



# **Wyniki finansowe Grupy PGNiG za I półrocze i II kwartał 2015**

**14 sierpnia 2015r.**

# Podstawowe wyniki finansowe 2Q2015



| (m PLN)                             | 2Q2014  | 2Q2015         | Δ%  |
|-------------------------------------|---------|----------------|-----|
| Przychody ze sprzedaży              | 6 846   | <b>7 895</b>   | 15% |
| Koszty operacyjne (bez amortyzacji) | (5 560) | <b>(6 225)</b> | 12% |
| EBITDA                              | 1 286   | <b>1 670</b>   | 30% |
| Amortyzacja                         | (675)   | <b>(723)</b>   | 7%  |
| EBIT                                | 611     | <b>947</b>     | 55% |
| Wynik na działalności finansowej    | (75)    | <b>14</b>      |     |
| Zysk netto                          | 340     | <b>621</b>     | 83% |

**Efektywny operacyjnie kwartał oraz niższy R/R  
wpływ zdarzeń jednorazowych**

- Przychody ze sprzedaży gazu wysokometanowego (E) wyższe o 1,4 mld PLN, do 6,1 mld PLN w 2Q15, przy wolumenie sprzedaży rosnącym R/R o 1,4 mld m<sup>3</sup> do 4,5 mld m<sup>3</sup> (wpływ obligo giełdowego).
- Przychody ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu niższe o 300 mln PLN w 2Q15 przy porównywalnym R/R wolumenie sprzedaży- 372 tys. ton. Decydujący wpływ spadających cen ropy średnio 62 USD/bbl (230 PLN/bbl) w 2Q15 wobec 110 USD/bbl (333 PLN/bbl) w 2Q14.
- Wpływ netto zawiązanych/rozwiązanych odpisów, rezerw oraz spisanych negatów i sejsmiki na - 191m w 2Q15 wobec -699m w 2Q14 (zmiana +508m PLN).
- Nieistotny, ujemny wpływ rozliczenia w formule *net proceeds* (netto) gazu katarskiego w 2Q15 (1 dostawa rozliczona w 2Q).
- Zawiązanie 51 mln PLN rezerwy na Program Dobrowolnych Odejść w PGNiG SA i PGNiG OD w 2Q15.
- Niższe o 23 mln PLN R/R koszty odsetkowe (z 45 na 22 mln PLN) oraz dodatni wpływ zabezpieczeń i różnic kursowych w tej pozycji.

# Podstawowe wyniki finansowe 1H2015



| (m PLN)                             | 1H2014   | 1H2015          | Δ%  |
|-------------------------------------|----------|-----------------|-----|
| Przychody ze sprzedaży              | 16 381   | <b>20 390</b>   | 24% |
| Koszty operacyjne (bez amortyzacji) | (12 914) | <b>(16 394)</b> | 27% |
| EBITDA                              | 3 467    | <b>3 996</b>    | 15% |
| Amortyzacja                         | (1 298)  | <b>(1 387)</b>  | 7%  |
| EBIT                                | 2 169    | <b>2 609</b>    | 20% |
| Wynik na działalności finansowej    | (106)    | <b>(58)</b>     | 46% |
| Zysk netto                          | 1 520    | <b>1 865</b>    | 23% |

**Mimo dużego spadku cen ropy wzrost wyniku EBITDA w Grupie PGNiG**

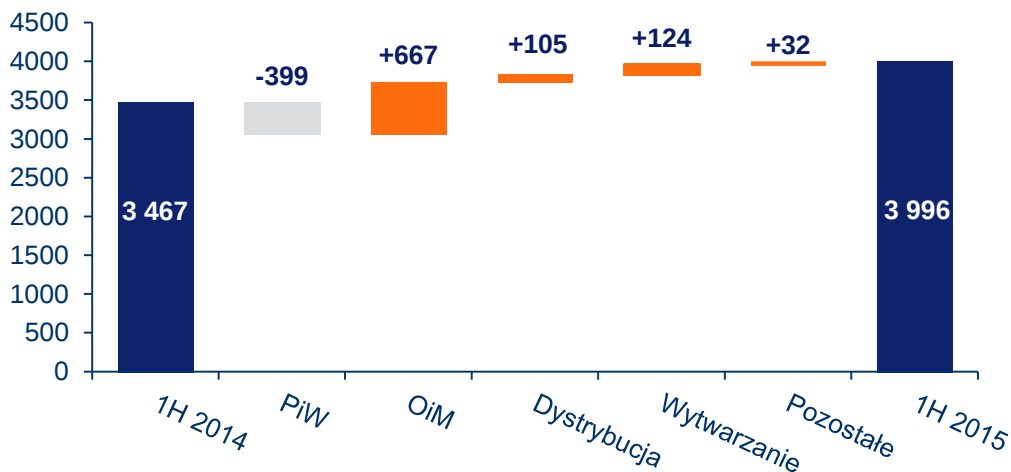
- Przychody ze sprzedaży gazu E wyższe o 4,6 mld PLN, wzrost do 16,4 mld PLN w 1H15, przy wolumenie sprzedaży rosnącym R/R o 4,2 mld m<sup>3</sup> do 11,8 mld m<sup>3</sup> (wpływ obligo giełdowego).
- Przychody ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu niższe o 510 mln PLN, pomimo zwiększonego o 61 tys. ton R/R wolumenu sprzedaży (konsolidacja aktywów nabytych od firmy Total na norweskim szelfie od 1Q15). Decydujący wpływ to spadające ceny ropy.
- Wyższe o 4,4 mld PLN koszty zakupu gazu, sięgające 12,6 mld PLN w 1H15 (wpływ obligo), w tym obniżenie kosztów zakupu gazu przez PGNiG SA.
- Wpływ netto zawiązanych/rozwiązanych odpisów, rezerw oraz spisanych negatywów i sejsmiki na -204m w 1H15 wobec -787m w 1H14 (zmiana +583m PLN).
- Wzrost amortyzacji o 70 mln PLN R/R ze względu na zwiększenie skali działalności w Norwegii.
- Spadek kosztów odsetek o 46 mln PLN R/R wskutek obniżenia poziomu zadłużenia i stóp procentowych.

