



Dom Maklerski BDM S.A.

PGNiG

RAPORT ANALITYCZNY

Od czasu naszej poprzedniej rekomendacji z września (Sprzedaj, 5,54 PLN), kurs akcji PGNiG stracił ok 22%. Nadal jest to jednak +19% w ujęciu YTD (po uwzględnieniu dywidendy). Wyniki 3Q'15 okazały się gorsze od naszych oczekiwań oraz konsensusu. Słabo wypadł przede wszystkim segment Obrotu i Magazynowania, gdzie spółka musi mierzyć się z liberalizacją rynku. Zarząd podwyższył prognozę skonsolidowanej EBITDA na 2015 rok do 6,3 mld PLN, co implikuje jednak tylko 1,0 mld PLN EBITDA w 4Q'15 (1,4 mld PLN z 4Q'14). Ostateczny wynik będzie w dużej mierze zależał od skali odpisów. Także baza wynikowa w kolejnych 1-2Q'16 będzie wymagająca. Obecnie wciąż podtrzymujemy nasze sceptyczne nastawienie do atrakcyjności inwestycji w akcje PGNiG. Spadek kursu jest już jednak zaawansowany i nasze zalecenie zmieniamy ze Sprzedaj na Redukuj, przy obniżeniu ceny docelowej z 5,54 PLN do 4,70 PLN.

Z czynników ryzyka zwracamy uwagę, że spółka w ostatnich miesiącach była wymieniana w kontekście restrukturyzacji górnictwa i energetyki. Pozycja bilansowa PGNiG jest obecnie bardzo dobra. Inwestorzy powinni brać pod uwagę, że działania polityków nie muszą być zgodne z interesem akcjonariuszy mniejszościowych. Na koniec grudnia 2015 zwołano walne, które ma przeprowadzić zmiany w RN PGNiG. W grudniu oczekiwać należy się także decyzji taryfowych dotyczących obrotu (zakładamy ok. 6% spadek taryfy przemysłowej od stycznia; zwracamy przy tym uwagę, że rola taryf ulega marginalizacji) i dystrybucji (spodziewamy się 1,3-1,4% spadku WACC).

Szukając impulsów do potencjalnej poprawy sentymentu, dostrzegamy w najbliższych miesiącach możliwość pozytywnej reakcji rynku na osiągnięcie porozumienia w sprawie nowej formuły cenowej w kontrakcie z Gazpromem. Mocny bilans i spory udział MSP w akcjonariacie mógłby też skłaniać do wypłaty wyższej niż wynika to ze strategii dywidendy, jeżeli spółka nie będzie aktywna na polu akwizycji.

Przy okazji publikacji wyników zarząd zaktualizował roczną prognozę EBITDA, podnosząc ją z 5,8 mld PLN na 6,3 mld PLN. Po 1-3Q'15 wykonanie wynosi 5,3 mld PLN. Nowa estymacja na 2015 jest niższa niż nasze wcześniejsze szacunki czy konsensus, który kształtował się w czasie 3Q'15 (prognozy w raportach oscylował wtedy w okolicach 7,0+ mld PLN). Zarząd wskazuje, że w wynikach 4Q'15 mogą zostać ujęte odpisy na zapasach gazu czy w segmencie wydobywczym.

W 2016 roku zakładamy wzrost raportowanego wyniku, przy czym uwzględniamy w nim efekt retroaktywny potencjalnego porozumienia z Gazpromem na ok. 1,2 mld PLN (w najbardziej optymistycznym scenariuszu, 100% urynkowanie formuły, szacujemy, że mógłby być on nawet podobny jak w 2012 roku, czyli ponad 2x więcej).

	2013	2014	2015P	2016P*	2017P	2018P
Przychody [mld PLN]	32,0	34,3	36,2	31,7	33,0	33,3
EBITDA [mld PLN]	5,6	6,3	6,4	7,2	5,9	6,1
EBIT [mld PLN]	3,1	3,8	3,7	4,6	3,2	3,3
Zysk netto [mld PLN]	1,9	2,8	2,4	3,3	2,1	2,1
Dług netto [mld PLN]	4,8	2,9	1,0	-0,3	0,0	-0,1
CAPEX [mld PLN]	3,3	3,8	3,7	3,8	4,1	3,6
Dywidenda [mld PLN]	0,8	0,9	1,2	1,4	1,2	1,6
P/BV	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9
P/E	15,8	10,8	12,5	9,3	14,6	14,5
EV/EBITDA	6,3	5,2	4,9	4,2	5,1	5,0
EV/EBIT	11,2	8,7	8,5	6,5	9,5	9,3
DPS	0,13	0,15	0,20	0,24	0,21	0,28

