozostałe informacje

- 100% dla PGNiG
- 14 odwiertów produkcyjnych, w tym 10 ropnych

Licencje poszukiwawcze na świecie

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, 8 odwiertów
szacowane zasoby	22 mln ton ropy naftowej

Dwa odwierty w I poł. 2013 – trwają analizy

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

Pierwszy odwiert w toku

Pakistan



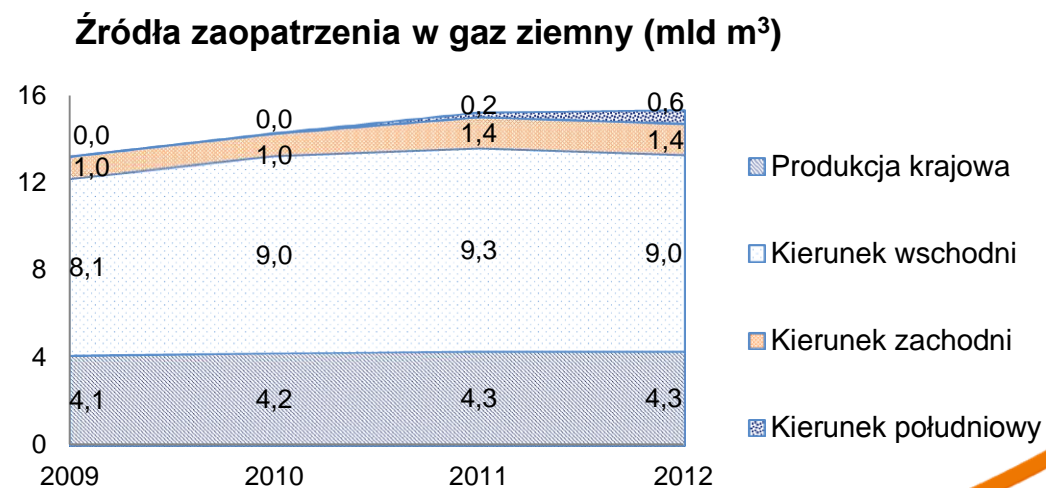
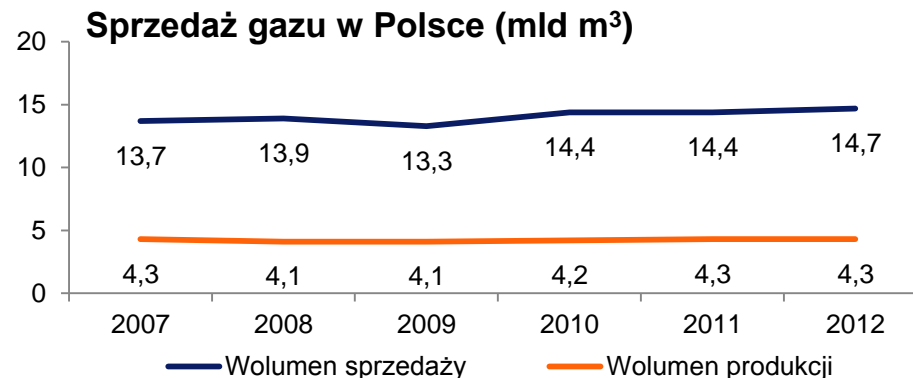
data umowy	18 maja 2005
udziały	PGNiG 70% Pakistan Petroleum 30%
obszar	956 km ²
położenie	provincia Sindh, blok Kirthar
zobowiązania	1 odwiert, 100 km sejsmiki 2D (wypełnione)
szacowane zasoby	ok. 11,6 mld m ³ gazu

Próbna eksploatacja uruchomiona w czerwcu 2013

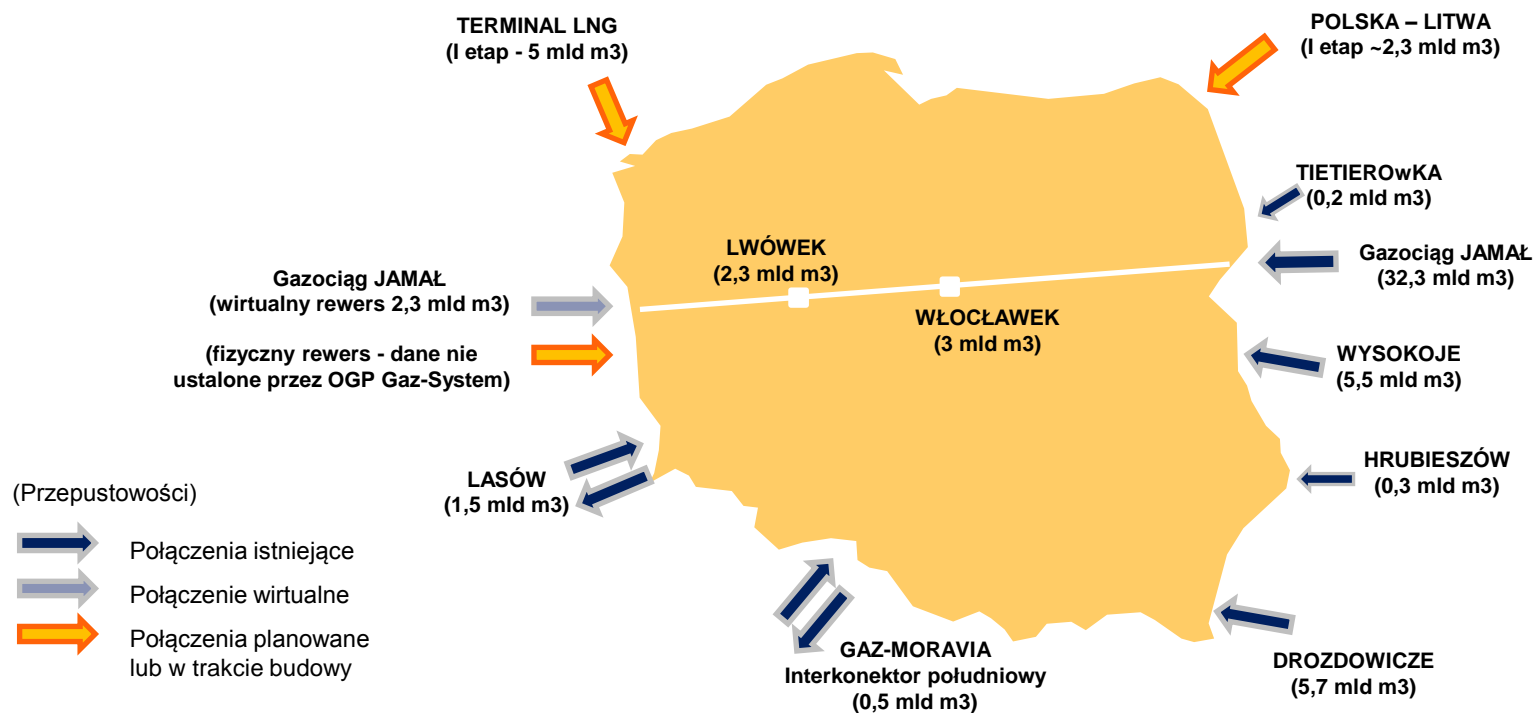
W 2013 przegląd aktywów pod kątem ryzyka geopolitycznego

Obrót i Magazynowanie

- W ramach tego segmentu PGNiG prowadzi:
 - sprzedaż gazu ziemnego, importowanego i wydobytego ze złóż krajowych;
 - magazynowanie gazu.
- Rosnący rynek: CAGR +4% 2007-2012
- Około 30% popytu krajowego zaspakajane jest przez produkcję krajową PGNiG – pozostałe zapotrzebowanie pokrywa import
- Kontrakt Jamalski z firmą Gazprom na dostawy gazu:
 - Do 2022 roku
 - 10 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
- Wraz z uruchomieniem terminalu LNG w 2H2014 PGNiG zapewniło sobie dostawy 1,3 mld m³ gazu z Qatargas do 2034 roku
- Dodatkowe 300 mln m³ gazu zostało w 2012 roku sprzedanych przez spółkę PGNiG Sales & Trading do odbiorców poza Polską



Kierunki dostaw gazu



Założenia dywersyfikacji dostaw:

- Zwiększenie poziomu bezpieczeństwa dostaw;
- Uniknięcie przerw w dostawach gazu;
- Zmniejszenie zależności od jednego kierunku dostaw (obecny poziom zależności - 59% 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

2011-2012

- Rozbudowa PMG Strachocina (z 150 do 330 mln m³).