# Segmenty – EBITDA w 1H2015

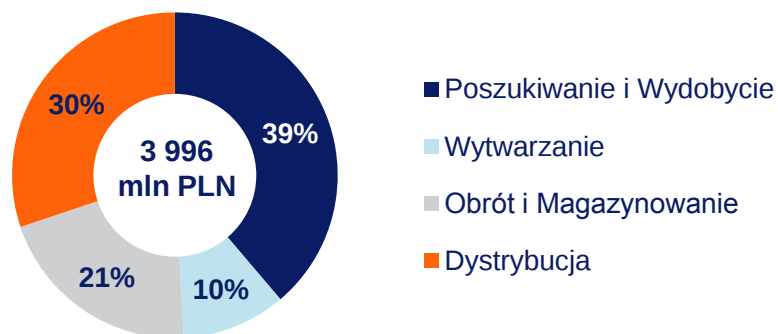
| (m PLN)                    | 1H2014 | 1H2015       | Δ%         | Udział w wyniku Grupy |
|----------------------------|--------|--------------|------------|-----------------------|
| Poszukiwanie i Wydobywanie | 1 941  | <b>1 542</b> | (21%)      | <b>39%</b>            |
| Obrót i Magazynowanie      | 157    | <b>824</b>   | x5         | <b>21%</b>            |
| Dystrybucja                | 1 113  | <b>1 218</b> | 9%         | <b>30%</b>            |
| Wytwarzanie                | 288    | <b>412</b>   | 43%        | <b>10%</b>            |
| Pozostałe, eliminacje      | (32)   | -            |            |                       |
| Razem                      | 3 467  | <b>3 996</b> | <b>15%</b> |                       |

- Obniżenie przychodów ze sprzedaży ropy i kondensatu o 0,5 mld PLN R/R.
- Niższe jednostkowe koszty zakupu gazu oraz większy wpływ zdarzeń jednorazowych w 1H14.
- Wzrost taryfy i wolumenu o 3% R/R
- W 1H15 wpływ bilansowania systemu na +19 mln PLN i Programu Dobrowolnych Odejść na -96 mln PLN.
- Wyższe ceny ciepła i Ee przy lekkim wzroście wolumenów i ograniczonych kosztach zakupu paliw.

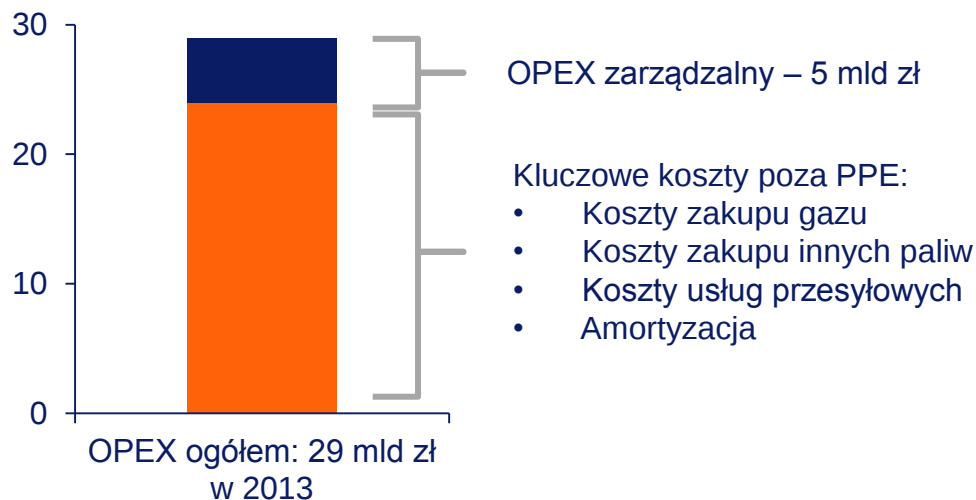
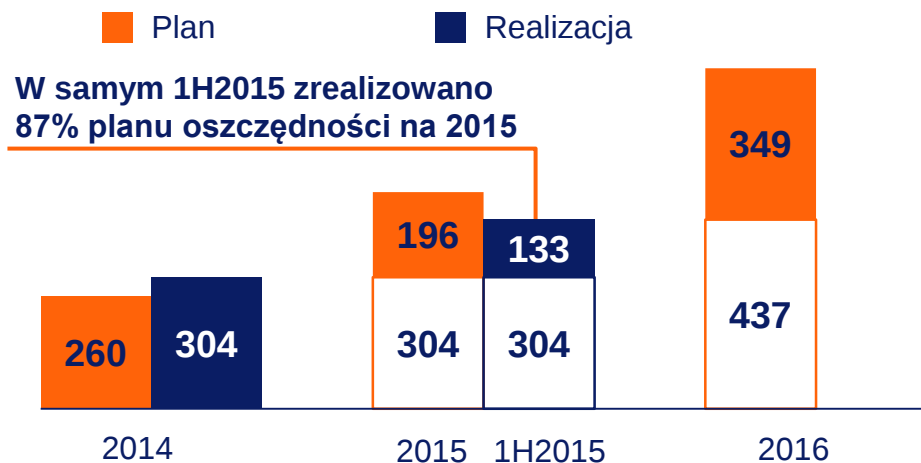
## Wzrost EBITDA Grupy PGNiG 1H2014 vs 1H2015



## Udział segmentów w wyniku EBITDA GK PGNiG



# PPE – osiągnięte już 87% celu na 2015

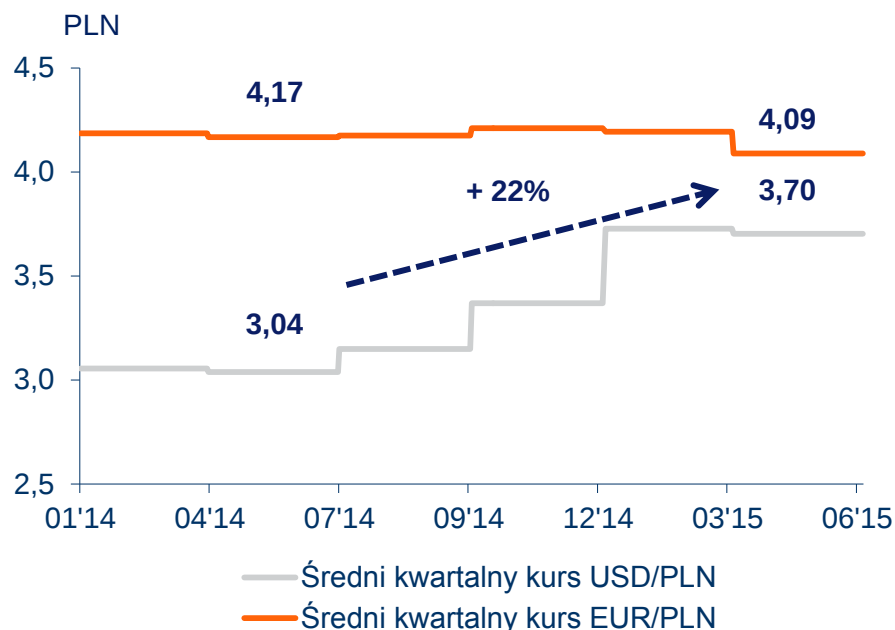


- Wyznaczenie celów poprawy efektywności dla segmentów i spółek Grupy PGNiG
- Zdefiniowanie zakresu i chronologii działań
- Realizacja w perspektywie do końca roku 2016 roku