*uwzględnia +1,2 mld PLN efektu retroaktywnego na poziomie EBITDA z tytułu renegocjacji formuły cenowej z Gazpromem

REDUKUJ

(POPPRZEDNIA REKOMENDACJA: SPRZEDAJ)

WYCENA 4,70 PLN

4 GRUDZIEŃ 2015

Wycena DCF [PLN]	4,29
Wycena porównawcza [PLN]	5,64
Wycena końcowa [PLN]	4,70
Potencjał do wzrostu / spadku	-9%
Koszt kapitału	9,0%
Cena rynkowa [PLN]	5,15
Kapitalizacja [mln PLN]	30 385
Ilość akcji [mln. szt.]	5 900
Cena maksymalna za 6 mc [PLN]	6,80
Cena minimalna za 6 mc [PLN]	4,70
Stopa zwrotu za 3 mc	-18,3%
Stopa zwrotu za 6 mc	8,4%
Stopa zwrotu za 9 mc	8,8%
Struktura akcjonariatu:	
Skarb Państwa	72,4%
Pozostali	27,6%

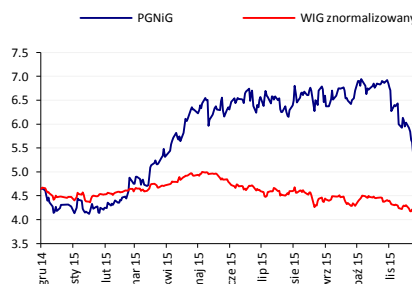
Krzysztof Pado

pado@bdm.com.pl

tel. (0-32) 208-14-32

Dom Maklerski BDM S.A.

ul. 3-go Maja 23, 40-096 Katowice



Publikowanie w prasie lub w Internecie w części lub całości niniejszego opracowania wymaga zgody sporządzających raport.

Informacje, o których mowa w Rozporządzeniu Ministra Finansów z dnia 19 października 2005 roku w sprawie informacji stanowiących rekomendacje dotyczące instrumentów finansowych lub ich emitentów znajdują się na ostatniej stronie Raportu.

SPIS TREŚCI:

WYCENA I PODSUMOWANIE	3
WYCENA DCF	3
WYCENA PORÓWNAWCZA	6
RYNEK GAZU NA ŚWIECIE	7
RYNEK GAZU W POLSCE	9
SKONSOLIDOWANE WYNIKI KWARTALNE	12
POSZUKIWANIE I WYDOBYCIE	14
OBRÓT I MAGAZYNOWANIE	15
DYSTRYBUCJA	17
WYTWARZANIE	18
PORTFEL NABYWANEGO GAZU	19
PROGNOZA WYNIKÓW	21
DANE FINANSOWE	24

WYCENA I PODSUMOWANIE

Wycena spółki PGNiG na dwóch metodach: modelu zdyskontowanych przepływów pieniężnych (DCF) oraz wycenie porównawczej. Przy wycenie końcowej jako wagi przyjęliśmy 70% dla wyceny sporządzonej przy użyciu modelu DCF i 30% dla wyceny porównawczej. Wycena metodą DCF na lata 2015-2024 sugeruje wartość 1 akcji na poziomie 4,29 PLN. Wycena porównawcza, oparta na naszych prognozach wyników na lata 2016 – 2017 dała wartość 1 akcji na poziomie 5,64 PLN. Wycena końcowa 1 akcji spółki wynosi 4,70 PLN.

Podsumowanie wyceny

	Waga	Wycena
Wycena DCF	70%	4,29
Wycena metodą porównawczą	30%	5,64
Wycena 1 akcji PGNiG [PLN]		4,70

Źródło: BDM S.A.

Prognoza podstawowych danych

Podstawowe dane:	2011	2012	2013	2014	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P
Brent [usd/bbl]	111,0	111,9	108,8	99,1	52,8	48,7	54,3	57,7	59,8	61,2	61,2	61,2	61,7	61,7
USD/PLN (średni)	2,96	3,26	3,16	3,15	3,78	3,97	3,91	3,83	3,75	3,71	3,71	3,71	3,71	3,71
EUR/PLN (średni)	4,12	4,19	4,20	4,18	4,18	4,35	4,39	4,39	4,39	4,39	4,39	4,39	4,39	4,39
Taryfa gazowa [PLN/Mwh]														
Klienci przemysłowi	95	114	114	116	102	87	84	82	79	79	78	78	78	78
Klienci detaliczni	99	119	105	119	114	90	90	87	84	84	83	83	83	83
Gaz rynek TGE [PLN/Mwh]														
spot	-	-	117	95	90	80	81	80	76	76	76	76	76	76
1M	-	-	112	96	90	80	81	80	76	76	76	76	76	76
Gaz rynek TTF														
1M [EUR/MWh]	23	25	27	21	20	17	17	17	17	17	16	16	16	16
1M [PLN/MWh]	96	104	112	90	83	75	76	74	73	72	72	72	72	72
Gazprom kontrakt szac.:														
PLN/1000 m3	1 350	1 766	1 486	1 423	1 172	855	866	867	786	786	786	786	786	786
PLN/MWh	127	166	140	134	110	80	81	82	74	74	74	74	74	74
LNG rynek azjatycki [USD/mmbtu]	9,7	9,4	10,4	7,8	6,8	5,5	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7