2013-2014

- Zakończenie I etapu rozbudowy PMG Wierzchowice (z 0,58 do 1,2 mld m³).
- 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)

2020

- II etap rozbudowy PMG Wierzchowice (z 1,2 do 2 mld m³);
- III etap rozbudowy KPMG Kosakowo (z 100 do 250 mln m³) (planowane zakończenie inwestycji: 2021);
- II etap rozbudowy KPMG Mogilno (z 535 do 800 mln m³) (planowane zakończenie inwestycji: 2023);
- Rozbudowa PMG Brzeźnica (z 65 do 100 mln m³).

Strategiczne rezerwy

- Od 1 października 2010 roku do 30 września 2012 roku: **20 dni** średniego dziennego wolumenu importu;
- Od 1 października 2012 roku i dalej: **30 dni** średniego dziennego wolumenu importu.

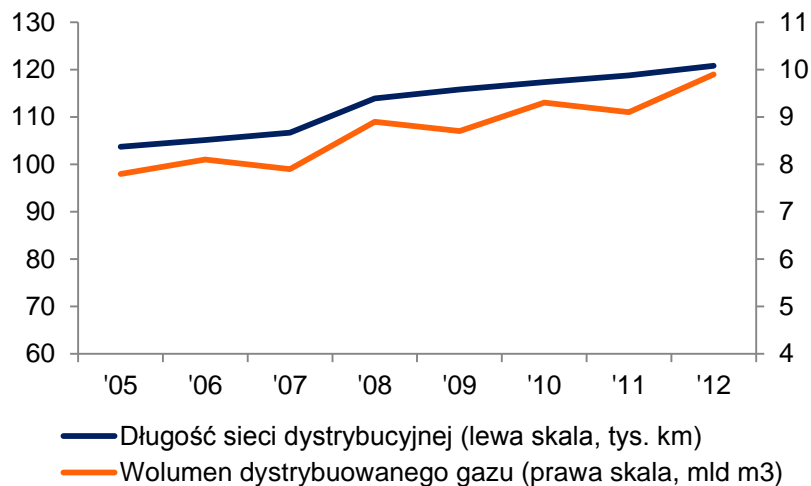
Najważniejsze dane

- Liczba magazynów w 2015 9
- Obecna pojemność czynna ok. 2,0 mld m³
- Planowana pojemność w 2015 ok. 3,0 mld m³
- Obecna pojemność magazynowa zaspokaja popyt krajowy przez* 50 dni

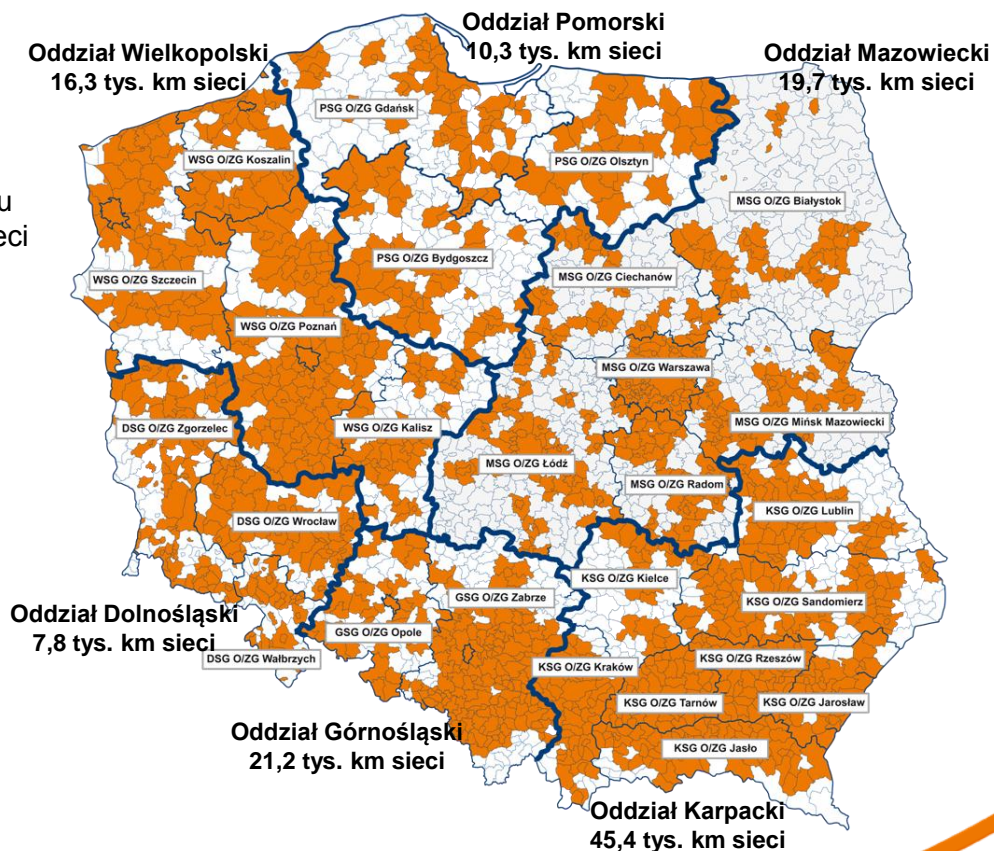
Dystrybucja

- W połowie 2013 nastąpiła konsolidacja sześciu spółek gazownictwa w jeden podmiot.
- Segment Dystrybucja odpowiedzialny jest za dostarczanie gazu do odbiorców indywidualnych, przemysłowych i hurtowych oraz eksploatację, remonty i rozbudowę sieci dystrybucyjnej.
- W 2012 roku Grupa PGNiG dystrybuowała 9,9 mld m³ gazu ziemnego do ponad 6,7 mln klientów za pośrednictwem sieci dystrybucyjnej o długości 120 tys. km.

Stabilny rozwój sieci i wzrost wolumenu dystrybucji gazu (+3,5% CAGR 2005-2012)



Sieć dystrybucji gazu w Polsce



Energetyka

PGNiG Termika (2012)

- 11 stycznia 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 ciepłych w Polsce i pokrywające ok. 75% całkowitego zapotrzebowania na ciepło w Warszawie, jak również 98% ciepła dostarczanego do sieci SPEC
- System taryf benchmarkingowych na rynku ciepłowniczym tworzy istotny potencjał wzrostu wartości. Obecnie PGNiG Termika sprzedaje ciepło po najniższych cenach w Polsce.
- Planowana przez PGNiG Termika budowa bloku gazowego 400 MW_e w Warszawie na Żeraniu (2018).