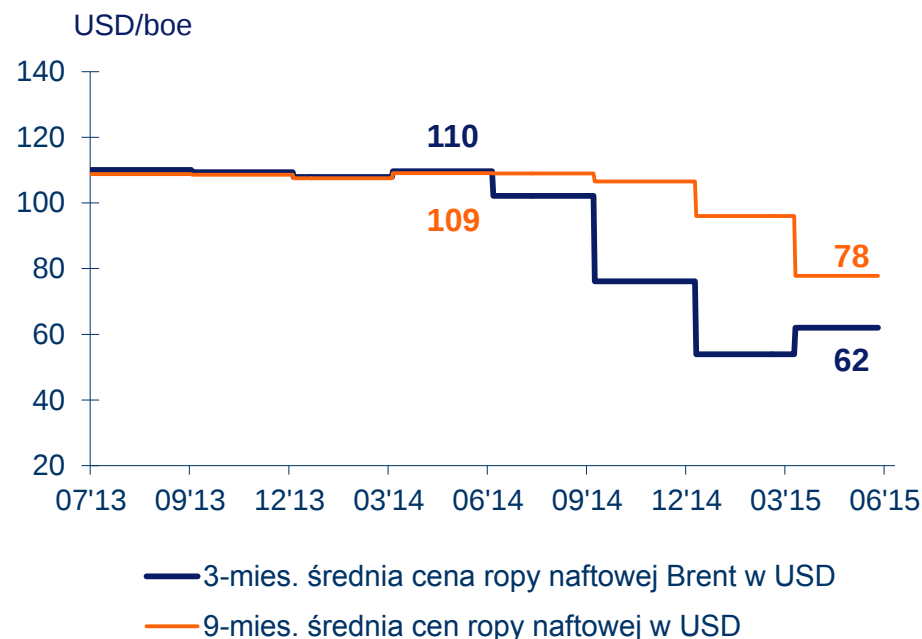
**Program prowadzi do trwałej redukcji bazy kosztów zarządalnych we wszystkich kluczowych segmentach Grupy PGNiG o ok. 0,8 mld zł.**

# Czynniki wpływające na wynik finansowy

Wzmocnienie USD i osłabienie EUR wobec PLN R/R



W 2Q 2015 wskutek spadku cen ropy 9-miesięczna średnia cen ropy w USD obniżyła się R/R o 29%



# Czynniki wpływające na wynik finansowy

Zauważalny wpływ redukcji taryf na przestrzeni ostatnich okresów oraz polityki rabatowej w 2Q15 na cenę sprzedaży gazu.

Cena na wykresie agreguje sprzedaż taryfową PGNiG SA i PGNiG OD do klientów w Polsce, uwzględniając rabaty. Nie obejmuje transakcji na TGE i sprzedaży gazu bezpośrednio ze źródeł.

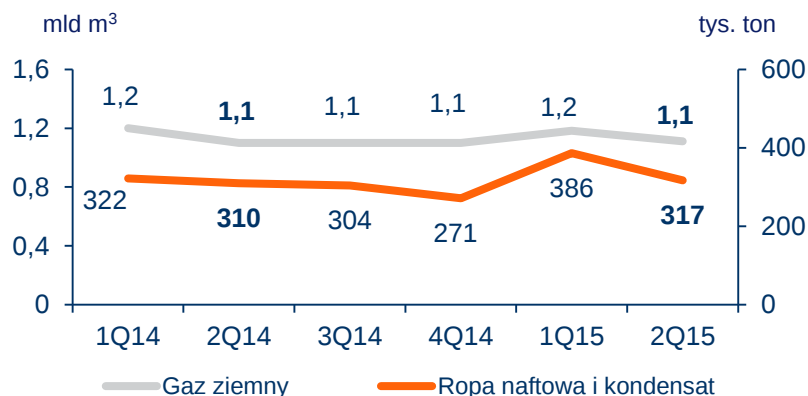


Dominujące pod względem wolumenu terminy kontraktów gazowych na TGE i innych giełdach gazu to kwartał, sezon (lato/zima) i rok kalendarzowy. Rynek spotowy pełni funkcję uzupełniającą.

# Segment – Poszukiwanie i Wydobywanie

| (m PLN)                             | 2Q2014 | 2Q2015       | Δ%    |
|-------------------------------------|--------|--------------|-------|
| Przychody ze sprzedaży              | 1 809  | <b>1 316</b> | (27%) |
| Koszty operacyjne (bez amortyzacji) | (994)  | <b>(652)</b> | (34%) |
| EBITDA                              | 815    | <b>664</b>   | (19%) |
| Amortyzacja                         | (344)  | <b>(378)</b> | 10%   |
| EBIT                                | 471    | <b>286</b>   | (40%) |

## Stabilne wydobywanie gazu ziemnego i zwiększone R/R wydobywanie ropy naftowej w II kwartale 2015



- Zmniejszenie przychodów ze sprzedaży ropy (R/R o 0,3 mld PLN) przy spadających o ponad 30% cenach wyrażonych w PLN oraz utrzymaniu wolumenu sprzedaży.
- Spadek przychodów segmentu z usług geofizycznych i wiertniczych o 96 mln PLN, do 99 mln PLN.
- Wpływ odpisów na majątku wydobywczym, spisanej seismiki i odwiertów negatywnych w segmencie w 2Q15 na 361 mln PLN wobec 488 mln PLN rok wcześniej.
- Rozwiązanie rezerwy na likwidację odwiertów na 139 mln PLN ze względu na niższe koszty likwidacji (oddział Sanok) i wyższą stopę dyskonta. Odpowiadająca tej rezerwie część wartości odwiertów była zbyt niska, stąd dodatni wpływ na RZiS.
- Wzrost wydobywania ropy naftowej R/R jest wynikiem konsolidacji aktywów przejętych od firmy Total (udziały w złożach Morvin, Vale, Vilje).
- W 2Q15 przestój remontowy kopalni LMG (rok wcześniej w 3Q).