Źródło: BDM S.A., Bloomberg

WYCENA DCF

Wycenę metodą DCF otrzymaliśmy prognozując w horyzoncie 10-letnim *free cash flows*, a następnie dyskontując je średnim ważonym kosztem kapitału (WACC). Koszt kapitału własnego został oszacowany na podstawie rentowności 10-letnich obligacji skarbowych (4,0%), premii za ryzyko rynkowe oraz współczynnika beta na poziomie 1,0.

Główne założenia modelu:

- Prognose ceny ropy Brent, notowań gazu na rynku TTF oraz kursów walut oparto o krzywą forward. Prognozy ceny gazu rosyjskiego (pochodna ropopochodnych opartych na Brent oraz TTF), katarskiego (pochodna Brent w 100%) oraz notowanego na TGE zależą od wyżej wymienionych czynników. W 2012 roku do formuły cenowej gazu rosyjskiego dodano element europejskich cen giełdowych (na bazie zysku, który pokazał jednorazowo wtedy PGNiG szacujemy go dla potrzeb modelu na ok. 40%). Obecnie trwają negocjacje pomiędzy PGNiG a Gazpromem o zwiększeniu elementu rynkowego w formule. W modelu zakładamy, że jego udział zwiększy się do 66% w 2016 (w 2016 roku ujęty jest efekt retroaktywny zmiany formuły za okres negocjacji na +1,2 mld PLN) i 100% w 2019 roku.
- CAPEX w naszych założeniach jest niższy niż w prognozie zarządu, ponieważ nie uwzględniamy w nim przede wszystkim akwizycji złóż wydobywczych a tym samym wzrostu produkcji węglowodorów na rynkach zagranicznych z obecnego poziomu (opłacalność inwestycji w E&P jest pochodną nie tylko CAPEX-u i EBITDA ale także efektywnej stopy podatkowej). CAPEX w okresie rezydualnym wyrównaliśmy do poziomu amortyzacji.
- W pozostałych aktywach uwzględniamy zgodnie z wyceną bilansową wartość inwestycji w jednostkach zależnych wycenianych metodą praw własności (przede wszystkim Europol Gaz).
- Efektywna stopa podatkowa uwzględnia aktywa norweskie (rozliczenie tarczy podatkowej, a następnie 78% efektywna stawka podatku) oraz wprowadzenie opodatkowania wydobycia węglowodorów w Polsce od 2020 roku.
- Wzrost wolnych przepływów pieniężnych (FCF) po okresie szczegółowej prognozy ustaliliśmy na poziomie 1,0%.
- Do obliczeń przyjęliśmy 5,9 mld akcji. Końcowa wartość w przeliczeniu na jedną akcję jest wyceną na dzień 4 grudnia 2015 roku.

Metoda DCF dała wartość spółki na poziomie 25,3 mld PLN. W przeliczeniu na 1 akcję daje to wartość 4,29 PLN.