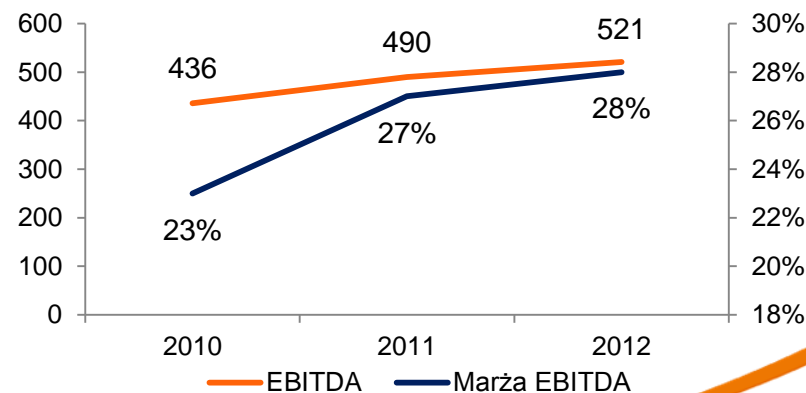
Elektrociepłownia Stalowa Wola (2015)

- 50/50 JV PGNiG i Tauron Polska Energia
 - Nakłady inwestycyjne 1,57 mld PLN (w tym 50% PGNiG)
 - dostawy paliwa gazowego przez 14 lat w wysokości ok. 0,5 mld m³ rocznie;
 - Umowa na sprzedaż energii elektrycznej, zawarta na 14 lat (wartość szacunkowa 6,8 mld PLN)
- Moc bloku gazowego: 400 MW_e oraz 240 MW_t (50% dla Grupy PGNiG).

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	3,7 TWh

Rosnący wynik i marża EBITDA PGNiG Termika*



Strategia,
nakłady,
finansowanie

Przesłanki realizacji strategii

Maksymalizacja potencjału segmentu upstream GK PGNiG

- Obszar upstream jest obecnie priorytetowym obszarem inwestycji i rozwoju w ramach GK PGNiG. W szczególności PGNiG przykłada dużą wagę do rozwoju poszukiwań i wydobycia węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych.
- W ramach tego kierunku działań planowany jest szereg inicjatyw, realizowanych zarówno siłami własnymi GK PGNiG, jak też we współpracy z partnerami zewnętrznymi (krajowymi i zagranicznymi).

Przygotowanie GK PGNiG do liberalizacji rynku gazu ziemnego

- Obecnie GK PGNiG ma wiodącą pozycję na rynku gazu ziemnego. Jednakże w związku z liberalizacją rynku należy się spodziewać, iż w najbliższej perspektywie w sektorze pojawi się konkurencja, która zagrozi pozycji GK.
- Zamiarem PGNiG jest podjęcie działań mających na celu dostosowanie GK PGNiG do spodziewanych zmian na rynku gazu (m.in. zwiększenie rozpoznawalności marki, poprawa obsługi klienta, budowanie popytu na gaz ziemny w elektroenergetyce, czy też rozszerzenie oferty produktowej).

Optymalizacja portfela pozyskania gazu ziemnego

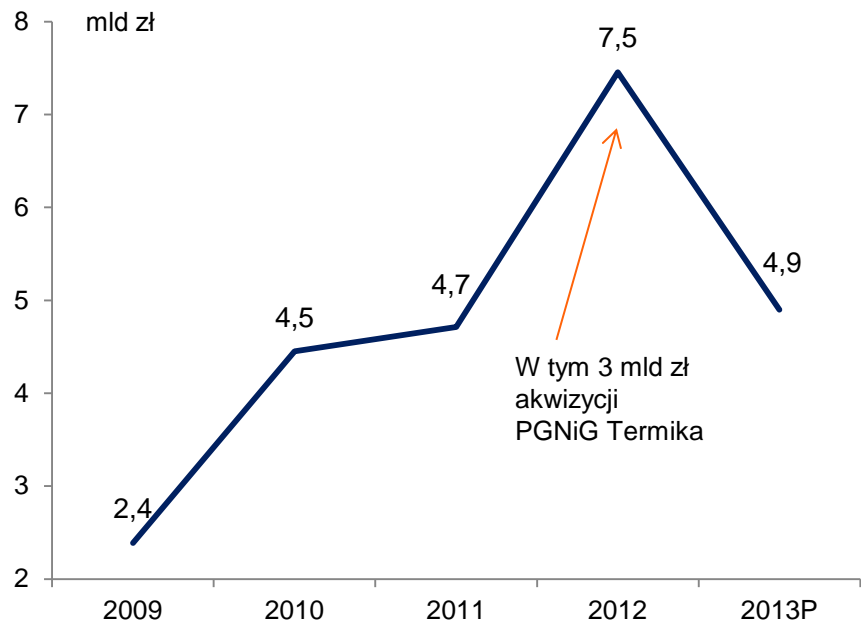
- Warunki zakupu gazu z importu (w tym ceny) mają decydujący wpływ na poziom stawek taryfowych dla klientów końcowych. Wysoki poziom taryf negatywnie wpływa na konkurencyjność gazu jako nośnika energii oraz ogranicza dynamikę rozwoju rynku.
- PGNiG przywiązuje duży priorytet do trwałej restrukturyzacji portfela pozyskania gazu poprzez zmianę formuł cenowych w istniejących kontraktach, uelastycznienie warunków zawartych w kontraktach, czy też poszukiwanie nowych, konkurencyjnych dostawców gazu.

Restrukturyzacja modelu biznesowego GK PGNiG

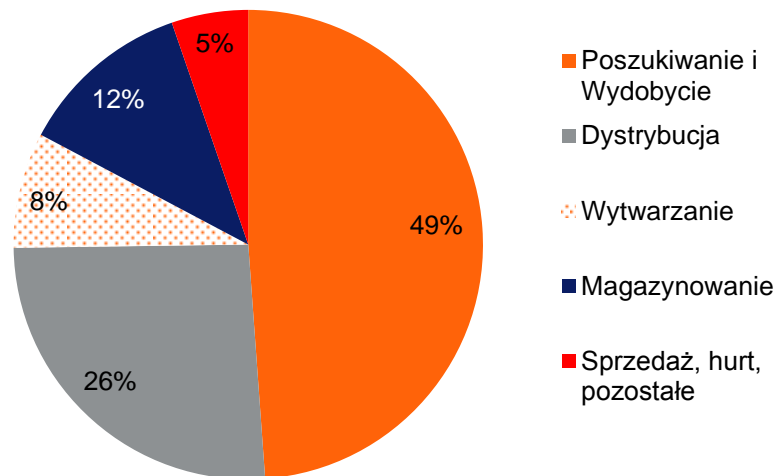
- Obecny model biznesowy GK PGNiG nie jest optymalny, przez co nie pozwala w pełni wykorzystać potencjał wzrostu wartości Grupy.
- Rozbudowana struktura organizacyjna GK PGNiG, zdecentralizowany model funkcji wsparcia, wysoki poziom zatrudnienia obniżają efektywność procesową i kosztową Grupy.
- Kluczowe jest zrealizowanie działań restrukturyzacyjnych (m.in. konsolidacja działalności podstawowej, uwolnienie kapitału zaangażowanego w działalność non-core, centralizacja funkcji, itp.)