**Wpływ niskich notowań ropy naftowej**

# Segment – Obrót i Magazynowanie (1)

| (m PLN)                             | 2Q2014  | 2Q2015         | Δ%  |
|-------------------------------------|---------|----------------|-----|
| Przychody ze sprzedaży              | 5 357   | <b>6 634</b>   | 24% |
| Koszty operacyjne (bez amortyzacji) | (5 428) | <b>(6 429)</b> | 18% |
| EBITDA                              | (71)    | <b>205</b>     | -   |
| Amortyzacja                         | (38)    | <b>(43)</b>    | 9%  |
| EBIT                                | (109)   | <b>162</b>     | -   |

- Rosnące przychody ze sprzedaży gazu segmentu OiM z 4,8 na 6,2 mld PLN, przy zmienionej strukturze i cenach sprzedaży (obligo giełdowe).
- Udział spółki PST w przychodach ze sprzedaży gazu: 0,5 mld PLN wobec 0,4 mld PLN w 2Q14.
- Udział sprzedaży energii elektrycznej z segmentu w 2Q15 to 0,36 mld PLN.
- Wpływ transakcji zabezpieczających i różnic kursowych w segmencie na -57 mln PLN wobec -107 mln PLN w 2Q14.
- Częściowe odwrócenie odpisu na zapasie gazu w 2Q15 na +25 mln PLN. W wynikach 2Q14 wpływ zawiązania odpisu na zapasie gazu na 141 mln PLN.

Sprzedaż gazu Grupy PGNiG w 2Q2015 wyższa R/R o 1,4 mld m<sup>3</sup>, w całości wynikająca ze sprzedaży na TGE (1,55 mld m<sup>3</sup> w 2Q15)



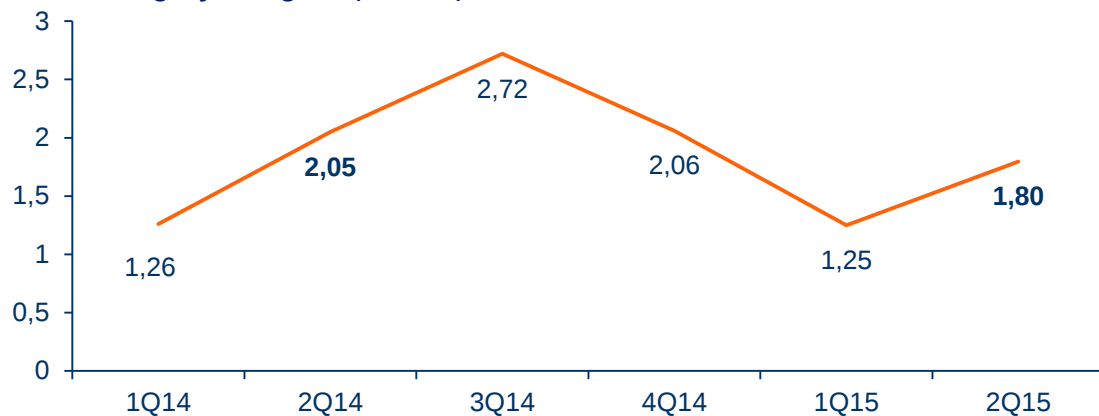
## Marża na sprzedaży gazu E w PGNiG SA i PGNiG Obrót Detaliczny



**Średnia marża na gazie wysokometanowym  
w I półroczu 2015 na poziomie 1%**

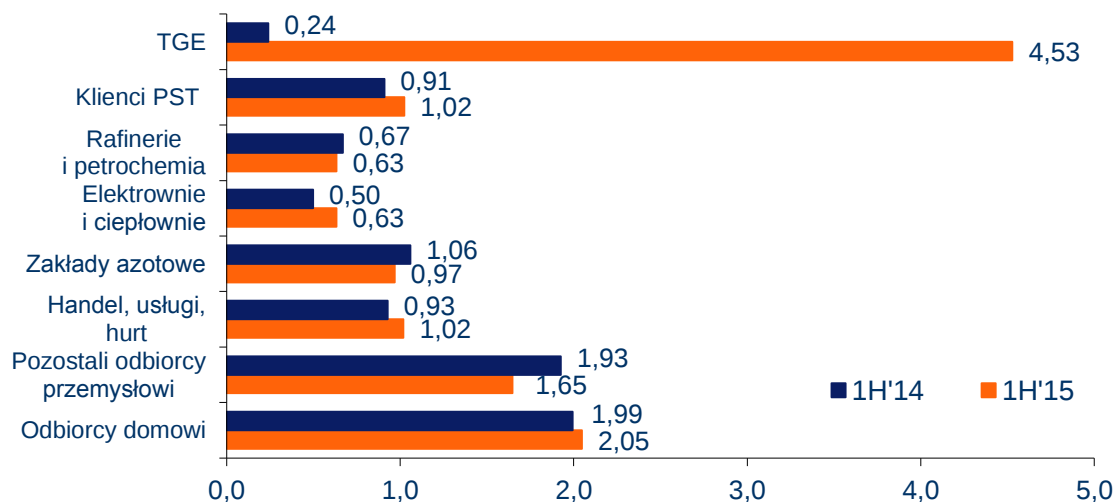
# Segment – Obrót i Magazynowanie (2)

Stan magazynów gazu (mld m<sup>3</sup>)



- W 2Q15 niższe niż w 2014r. zatłaczanie gazu do PMG. W 3Q15 planowane jest zwiększenie poziomu zatłoczenia magazynów. Stan magazynów na koniec lipca br. to 2,2 mld m<sup>3</sup>.
- Import gazu przez PGNiG SA do Polski spadł o 4% do 2,5 mld m<sup>3</sup> w porównaniu do 2Q14 przy zmniejszonym o 0,3 mld m<sup>3</sup> pozyskaniu z kierunku wschodniego i zwiększonym o 0,2 mld m<sup>3</sup> z zachodu i południa.

Grupa PGNiG (PGNiG SA, PGNiG Obrót Detaliczny, PST) – wolumen sprzedaży gazu w grupach odbiorców (mld m<sup>3</sup>)



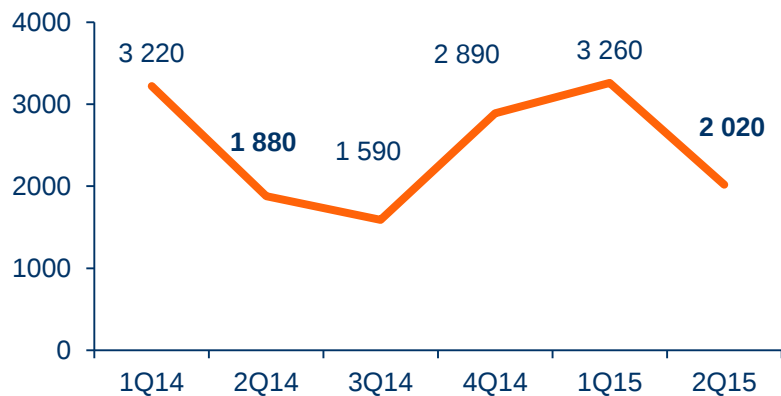
- Wzrost sprzedaży w grupie elektrociepłowni o 0,13 mld m<sup>3</sup> R/R dzięki przywróceniu od maja 2014r. systemu wsparcia dla kogeneracji gazowej oraz spadek o 0,13 mld m<sup>3</sup> pośród zakładów azotowych i rafinerii.
- W sezonie zimowym mniejsza niż latem różnica cen gazu na Towarowej Giełdzie Energii i w taryfie.
- Średnia temperatura w kwartale niższa o 0,3°C R/R; kwiecień zimniejszy o 1,4°C.