Model DCF

	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P
Przychody ze sprzedaży [mld PLN]	36,20	31,68	33,02	33,31	32,52	32,35	32,23	32,26	32,32	32,38
EBIT [mld PLN], w tym:	3,70	4,61	3,18	3,27	3,44	3,34	3,28	3,31	3,34	3,38
Poszukiwanie i Wydobywanie	1,38	1,33	1,52	1,72	1,71	1,65	1,60	1,60	1,61	1,61
Obrót i Magazynowanie	0,61	1,83	0,20	0,09	0,23	0,11	0,07	0,07	0,06	0,06
Dystrybucja	1,41	1,10	1,12	1,13	1,18	1,22	1,25	1,28	1,32	1,35
Wytwarzanie	0,29	0,32	0,32	0,32	0,30	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
Pozostałe/Eliminacje	0,00	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Stopa podatkowa*	15,0%	16,7%	15,0%	22,7%	32,0%	35,2%	34,7%	34,4%	34,2%	34,1%
Podatek od EBIT [mld PLN]	0,56	0,77	0,48	0,74	1,10	1,17	1,14	1,14	1,15	1,15
NOPLAT [mld PLN]	3,15	3,84	2,71	2,53	2,34	2,16	2,14	2,17	2,20	2,23
Amortyzacja [mld PLN]	2,71	2,63	2,74	2,82	2,80	2,73	2,71	2,70	2,70	2,70
CAPEX [mld PLN]	-3,72	-3,82	-4,09	-3,64	-3,07	-3,08	-3,05	-3,01	-2,98	-2,97
Inwestycje w kapitał obrotowy [mld PLN]	1,04	0,55	0,09	0,05	0,08	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
FCF [mld PLN]	3,17	3,21	1,45	1,76	2,14	1,83	1,80	1,86	1,91	1,97
DFCF [mld PLN]	3,15	2,93	1,22	1,37	1,53	1,20	1,09	1,03	0,97	0,92
Suma DFCF [mld PLN]	15,40									
Wartość rezydualna [mld PLN]	28,19									
Zdyskontowana wart. rezydualna [mld PLN]	13,13									
Wartość firmy EV [mld PLN]	28,53									
Dług netto 2014 [mld PLN]	2,88									
Dywidenda 2015 [mld PLN]	1,18									
Inne aktywa [mld PLN]	0,86									
Wartość kapitału [mld PLN]	25,32									
Ilość akcji [mld szt.]	5,90									
Wartość kapitału na akcję [PLN]	4,29									

*efektywna stopa jest różna od księgowej ze względu na rozliczenie aktywa podatkowego w Norwegii (w długim terminie przyjęto stopę 78% dla działalności norweskiej)

Przychody zmiana r/r	5,5%	-12,5%	4,3%	0,9%	-2,4%	-0,5%	-0,4%	0,1%	0,2%	0,2%
EBIT zmiana r/r	-3,7%	24,6%	-31,0%	2,8%	5,2%	-3,1%	-1,8%	1,0%	1,0%	1,2%
FCF zmiana r/r	1,6%	1,0%	-54,8%	21,6%	21,6%	-14,7%	-1,3%	3,2%	2,7%	3,0%
Marża EBITDA	17,7%	22,9%	17,9%	18,3%	19,2%	18,8%	18,6%	18,6%	18,7%	18,8%
Marża EBIT	10,2%	14,6%	9,6%	9,8%	10,6%	10,3%	10,2%	10,3%	10,3%	10,4%
Marża NOPLAT	8,7%	12,1%	8,2%	7,6%	7,2%	6,7%	6,6%	6,7%	6,8%	6,9%
CAPEX / Przychody	10,3%	12,1%	12,4%	10,9%	9,4%	9,5%	9,5%	9,3%	9,2%	9,2%
CAPEX / Amortyzacja	137,4%	145,0%	149,0%	129,1%	109,9%	112,8%	112,7%	111,6%	110,6%	109,7%
Zmiana KO / Przychody	-2,9%	-1,7%	-0,3%	-0,2%	-0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Zmiana KO / Zmiana przychodów	-55,0%	12,1%	-6,5%	-17,4%	9,9%	7,8%	3,2%	0,0%	0,0%	-6,5%

Źródło: BDM S.A.

Kalkulacja WACC

	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P
Stopa wolna od ryzyka	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%
Premia za ryzyko	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Beta	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Premia kredytowa	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%
Koszt kapitału własnego	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%
Udział kapitału własnego	89,5%	90,9%	92,1%	93,3%	94,5%	95,7%	96,9%	97,8%	98,6%	100,0%
Koszt kapitału obcego po opodatkowaniu	4,7%	4,6%	4,7%	4,3%	3,7%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%
Udział kapitału obcego	10,5%	9,1%	7,9%	6,7%	5,5%	4,3%	3,1%	2,2%	1,4%	0,0%
WACC	8,5%	8,6%	8,7%	8,7%	8,7%	8,8%	8,8%	8,9%	8,9%	9,0%

Źródło: BDM S.A.,

Wrażliwość modelu DCF: beta / wzrost lub spadek FCF w okresie rezydualnym

		wzrost / spadek FCF w okresie rezydualnym								
beta		-3,00%	-2,00%	-1,00%	0,00%	1,00%	2,00%	3,00%	4,00%	5,00%
	0,7	4,02	4,24	4,50	4,84	5,28	5,87	6,74	8,09	10,54
	0,8	3,83	4,02	4,25	4,53	4,90	5,39	6,08	7,11	8,83
	0,9	3,65	3,82	4,02	4,26	4,58	4,98	5,54	6,35	7,61
	1,0	3,49	3,64	3,81	4,03	4,29	4,64	5,09	5,73	6,69
	1,1	3,34	3,47	3,63	3,81	4,04	4,33	4,71	5,23	5,98
	1,2	3,21	3,32	3,46	3,62	3,82	4,07	4,39	4,81	5,41
	1,3	3,08	3,18	3,30	3,45	3,62	3,84	4,11	4,46	4,95

Źródło: BDM S.A.