Planowane wydatki inwestycyjne w 2013 i 2011 – 2015

CAPEX w latach 2009 – 2013 (plan)



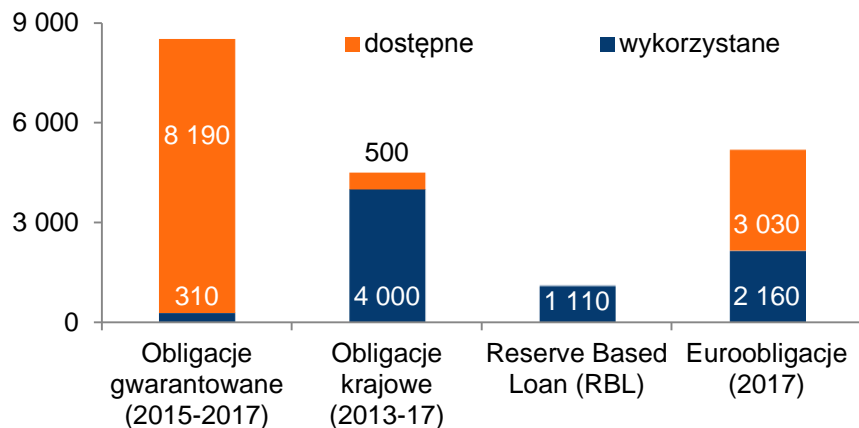
CAPEX na rok 2013: ~ 4,9 mld PLN



Plan nakładów inwestycyjnych na lata 2011-2015 to około 27 mld PLN

Zadłużenie

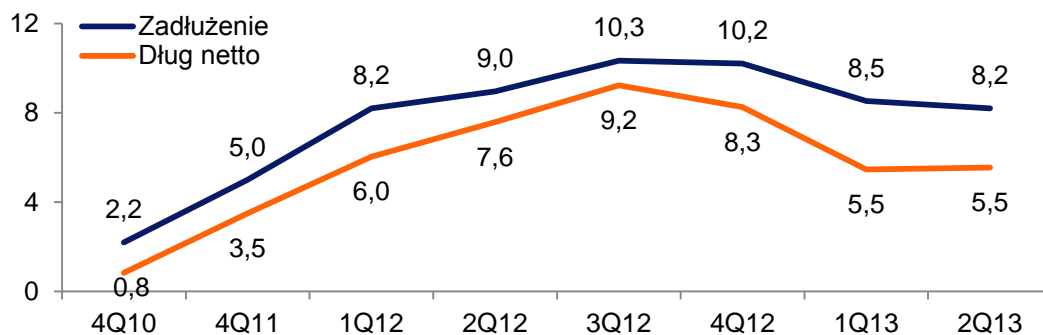
Źródła finansowania na 30.06.2013 (m PLN)



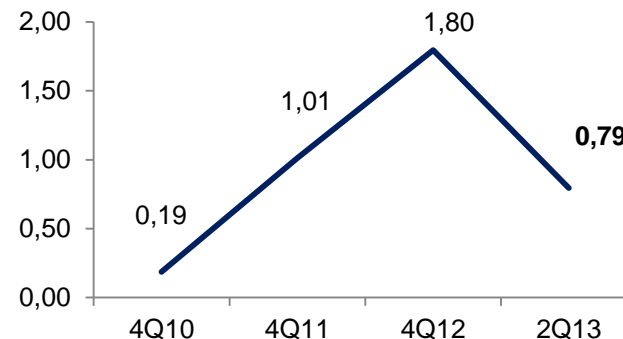
- Bezpieczny poziom zadłużenia
- Optymalizacja źródeł finansowania
- Dostępne programy na 11,7 mld PLN, w tym 8,2 mld gwarantowane

1H13: Dług netto / EBITDA < 1

Zadłużenie (mld PLN)



Dług netto / EBITDA



Stabilna pozycja finansowa punktem wyjścia do dalszych inwestycji

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 GK PGNiG
za 1H2013 rok

Główne osiągnięcia 1H2013

Poszukiwanie i Wydobywanie

- Wydobywanie w Norwegii: 80 tys. ton ropy (584 tys. boe) w tym 55 tys. ton w 2Q13
- Pełna produkcja ze złoża LMG: 150 tys. ton (1,1 mboe) w tym 81 tys. ton w 2Q13
- Plan 2013: rozpoczęcie 34 odwiertów, w tym 13 za gazem łupkowym
- 1H13: ukończono 11 odwiertów, w tym 2 za gazem łupkowym (Wysin-1 i Kochanowo-1)

Finanse

- Przychody ze sprzedaży +14% R/R
- Ponad 3-krotny wzrost EBITDA R/R
- Dług netto / EBITDA < 1
- Dywidenda ustalona na poziomie 767m PLN (dzień prawa do dywidendy 20 lipca, termin wypłaty 3 października 2013)

Obrót i Magazynowanie

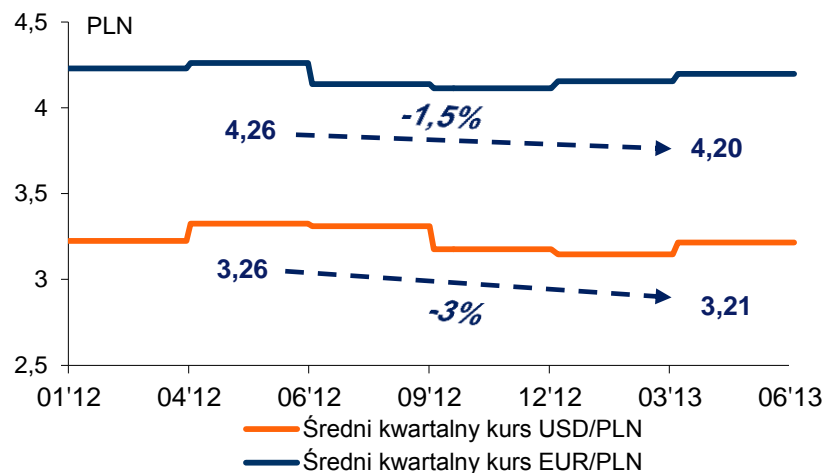
- Wolumen sprzedaży gazu +10% R/R
- Taryfa na paliwo gazowe nie pokrywa średnich kosztów jego pozyskania: marża na sprzedaży gazu wysokometanowego (E) na poziomie -2% w 1H13 vs -11% w 1H12
- Pierwsze napełnianie rozbudowywanego PMG Wierzchowice (docelowo do 1,2 mld m³)

Otoczenie

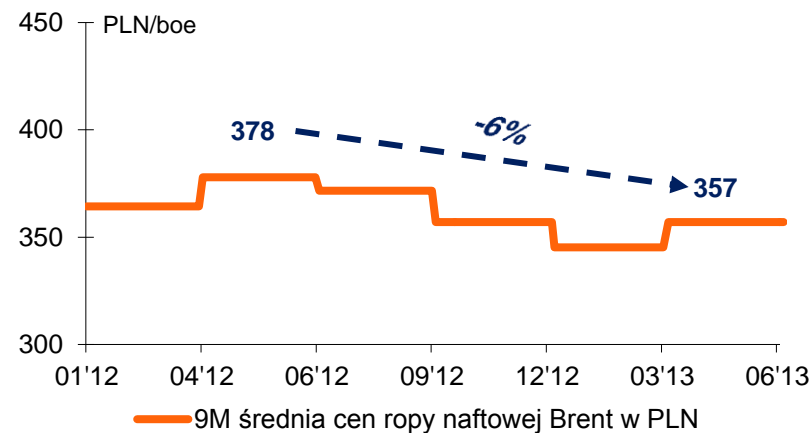
- Względnie stabilne ceny ropy i kursy walut
- Podatek węglowodorowy: od 2020 roku
- Finalny kształt obligacji giełdowych: 30% w 2013, 40% od 01.01.2014, max. 55% od 01.01.2015