# Segment – Dystrybucja

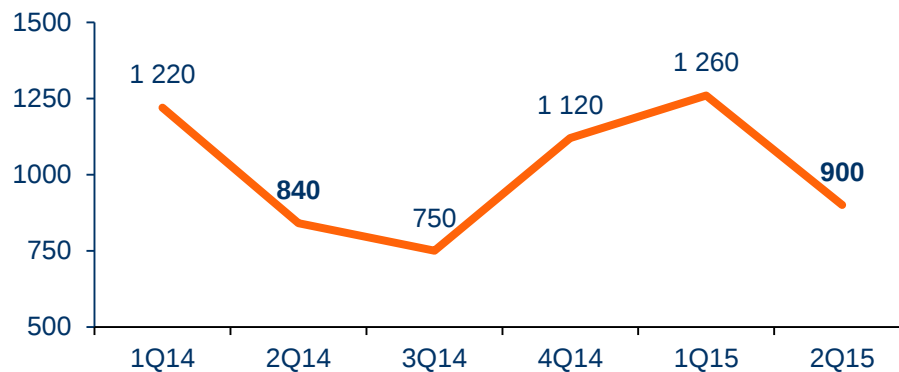
| (m PLN)                             | 2Q2014 | 2Q2015       | Δ%    |
|-------------------------------------|--------|--------------|-------|
| Przychody ze sprzedaży              | 964    | <b>1 078</b> | 12%   |
| Koszty operacyjne (bez amortyzacji) | (476)  | <b>(381)</b> | (20%) |
| EBITDA                              | 488    | <b>697</b>   | 43%   |
| Amortyzacja                         | (215)  | <b>(220)</b> | 2%    |
| EBIT                                | 273    | <b>477</b>   | 74%   |

- Wolumen dystrybuowanych gazów o 7,5% wyższy R/R (śr. temperatura o 0,3°C niższa, kwiecień zimniejszy o 1,4°C), sięgający 2,02 mld m<sup>3</sup>.
- Saldo przychodów i kosztów z tytułu bilansowania systemu na 172 mln PLN w 2Q15 wobec 114 mln PLN rok wcześniej.
- W 2Q15 wypłata świadczeń w ramach Programu Dobrowolnych Odejść i wykorzystanie rezerwy 96 mln PLN na ten cel.
- Rozwiązanie rezerwy na bezumowne korzystanie z gruntów na 39 mln PLN.

Wolumen dystrybuowanych gazów (mln m<sup>3</sup>)



Przychód z usług dystrybucyjnych (mln PLN)

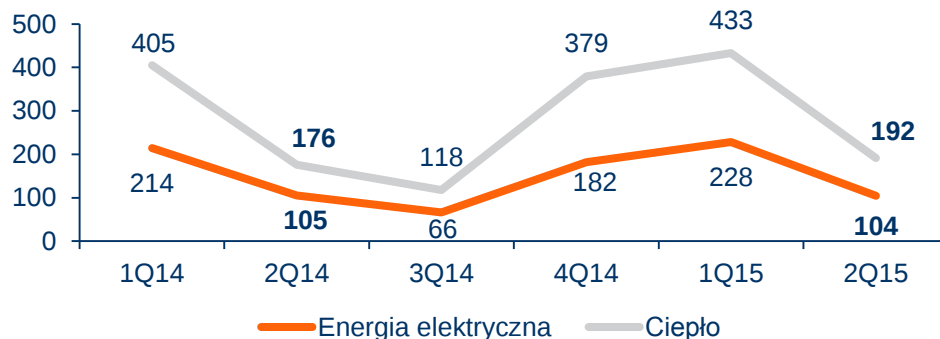


**Dobre wyniki stabilnego segmentu**

# Segment – Wytwarzanie

| (m PLN)                             | 2Q2014 | 2Q2015       | Δ%    |
|-------------------------------------|--------|--------------|-------|
| Przychody ze sprzedaży              | 384    | <b>343</b>   | (10%) |
| Koszty operacyjne (bez amortyzacji) | (312)  | <b>(241)</b> | (22%) |
| EBITDA                              | 72     | <b>102</b>   | 42%   |
| Amortyzacja                         | (73)   | <b>(78)</b>  | 8%    |
| EBIT                                | (1)    | <b>24</b>    | -     |

## Przychody PGNiG Termika ze sprzedaży ciepła i energii elektrycznej (z produkcji, mln PLN)



- Rosnące o 9% przychody ze sprzedaży ciepła: do 0,19 mld PLN przy wolumenie wyższym o blisko 9% i przy wzroście taryfy na ciepło od 01.08.14r.
- Zmniejszenie przychodów ze sprzedaży Ee o 32% do 0,13 mld PLN ze względu na ograniczenie obrotu zakupioną Ee (równoległe z korespondującymi z nimi kosztami). Stabilne przychody z wytworzonej Ee (104 mln PLN w 2Q15).
- Niższy jednostkowy koszt paliw do produkcji ciepła i Ee przy rosnących wolumenach wytwarzania.

Wolumen sprzedaży PGNiG Termika w 2Q15 (z produkcji):

- Sprzedaż ciepła na poziomie 5,8 PJ, czyli o 9% więcej R/R.
- Energia elektryczna: 674 GWh, czyli o 4% więcej R/R.