Wrażliwość modelu DCF: premia za ryzyko / wzrost lub spadek FCF w okresie rezydualnym

		wzrost / spadek FCF w okresie rezydualnym								
Premia za ryzyko		-3,00%	-2,00%	-1,00%	0,00%	1,00%	2,00%	3,00%	4,00%	5,00%
	3%	4,24	4,48	4,79	5,19	5,71	6,45	7,56	9,41	13,10
	4%	3,83	4,02	4,25	4,53	4,90	5,39	6,08	7,11	8,83
	5%	3,49	3,64	3,81	4,03	4,29	4,64	5,09	5,73	6,69
	6%	3,21	3,32	3,46	3,62	3,82	4,07	4,39	4,81	5,41
	7%	2,97	3,06	3,16	3,29	3,44	3,63	3,86	4,16	4,56
	8%	2,76	2,83	2,92	3,02	3,13	3,28	3,45	3,67	3,94
	9%	2,57	2,64	2,70	2,79	2,88	2,99	3,12	3,28	3,49

Źródło: BDM S.A.

Wrażliwość modelu DCF: premia za ryzyko / beta

		Beta								
Premia za ryzyko		0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5
	3%	6,72	6,35	6,01	5,71	5,44	5,20	4,97	4,77	4,58
	4%	5,91	5,53	5,20	4,90	4,64	4,40	4,19	4,00	3,82
	5%	5,28	4,90	4,58	4,29	4,04	3,82	3,62	3,44	3,28
	6%	4,77	4,40	4,09	3,82	3,58	3,38	3,19	3,03	2,88
	7%	4,35	4,00	3,70	3,44	3,22	3,03	2,86	2,70	2,57
	8%	4,00	3,66	3,38	3,13	2,93	2,74	2,58	2,44	2,32
	9%	3,70	3,38	3,11	2,88	2,68	2,51	2,36	2,23	2,11

Źródło: BDM S.A.

WYCENA PORÓWNAWCZA

Wyceny porównawczej dokonaliśmy w oparciu o konsensus rynkowy dla prognoz na lata 2016-2017 dla spółek użyteczności publicznej z Europy oraz spółek wydobywczych z sektora ropy i gazu. Analizę oparto na wskaźnikach P/E i EV/EBITDA. Porównując wyniki PGNiG ze wskaźnikami innych spółek otrzymaliśmy wartość spółki na poziomie 33,3 mld PLN mln PLN, co odpowiada 5,64 PLN na jedną akcję. Ze względu na trudność w porównywalności PGNiG do innych spółek (działalność na regulowanym rynku polskim, duża ekspozycja na jednego dostawcę) przyjmujemy udział wyceny porównawczej w końcowej wycenie na poziomie jedynie 30%.