Czynniki wpływające na wynik finansowy

Średni kurs USD i EUR wobec PLN



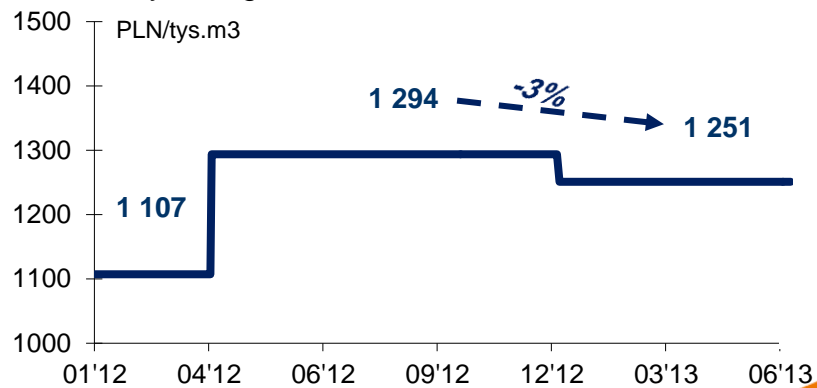
Notowania ropy naftowej



Notowania gazu - kontrakt forward 1M NCG



Cena taryfowa gazu PGNiG



Podstawowe wyniki finansowe

(m PLN)	1H2012	1H2013	Δ%
Przychody ze sprzedaży	14 764	16 790	14%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(13 738)	(13 454)	(2%)
EBITDA	1 026	3 336	225%
Amortyzacja	(1 004)	(1 162)	16%
EBIT	22	2 174	x100
Wynik na działalności finansowej	(127)	(233)	83%
Zysk netto	45	1 428	x31

- Wzrost wolumenu sprzedaży ropy naftowej o 102% R/R
- Wzrost wolumenu sprzedaży gazu ziemnego o 10%

- Niższy kosztu pozyskania gazu dzięki renegocjacji kontraktu jamalskiego
- Zmniejszenie kosztów surowców i materiałów oraz kosztów różnic kursowych i wpływu instrumentów pochodnych

- Marża na gazie E na poziomie -2%

- Wpływ oddania inwestycji Skarv i LMG -145m PLN

- R/R zwiększenie o 159m PLN kosztów ujemnych różnic kursowych

Znaczna poprawa wyniku dzięki podwojeniu sprzedaży ropy

Segmenty – EBITDA 1H2013

(m PLN)	1H2012	1H2013	Δ%
Poszukiwanie i Wydobywanie	1 137	1 841	62%
Obrót i Magazynowanie	(1 369)	115	108%
Dystrybucja	974	1 058	9%
Wytwarzanie	283	319	13%
Pozostałe, eliminacje	1	3	200%
Razem	1 026	3 336	225%

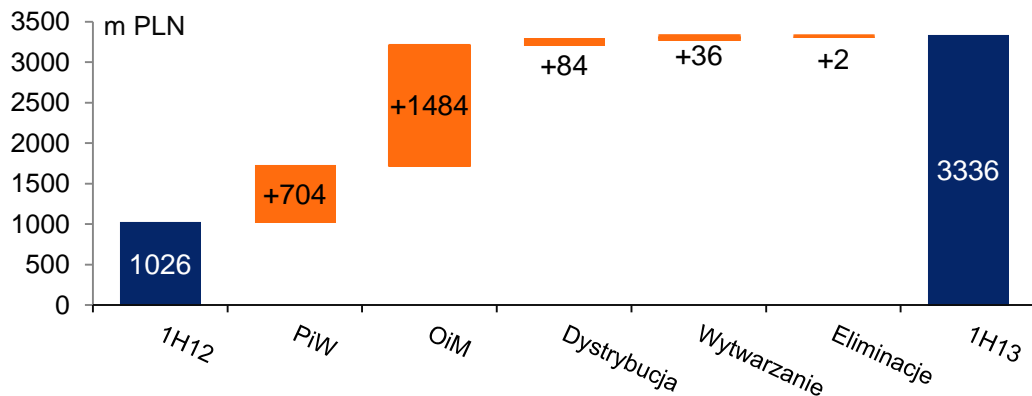
Przychody z ropy naftowej i kondensatu wyższe o 508m PLN dzięki projektom LMG i Skarv

Efekt renegocjacji kontraktu jamalskiego

Wolumen dystrybucji +8% R/R

Wzrost taryfy na ciepło od 1 lipca 2012 o ponad 10% (od 1 lipca 2013 wzrost o 9%)

EBITDA segmentów GK PGNiG 1H13 vs 1H12



Potwierdzenie trafności inwestycji w wydobywanie ropy i gazu

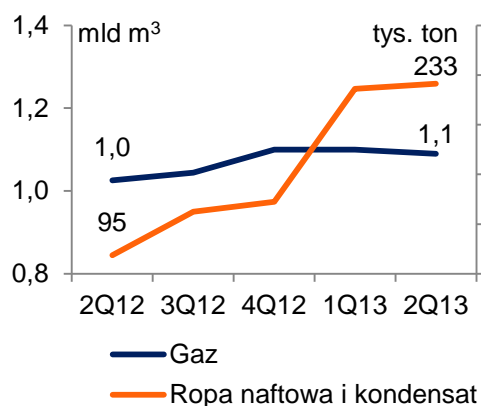
Segment – Poszukiwanie i Wydobywanie (1)

(m PLN)	1H2012	1H2013	Δ%
Przychody	2 047	2 762	35%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(910)	(921)	1%
EBITDA	1 137	1 841	62%
Amortyzacja	(295)	(466)	58%
EBIT	842	1 375	63%

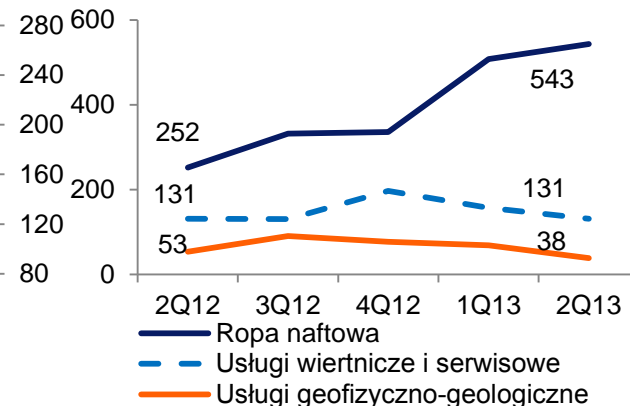
- Wolumen sprzedaży ropy naftowej R/R +102% (+227 tys. ton)
- Cena ropy w Polsce -5% R/R
- Spadek sprzedaży usług poszukiwawczych o 6%
- Rosnąca międzysegmentowa sprzedaż gazu ze złoża Skarv do PGNiG Sales & Trading

- 35m PLN wpływ LMG (od 2Q13) oraz -110m PLN Skarv (1H2013, w tym -78m PLN w 2Q13)

Wolumen wydobywania



Przychody ze sprzedaży (m PLN)