**Poprawa wyniku dzięki niższym kosztom paliwa oraz wyższym cenom Ee i ciepła**

# Koszty operacyjne – 2Q2015

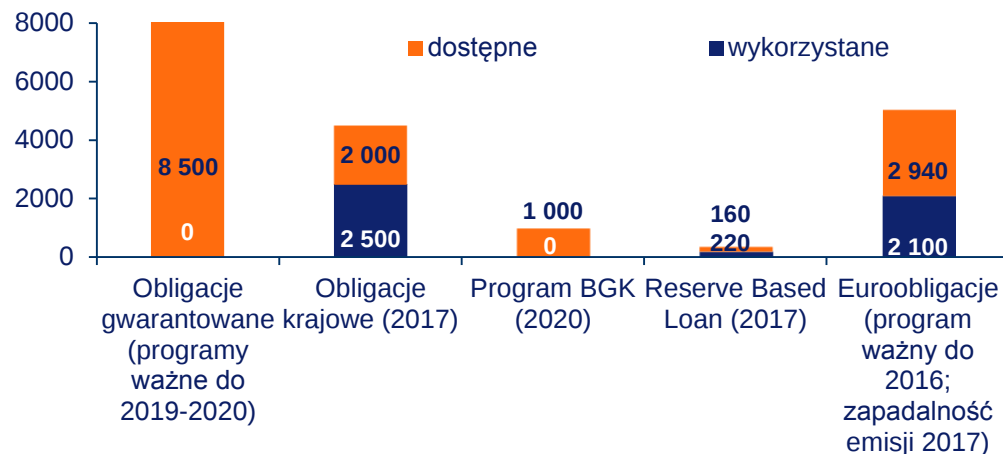
| (m PLN)                                        | 2Q2014  | 2Q2015         | Δ%    |
|------------------------------------------------|---------|----------------|-------|
| Koszt sprzedanego gazu                         | (3 023) | <b>(4 420)</b> | 46%   |
| Energia na cele handlowe                       | (299)   | <b>(218)</b>   | (28%) |
| Zużycie pozostałych surowców i materiałów      | (133)   | <b>(129)</b>   | (3%)  |
| Paliwa do produkcji ciepła i energii           | (119)   | <b>(120)</b>   | 1%    |
| Świadczenia pracownicze                        | (687)   | <b>(583)</b>   | (15%) |
| Usługa przesyłowa                              | (302)   | <b>(277)</b>   | (9%)  |
| Koszt odwiertów negatywnych i sejsmiki         | (161)   | <b>(175)</b>   | 9%    |
| Pozostałe usługi obce                          | (353)   | <b>(302)</b>   | (14%) |
| Pozostałe przychody i koszty operacyjne netto  | (669)   | <b>(229)</b>   | (66%) |
| ▪ zmiana stanu odpisów                         | (490)   | <b>(160)</b>   | (63%) |
| ▪ rezerwa na koszty likwidacji odwiertów       | (19)    | <b>143</b>     |       |
| Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby | 185     | <b>229</b>     | 24%   |
| Koszty operacyjne bez amortyzacji              | (5 560) | <b>(6 225)</b> | 12%   |
| Amortyzacja                                    | (675)   | <b>(723)</b>   | 7%    |
| Koszty operacyjne ogółem                       | (6 235) | <b>(6 948)</b> | 11%   |

- Wzrost wolumenu sprzedaży o 1,5 mld m<sup>3</sup> R/R do 4,8 mld m<sup>3</sup>, przy niższych kosztach jednostkowych zakupu gazu ziemnego.
- Zmniejszenie skali obrotu zakupioną Ee.
- Spadek kosztów w spółkach Grupy w związku z redukcją zatrudnienia o ponad 3,8 tys. osób R/R do 25,9 tys., w tym w spółce PSG (2 tys., w tym 1,3 tys. w ramach PDO w 2015r.), spółkach wiertniczych i geofizycznych (0,9 tys.).
- Wypłata świadczeń w ramach PDO w PSG z wykorzystaniem rezerwy utworzonej na ten cel w 1Q15. i brak rezerwy na nagrody roczne dot. 2014r. do wypłaty w 2015 - negocjacje ze związkami zawodowymi.
- Rozwiązanie rezerwy na nagrody jubileuszowe wynikające ze spadku zatrudnienia i wzrostu stopy dyskonta (55 mln PLN).
- W 2Q15 głównie wpływ zawiązania odpisu na aktywach wydobywczych i poszukiwawczych na 188 mln PLN (2Q14: 325 mln PLN, a także 141 mln odpisu na zapasach gazu).

**Wzrost kosztów operacyjnych ogółem o 0,7 mld PLN,  
przy rosnącym o 1,4 mld PLN koszcie zakupu gazu**

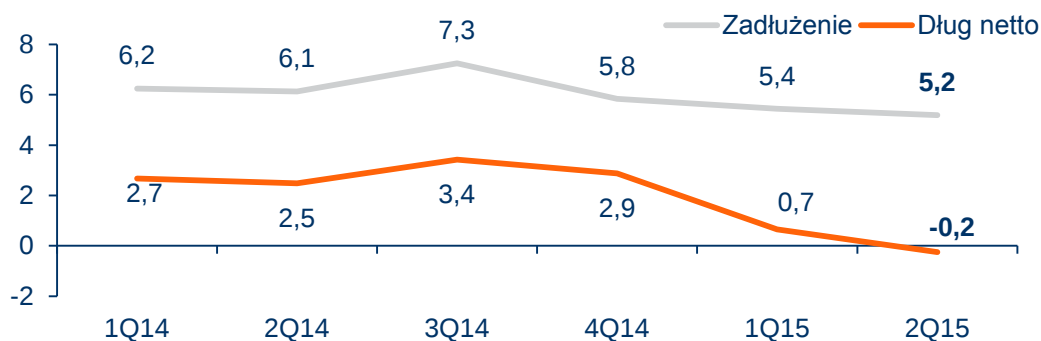
# Zadłużenie i źródła finansowania

## Źródła finansowania na 30.06.2015r. (m PLN)



- Dostępne programy na 14,6 mld PLN, w tym 9,6 mld gwarantowane.
- Akumulacja gotówki dla wypłaty dywidendy (wypłacona 04.08.2015).
- 13.08.2015 PGNiG Upstream International podpisało nową umowę kredytu zabezpieczonego złożami (*reserve based loan*), powiększając jego wartość do 400 mln USD. Tym samym zwiększyła się skala samofinansowania PUI oraz możliwości finansowe Grupy PGNiG. Kredyt ma charakter odnawialny i został udzielony na okres siedmiu lat, z dwupółrocznym okresem karencji.