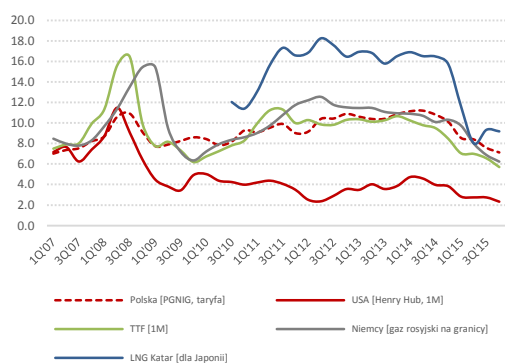
Wycena porównawcza

	P/E			EV/EBITDA		
	2015P	2016P	2017P	2015P	2016P	2017P
Snam	14,5	16,6	16,2	10,8	11,9	11,8
Gas Natural	13,3	12,8	12,0	6,8	6,6	6,2
Enagas	15,8	15,3	15,2	11,4	11,7	11,8
Endesa	17,1	16,3	16,5	7,8	7,8	7,9
E.On	11,2	11,8	11,1	6,6	6,3	6,7
Engie	14,0	12,6	12,3	5,9	5,7	5,6
Transgaz	6,7	7,7	7,6	3,7	4,0	3,3
Hera	19,7	19,9	18,5	7,0	6,9	6,6
Centrica	12,2	12,0	11,1	6,0	5,9	5,5
Duon	14,5	11,0	9,2	8,6	7,2	5,9
Enea	5,7	7,5	7,2	3,9	5,2	5,0
Energa	6,1	7,8	7,6	4,0	4,6	4,6
ENI	44,5	23,6	14,9	4,8	4,1	3,3
BG	22,6	16,7	10,0	7,6	6,1	4,6
Romgaz	7,3	7,3	6,8	3,4	3,3	3,1
Shell	12,7	11,4	8,4	4,7	4,6	4,0
BP	10,1	10,5	7,1	4,1	3,8	3,2
Total	11,8	12,9	10,3	5,8	5,7	4,8
Statoil	20,3	17,2	13,0	3,2	3,3	3,0
Gazprom	2,8	2,8	2,6	2,5	2,7	2,5
Mediana	13,0	12,3	10,7	5,8	5,7	4,9
PGNiG	12,5	9,3	14,6	4,9	4,2	5,1
Premia/dyskonto	-4,1%	-24,9%	36,5%	-15,9%	-26,9%	4,7%
Wycena 1 akcji wg wskaźnika [PLN]	5,4	6,9	3,8	6,15	7,03	4,92
Waga roku	0%	50%	50%	0%	50%	50%
Wycena 1 akcji wg wskaźników [PLN]		5,3			6,0	
Waga wskaźnika		50%			50%	
Wycena końcowa 1 akcji [PLN]	5,64					

Źródło: BDM S.A., Bloomberg

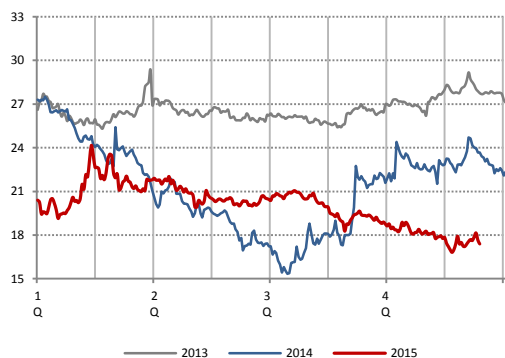
RYNEK GAZU NA ŚWIECIE

Porównanie cen gazu na świecie [USD/mmBtu]



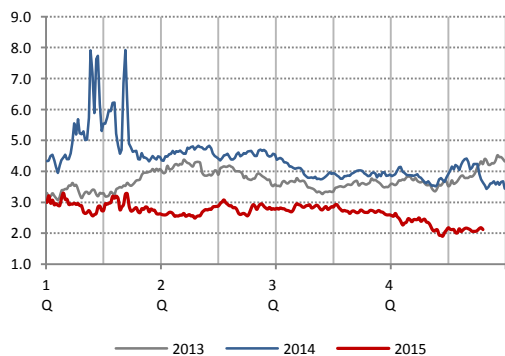
Źródło: BDM S.A., Bloomberg, średnia w kwartale

Cena gazu na giełdzie TTF 1M [EUR/MWh]



Źródło: BDM S.A., Bloomberg

Cena gazu w USA - Henry Hub spot [USD/mmBtu]

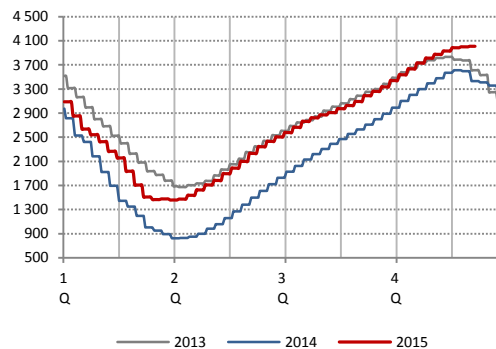


Źródło: BDM S.A., Bloomberg

W 4Q'15 ceny gazu są niższe w ujęciu r/r na wszystkich głównych jego rynkach (podobnie niższe są także ceny innych surowców energetycznych, jak ropa czy węgiel). Ceny gazu spadły nawet w stosunku do tegorocznego okresu letniego, mimo że wzorec sezonowy wskazywać powinien na odwrotną zależność. Zapasy gazu w USA przy starcie sezonu zimowego są najwyższe w ostatnich latach, czemu sprzyjają wysokie temperatury.

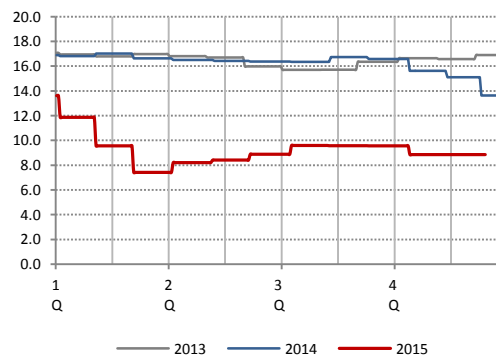
Warto pamiętać, że głównym źródłem importu gazu do Europy jest rosyjski Gazprom, który sprzedaje gaz w kontraktach długoterminowych, głównie wg formuły mieszanej (z tendencją do coraz większego udziału czynnika rynkowego w cenie; udział czynnika ropopochodnego jest generalnie tym większy im większa jest zależność danego kraju od handlu z Gazpromem). Spadki cen gazu rosyjskiego zarysował się dopiero od połowy 2Q'15 – obecnie ceny są o około 1/3 niższe r/r.