- Wzrost wydobywania ropy o 238 tys. ton do 462 tys. ton w 1H13
- Wzrost przychodów z ropy naftowej i kondensatu o 508m PLN w 1H13

- Utrzymanie wydobywania gazu na stabilnym poziomie 1,1 mld m³

Wydobywanie ropy: +238 tys. ton, sprzedaż: +227 tys. ton

Segment – Poszukiwanie i Wydobywanie (2)

Stan obecny:

- 79 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie wyłącznie złóż konwencjonalnych
- 15 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawania złóż niekonwencjonalnych i konwencjonalnych
- 225 koncesji na wydobywanie złóż konwencjonalnych

Założenia strategiczne do roku 2015:

- Utrzymanie wskaźnika RR na poziomie 1,1
- Zwiększenie zdolności wydobywczych w oparciu o niekonwencjonalne złoża węglowodorów
- Zbudowanie kompetencji w zakresie wydobywania węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych
- Konsolidacja i optymalizacja działalności zagranicznej

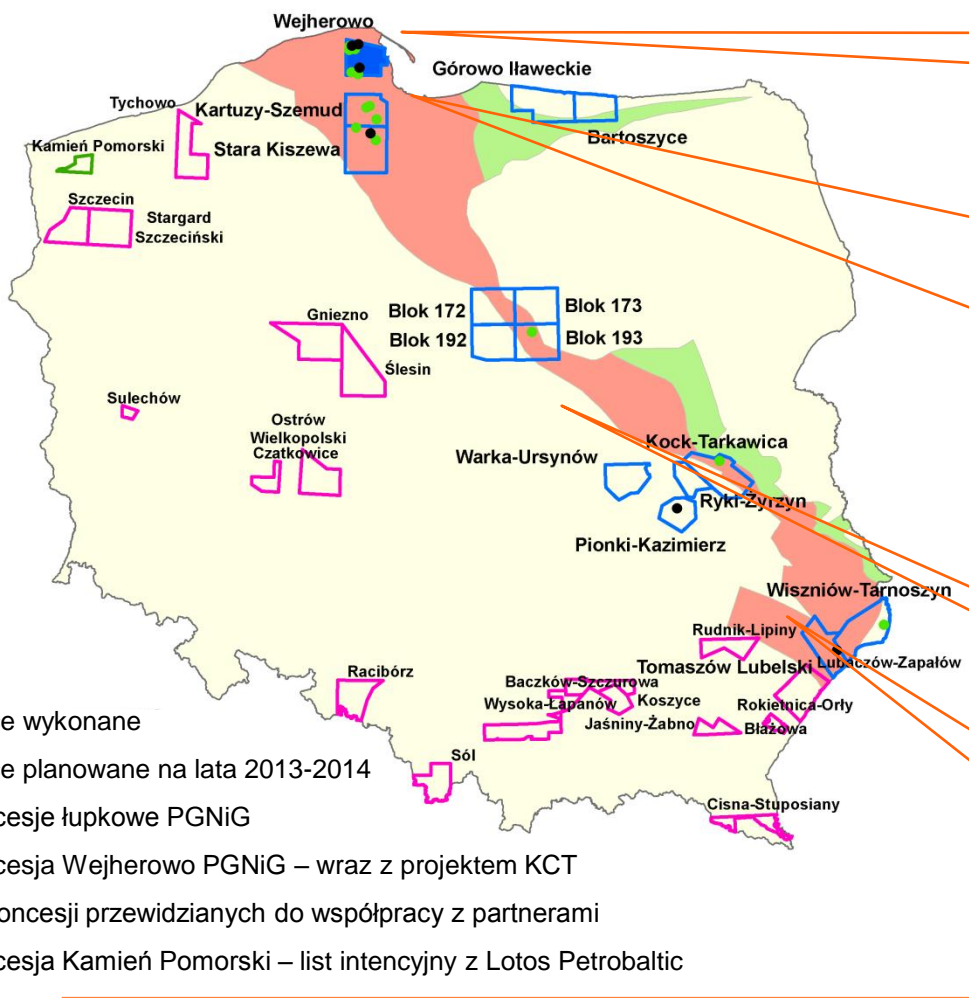
Projekty konwencjonalne

- Utworzenie „data room” dla 19 koncesji i zgłoszenia potencjalnych partnerów (blisko 20 firm)
- W 1H13 wykonano 9 odwiertów, w tym 2 w Egipcie
- Próbna eksploatacja złoża Rehman w Pakistanie (do 100m m³ w 2 lata)
- Norwegia – przyznanie 4 koncesji na poszukiwania (w sumie 14)

Projekty niekonwencjonalne

- Plan 2013: rozpoczęcie wiercenia 13 otworów
- Od rozpoczęcia poszukiwań gazu z łupków do dziś odwiercono 7 otworów:
 - Na 6 trwają analizy i testy (Kochanowo-1, Wysin-1, Opalino-2, Lubocino-2H, Lubocino-1, Lubycza Królewska-1)
 - 1 negat (Markowola-1)

Segment – Poszukiwanie i Wydobywanie (3) – gaz łupkowy



- Projekt KCT: trwają negocjacje z partnerami nt. części koncesji Wejherowo

- 1H2013: wykonane odwierty pionowe Wysin-1 (głębokość 3990m) i Kochanowo-1 (3250m)
- Szczelinowanie na otworze poziomym Lubocino-2H, trwają testy
- Prace sejsmiczne w okolicy Opalina i próby złożowe odwiertu Opalino-2
- Trwa wiercenie Borcz-1
- Prace przygotowawcze i procedury przetargowe na 3 odwiertach

- Polska Centralna: prowadzone prace sejsmiczne

- Niecka Lubelska: trwa analiza danych z otworu Lubycza Królewska-1 oraz przygotowania do odwiertów Wojcieszków-1 i Kościaszyn-1

Ukończonych 7 odwiertów od 2010; plan 2013: 13 odwiertów

Segment – Obrót i Magazynowanie (1)

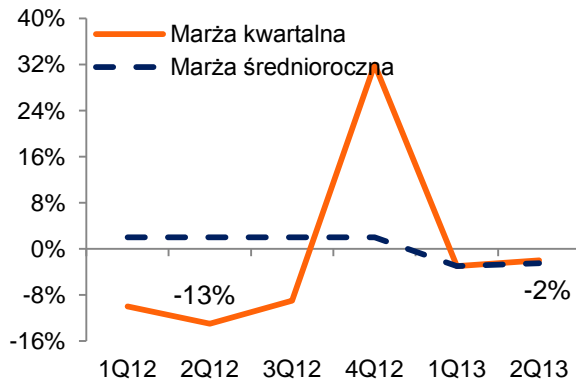
(m PLN)	1H2012	1H2013	Δ%
Przychody	12 299	13 826	12%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(13 668)	(13 711)	0%
EBITDA	(1 369)	115	108%
Amortyzacja	(66)	(87)	32%
EBIT	(1 435)	28	102%

- Wolumen sprzedaży gazu +10% R/R, do 8,77 mld m³
- Udział spółki PST: 934m PLN przychodów ze sprzedaży gazu vs 89m w 1H12
- Cena taryfowa niepokrywająca kosztów pozyskania gazu
- +307m PLN ze sprzedaży energii elektrycznej R/R