## Zadłużenie (mld PLN)



**Mocna pozycja finansowa**



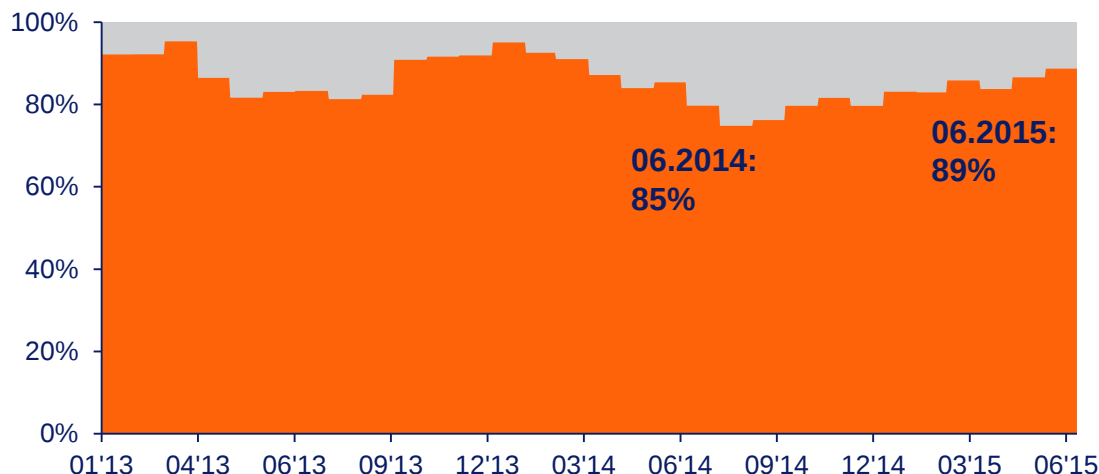
Załączniki



# Zmiany na polskim rynku gazu

| Wolumen sprzedaży gazu (mln m3) | 1H2014 | 1H2015        | Δ%   |
|---------------------------------|--------|---------------|------|
| Grupa PGNiG ogółem              | 8 250  | <b>12 524</b> | 52%  |
| PGNiG SA                        | 7 312  | <b>7 139</b>  | (2%) |
| w tym PGNiG SA poprzez TGE      | 241    | <b>4 406</b>  | x18  |
| PGNiG Obrót Detaliczny          | -      | <b>4 334</b>  |      |

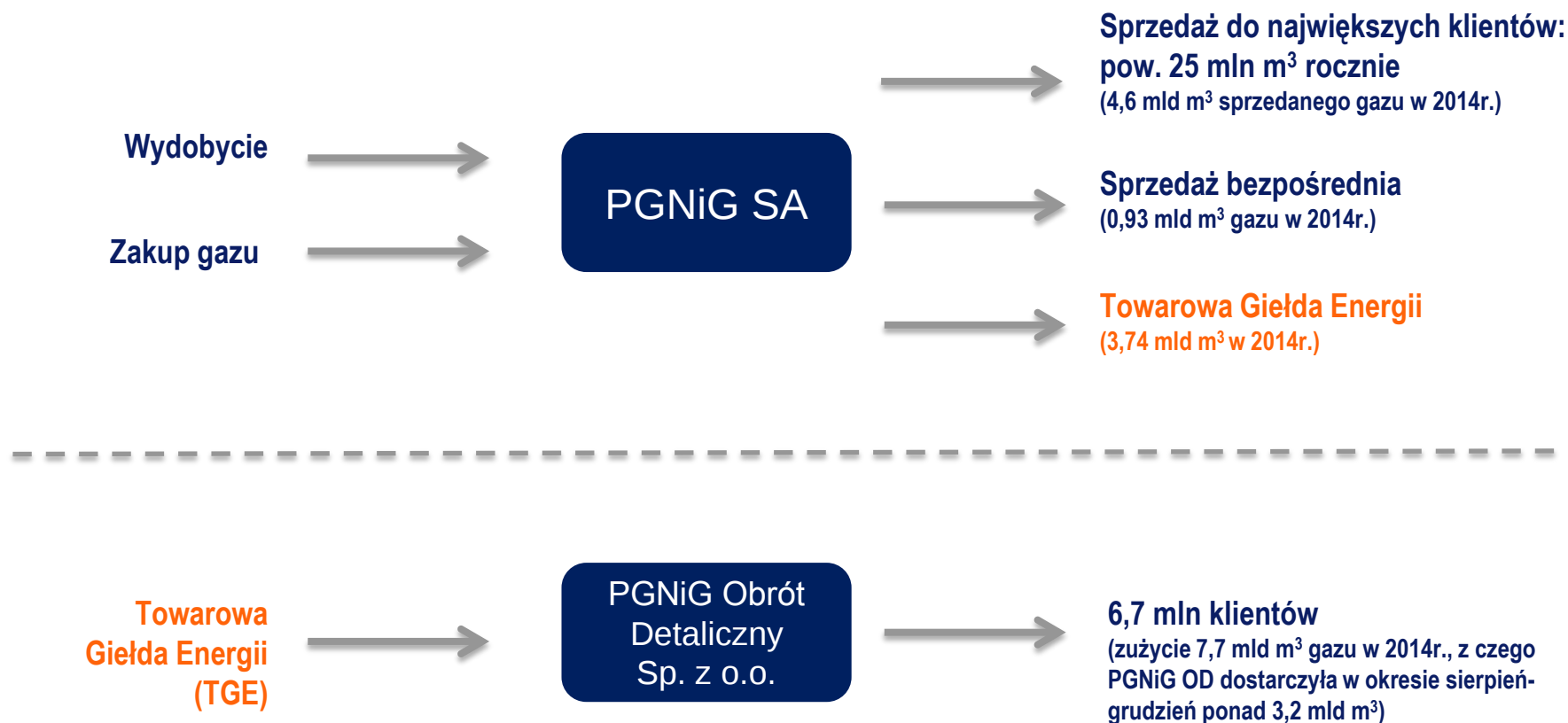
## Udział PGNiG w imporcie gazu do Polski\*



- Od 01.08.2014r. wolumen sprzedaży gazu przez Grupę PGNiG zawiera zarówno sprzedaż giełdową PGNiG SA, jak i sprzedaż PGNiG OD do klientów końcowych i na giełdzie.
- Sprzedaż PGNiG OD uwzględnia również gaz zaazotowany, który został ujęty w tabeli w ekwiwalencie gazu E.
- Koszt zakupu gazu na TGE przez PGNiG OD wyniósł 1,45 mld PLN w 2Q15 i 4,9 mld PLN w całym 1H15. Szacunkowo o takie kwoty można pomniejszyć przychód i koszty Grupy dla uzyskania porównywalności pro-forma z odpowiednimi okresami 2014r.
- Dane na wykresie nie wskazują na udział w polskim rynku gazu. Pochodzą one z publikowanych przez OGP Gaz-System wolumenów gazu przesyłanych przez interkonektory i obrazują udział PGNiG SA w przepływach gazu do Polski.