Zapasy gazu w USA [mld stóp sześć]



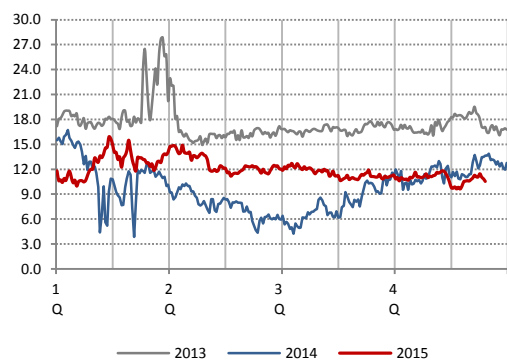
Źródło: BDM S.A., Bloomberg

Cena eksportowa katarskiego LNG do Japonii [USD/mmBtu]



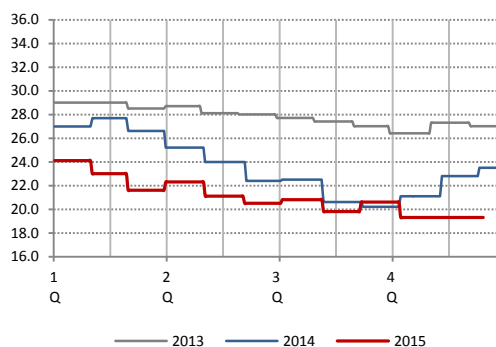
Źródło: BDM S.A., Bloomberg

Spread TTF – Henry Hub spot [EUR/MWh]



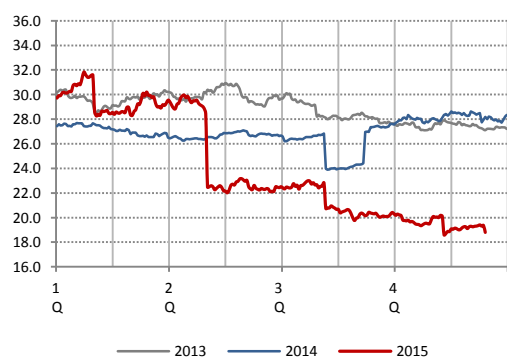
Źródło: BDM S.A., Bloomberg

Cena gazu importowanego do Niemiec* [EUR/MWh]



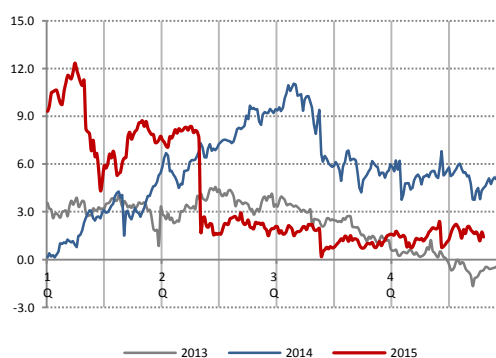
Źródło: BDM S.A., Bloomberg, *średnia dla wszystkich kierunków

Gaz rosyjski na granicy niemieckiej [EUR/MWh]



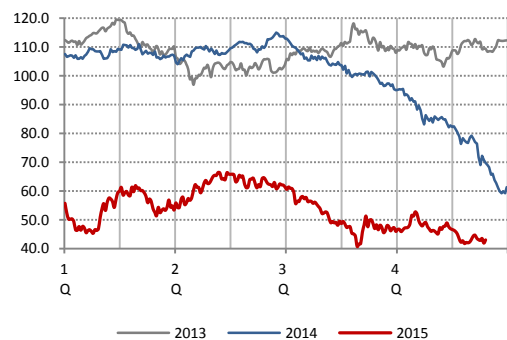
Źródło: BDM S.A., Bloomberg

Gaz rosyjski w Niemczech – TTF 1M [EUR/MWh]



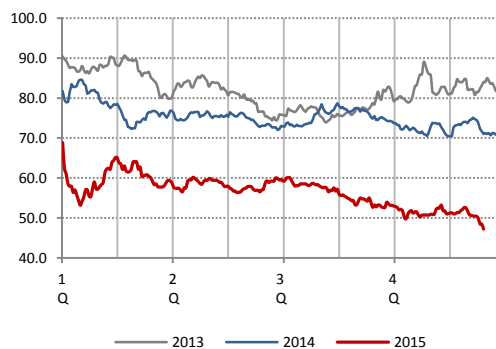
Źródło: BDM S.A., Bloomberg

Cena ropy Brent [USD/bbl]