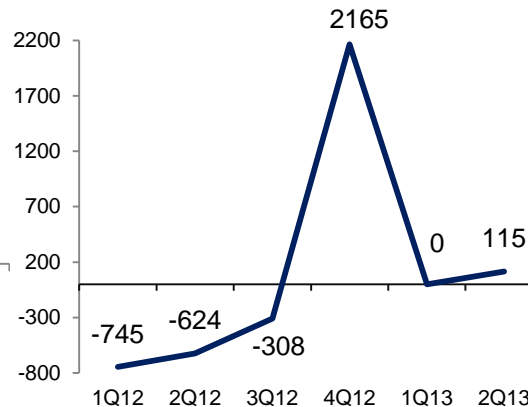
- Koszt sprzedanego gazu -1%
- Mniejszy o 265m PLN negatywny wpływ różnic kursowych i wyniku na instrumentach pochodnych

- Ujemna marża na sprzedaży gazu E poprawiona z -11% do -2%
- EBITDA segmentu na poziomie 115m PLN

Marża gazu E



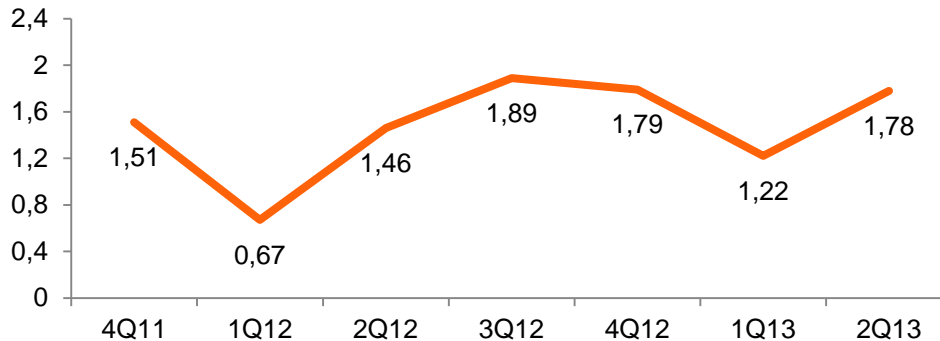
Kwartałna EBITDA (m PLN)



Rosnący wolumen sprzedaży gazu i redukcja ujemnej marży

Segment – Obrót i Magazynowanie (2)

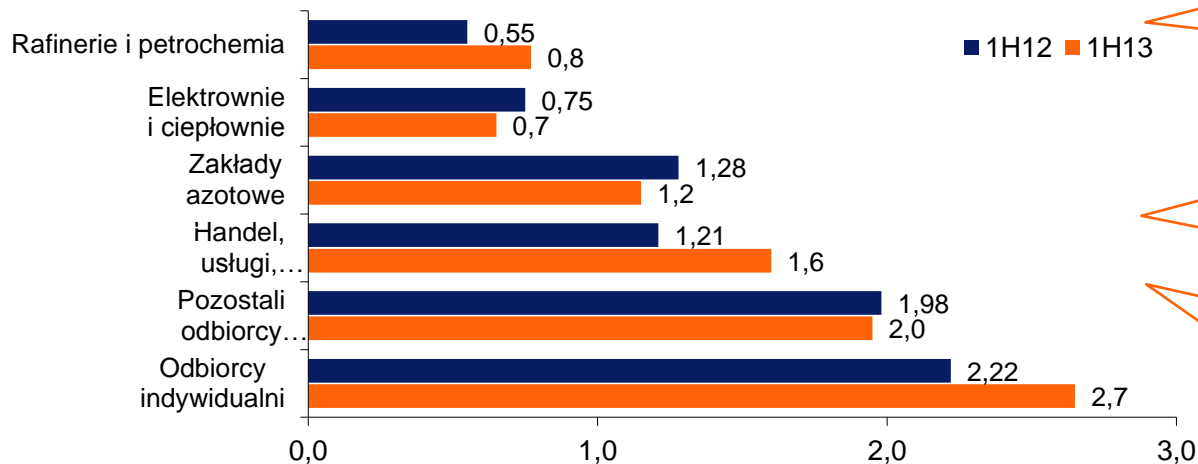
Stan magazynów gazu (mld m³)



- Rekordowy stan magazynów gazu na koniec 1H13: 1,78 mld m³
- Do 2,4 mld m³ pojemności magazynowej dostępne w 2013 (w tym PMG Wierzchowice 1,2 mld m³)

- R/R większy import gazu w 1Q (o 460m m³) i mniejszy w 2Q (o 280m m³)
- Wzrost importu ze wschodu o 490m m³ w 1H13

Wolumen sprzedaży gazu na segmenty odbiorców (mld m³)



- Rafinerie i petrochemie: wpływ kontraktu z Grupą LOTOS

- 721m m³ gazu sprzedaży PST w Niemczech, w tym dla segmentu Handel & Usługi: 400m m³

- W 2Q13 ponad 18m m³ sprzedane i dostarczone poprzez giełdę gazu w Warszawie (25m m³ w 1H13)

Wysokie stany magazynowe

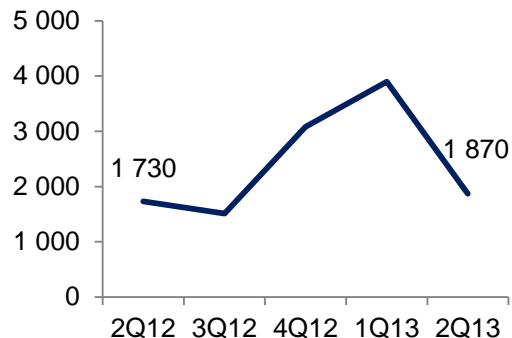
Segment – Dystrybucja

(m PLN)	1H2012	1H2013	Δ%
Przychody	1 929	2 306	20%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(955)	(1 248)	31%
EBITDA	974	1 058	9%
Amortyzacja	(405)	(422)	4%
EBIT	569	636	11%

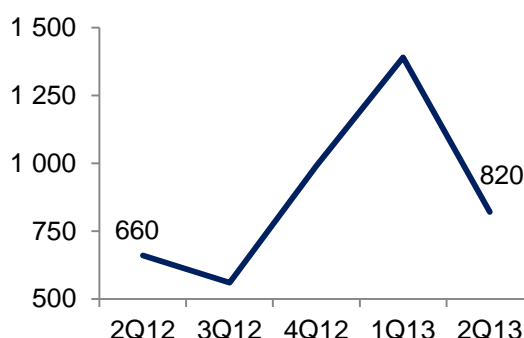
Wzrost przychodów przez zmianę w przesyłowej oraz dystrybucyjnej instrukcji ruchu i eksploatacji (IRiESD i IRiESP, neutralna dla wyniku operacyjnego)

R/R wzrost o 311m PLN kosztu usługi przesyłowej: koresponduje ze wzrostem przychodów

Wolumen w dystrybucji (m m³)



Przychód z usług dystrybucyjnych (m PLN)



+24% przychodów z usług dystrybucyjnych w 2Q13 i +19% w 1H13 do 2,2 mld PLN

R/R wzrost wolumenu dystrybuowanego gazu o 8% w 2Q13 i o 8% w całym 1H13

Stabilna, ciągła poprawa wyników Dystrybucji

Segment – Wytwarzanie

(m PLN)	1H2012	1H2013	Δ%
Przychody	1 114	1 128	1%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(831)	(809)	-3%
EBITDA	283	319	13%
Amortyzacja	(230)	(176)	-23%
EBIT	53	143	177%