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

# Obrót i sprzedaż detaliczna gazu po 1 sierpnia 2014r.



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

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

# Wolumeny operacyjne



| WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO GK PGNiG (mln m3)            |              |              |               |              |              |              |              |               |              |              |              |              |
|------------------------------------------------------|--------------|--------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
|                                                      | Q2 2015      | Q1 2015      | FY 2014       | Q4 2014      | Q3 2014      | Q2 2014      | Q1 2014      | FY 2013       | Q4 2013      | Q3 2013      | Q2 2013      | Q1 2013      |
| GAZ WYSOKOMETANOWY (E)                               | 507          | 501          | 1 876         | 440          | 475          | 482          | 479          | 1 890         | 483          | 481          | 484          | 443          |
| w tym w Polsce                                       | 362          | 367          | 1 457         | 368          | 361          | 362          | 367          | 1 550         | 384          | 387          | 387          | 393          |
| w tym w Norwegii                                     | 145          | 134          | 419           | 73           | 114          | 120          | 112          | 340           | 99           | 94           | 96           | 50           |
| GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)             | 602          | 684          | 2 627         | 692          | 582          | 650          | 704          | 2 692         | 737          | 619          | 604          | 733          |
| w tym w Polsce                                       | 589          | 671          | 2 569         | 677          | 567          | 636          | 690          | 2 667         | 722          | 609          | 604          | 733          |
| w tym w Pakistanie                                   | 13           | 13           | 58            | 14           | 15           | 15           | 14           | 25            | 15           | 10           | 0            | 0            |
| <b>RAZEM (przeliczony na E)</b>                      | <b>1 109</b> | <b>1 185</b> | <b>4 503</b>  | <b>1 132</b> | <b>1 057</b> | <b>1 132</b> | <b>1 182</b> | <b>4 582</b>  | <b>1 220</b> | <b>1 100</b> | <b>1 087</b> | <b>1 175</b> |
| Wydobycie razem przeliczone na kboe/d                | 78           | 83           | 80            | 79           | 74           | 80           | 85           | 81            | 85           | 77           | 77           | 84           |
| SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO w GK PGNiG (mln m3)           |              |              |               |              |              |              |              |               |              |              |              |              |
|                                                      | Q2 2015      | Q1 2015      | FY 2014       | Q4 2014      | Q3 2014      | Q2 2014      | Q1 2014      | FY 2013       | Q4 2013      | Q3 2013      | Q2 2013      | Q1 2013      |
| GAZ WYSOKOMETANOWY (E)                               | 4 521        | 7 320        | 17 261        | 6 373        | 3 284        | 3 078        | 4 526        | 15 006        | 4 132        | 2 731        | 2 965        | 5 178        |
| w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG                     | 502          | 522          | 1 760         | 488          | 363          | 444          | 465          | 1 383         | 356          | 306          | 271          | 449          |
| GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)             | 282          | 401          | 1 342         | 424          | 272          | 271          | 375          | 1 202         | 351          | 220          | 245          | 387          |
| <b>RAZEM (przeliczony na E)</b>                      | <b>4 803</b> | <b>7 721</b> | <b>18 602</b> | <b>6 797</b> | <b>3 556</b> | <b>3 349</b> | <b>4 900</b> | <b>16 208</b> | <b>4 483</b> | <b>2 951</b> | <b>3 210</b> | <b>5 564</b> |
| w tym sprzedaż bezpośrednio ze złóż                  | 175          | 212          | 808           | 212          | 177          | 180          | 238          | 749           | 216          | 164          | 153          | 216          |
| IMPORT GAZU ZIEMNEGO przez PGNiG SA (mln m3)         |              |              |               |              |              |              |              |               |              |              |              |              |
|                                                      | Q2 2015      | Q1 2015      | FY 2014       | Q4 2014      | Q3 2014      | Q2 2014      | Q1 2014      | FY 2013       | Q4 2013      | Q3 2013      | Q2 2013      | Q1 2013      |
| Razem                                                | 2 495        | 2 574        | 9 700         | 2 423        | 2 143        | 2 594        | 2 541        | 10 850        | 2 664        | 2 245        | 2 481        | 3 460        |
| w tym: kierunek wschodni                             | 2 219        | 1 833        | 8 097         | 1 751        | 1 805        | 2 515        | 2 026        | 8 734         | 1 793        | 1 885        | 2 272        | 2 784        |
| ROPA NAFTOWA w GK PGNiG (tys. ton)                   |              |              |               |              |              |              |              |               |              |              |              |              |
|                                                      | Q2 2015      | Q1 2015      | FY 2014       | Q4 2014      | Q3 2014      | Q2 2014      | Q1 2014      | FY 2013       | Q4 2013      | Q3 2013      | Q2 2013      | Q1 2013      |
| Wydobycie ropy naftowej i kondensatu                 | 317          | 386          | 1 207         | 271          | 304          | 310          | 322          | 1 099         | 309          | 327          | 233          | 229          |
| w tym w Polsce                                       | 147          | 207          | 789           | 214          | 188          | 184          | 203          | 815           | 215          | 218          | 178          | 204          |
| w tym w Norwegii                                     | 170          | 180          | 418           | 57           | 116          | 126          | 119          | 283           | 94           | 109          | 55           | 25           |
| Wydobycie razem przeliczone na kbb/d                 | 26           | 31           | 24            | 22           | 24           | 25           | 26           | 22            | 25           | 26           | 19           | 19           |
| Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu                  | 372          | 348          | 1 169         | 249          | 262          | 373          | 287          | 1 106         | 401          | 255          | 243          | 207          |
| w tym w Polsce                                       | 148          | 217          | 780           | 213          | 181          | 185          | 201          | 809           | 222          | 213          | 180          | 194          |
| w tym w Norwegii                                     | 224          | 131          | 389           | 36           | 81           | 188          | 85           | 297           | 179          | 42           | 63           | 13           |
| PGNiG TERMIKA                                        |              |              |               |              |              |              |              |               |              |              |              |              |
|                                                      | Q2 2015      | Q1 2015      | FY 2014       | Q4 2014      | Q3 2014      | Q2 2014      | Q1 2014      | FY 2013       | Q4 2013      | Q3 2013      | Q2 2013      | Q1 2013      |
| Produkcja E.c. netto (sprzedaż) (TJ)                 | 5 810        | 15 055       | 36 617        | 12 980       | 2 867        | 5 336        | 15 434       | 40 175        | 12 530       | 3 367        | 5 766        | 18 511       |
| Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) (GWh) | 674          | 1 394        | 3 555         | 1 132        | 386          | 648          | 1 390        | 3 772         | 1 189        | 445          | 613          | 1 526        |