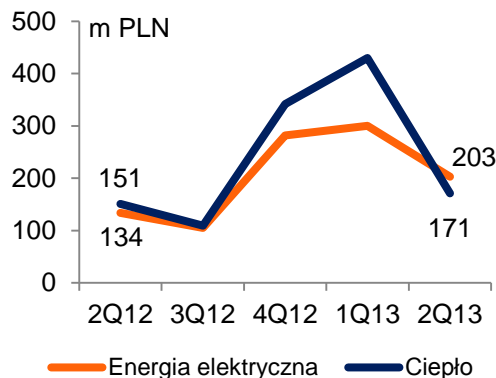
- +10% wzrost taryf ciepła od lipca 2012
- Wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła o 20m PLN w 2Q13 i o 74m PLN w 1H13
- Spadek przychodów ze świadectw pochodzenia energii o -106m PLN

- Mniejsze zużycie biomasy i spadek jej kosztu o 35m PLN

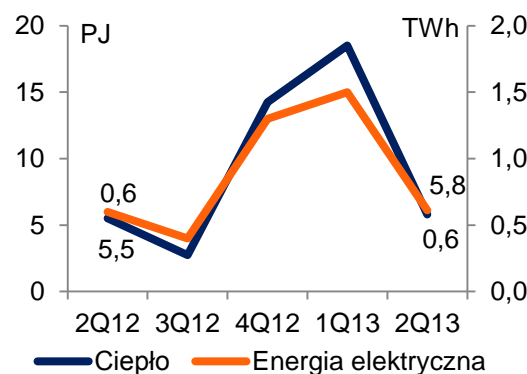
- Umorzenie aktywów rozpoznanych w momencie nabycia PGNiG Termika (gł. uprawnienia do emisji CO₂) w 1H12 na -112m PLN, a w 1H13 na -34m PLN

- Wzrost przychodów ze sprzedaży Ee wynika ze zwiększonego o 103 GWh wolumenu produkcji w 1H13 oraz rosnących przychodów z obrotu zakupioną Ee

Przychody ze sprzedaży ciepła i energii elektrycznej



Wolumen sprzedaży ciepła i energii elektrycznej



Solidny wynik mimo spadających cen energii

Koszty operacyjne

(m PLN)	1H2012	1H2013	Δ%
Koszt sprzedanego gazu	(9 688)	(9 618)	(1%)
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(382)	(324)	(15%)
Paliwa do produkcji ciepła i energii	(563)	(534)	(5%)
Świadczenia pracownicze	(1 357)	(1 418)	4%
Usługa przesyłowa	(752)	(742)	(1%)
Koszt odwiertów negatywnych	(61)	(81)	33%
Pozostałe usługi obce	(674)	(690)	2%
Pozostałe przychody i koszty operacyjne netto	(694)	(471)	(32%)
<ul style="list-style-type: none"> ▪ różnice kursowe i instrumenty pochodne 	(269)	(22)	(92%)
<ul style="list-style-type: none"> ▪ podatki i opłaty 	(425)	(430)	1%
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	433	424	(2%)
Koszty operacyjne bez amortyzacji	(13 738)	(13 454)	(2%)
Amortyzacja	(1 004)	(1 162)	16%
Koszty operacyjne ogółem	(14 742)	(14 616)	(1%)

▪ Niższy koszt gazu dzięki zmianie formuły w kontrakcie jamalskim oraz stabilnym kursom walut i cenie ropy naftowej

▪ Mniejsze zużycie we wszystkich segmentach

▪ Niższe zużycie i koszty biomasy

▪ Wypłata nagrody z zysku w segmencie Dystrybucja -51m PLN (w 2012 wypłacona w 3Q)

▪ 7 odwiertów negatywnych 1H13 vs 2 w 1H12

▪ -35m PLN wpływ LMG (od 2Q13) oraz -110m Skarv (1H2013, w tym -78m w 2Q13)

Koszty operacyjne pod kontrolą

Przepływy pieniężne

(m PLN)	1H2012	1H2013	Δ%
Przepływy z działalności operacyjnej	1 251	4 554	264%
Zysk netto	45	1 428	x32
Amortyzacja	1 004	1 162	16%
Podatek dochodowy zapłacony	(63)	471	(x9)
Zmiana kapitału obrotowego	423	1 660	x4
<i>Zmiana stanu należności</i>	1 256	2 194	75%
<i>Zmiana stanu zobowiązań</i>	(326)	(422)	29%
<i>Zmiana stanu zapasów</i>	(279)	106	(138%)
<i>Zmiana stanu - pozostałe</i>	(228)	(218)	(4%)
Przepływy z działalności inwestycyjnej	(4 360)	(1 559)	(64%)
Nabycie majątku trwałego i wartości niematerialnych	(4 706)	(1 568)	(67%)
Wolne przepływy pieniężne	(3 109)	2 995	(196%)
Dywidenda	-	-	-

Wysoki stan należności na 31.12.2012 związany z należnościami w ramach efektu retroaktywnego od Gazpromu – zapłacone w 1Q13

1H12: uwzględnia zwiększenie wartości zapasów o 362m PLN w związku z przejęciem PGNiG Termika

Płatność za aktywa PGNiG Termika w 1Q12: 3 mld PLN

Wolne przepływy umożliwiają finansowanie inwestycji i wypłatę dywidendy za 2012 rok

Nakłady inwestycyjne według segmentów

(m PLN)	1H2012	1H2013	Δ%
Razem	1 424	1 316	-8%
Poszukiwanie i Wydobywanie	777	715	-8%
Obrót i Magazynowanie	90	117	30%
Dystrybucja	428	432	1%
Wytwarzanie	118	42	-65%
Pozostałe	11	9	-15%

1H13 pomniejszony o 81m PLN wartości negatyw

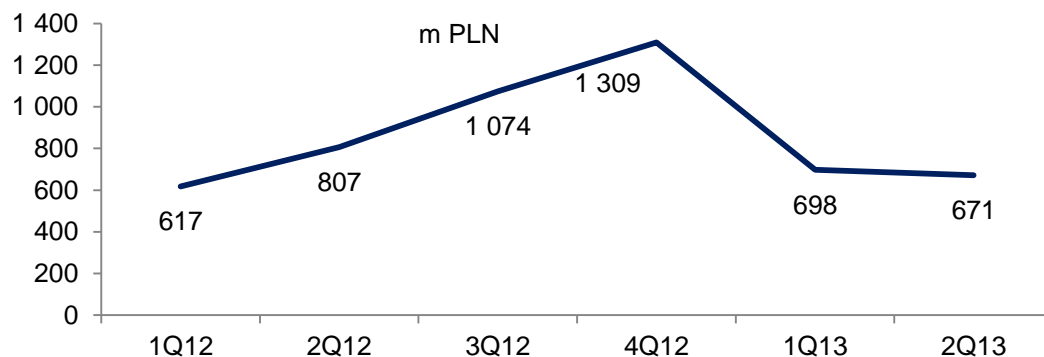
Planowa rozbudowa PMG (Wierzchowice, Kosakowo, Mogilno)

Modernizacja i inwestycje rozwojowe w sieci dystrybucyjnej

1Q12: realizacja instalacji odsiarczania i odazotowania
 Plan 3Q13: rozpoczęcie realizacji inwestycji przebudowy kotła K1 (EC Siekierki) na biomasę

EC Stalowa Wola – inwestycja we współpracy z Grupą TAURON: trwają prace przy progu spiętrzającym, prace wyburzeniowe, budowa fundamentów.

Kwartalne nakłady inwestycyjne GK PGNiG



Capex na poziomie 1,3 mld PLN w 1H13