Źródło: BDM S.A., Bloomberg

Węgiel ARA [USD/t]



Źródło: BDM S.A., Bloomberg

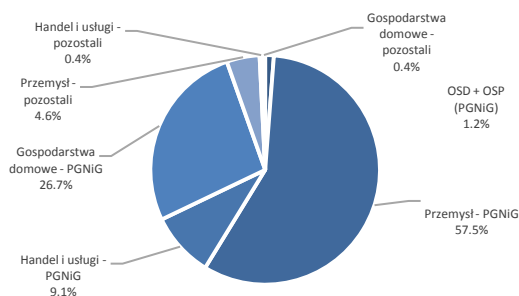
RYNEK GAZU W POLSCE

Obrót i sprzedaż detaliczna gazu po 1 sierpnia 2014 / Model taryfowy w Polsce

Od sierpnia 2014 portfel 6,7 mln klientów detalicznych PGNiG, którzy zużyli w całym 2014 roku 7,7 mld m³ gazu (małe i średnie przedsiębiorstwa plus użytkownicy indywidualni) wyodrębniono do spółki PGNiG Obrót Detaliczny. Odbiorcy zużywający ponad 25 mln m³ gazu pozostali w PGNiG S.A. (w 2014 roku odpowiadali za 4,6 mld m³ wolumenu plus 0,9 mld sprzedano bezpośrednio poza taryfą). Zmiany były podyktowane koniecznością spełnienia obliża giełdowego przez PGNiG (w rzeczywistości PGNiG i tak handluje przede wszystkim sam ze sobą).

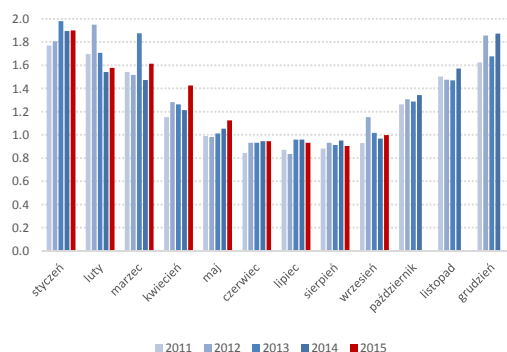
Klienci PGNiG OD i PGNiG S.A. mają odrębnie ustalane taryfy. Zwracamy uwagę, że taryfa w segmencie obrotu opiera się o koszty pozyskania gazu + koszty operacyjne + marża. Dla PGNiG S.A. kosztem pozyskania gazu jest średnia ważona kosztu importu oraz kosztu wydobycia (w rzeczywistości „tani” gaz z krajowego wydobycia subsydiuje „drogi” import). Natomiast dla PGNiG OD kosztem pozyskania gazu jest jego cena na TGE, gdzie przynajmniej obecnie stroną podażową jest przede wszystkim PGNiG S.A.

Struktura odbiorców końcowych na rynku gazu w Polsce w 2014 roku [wg TWh]



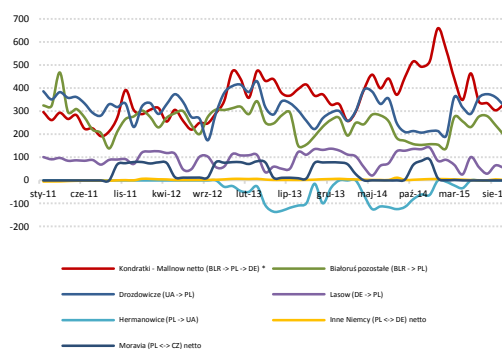
Źródło: BDM S.A., URE, *pozostali – dostawcy alternatywni

Miesięczna konsumpcja gazu w Polsce [mld m³]



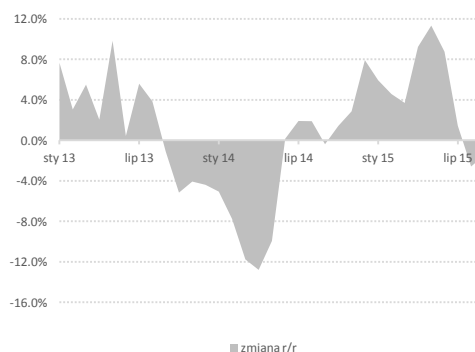
Źródło: BDM S.A., Eurostatat

Przepływy gazu w Polsce [mln m³/m-c]



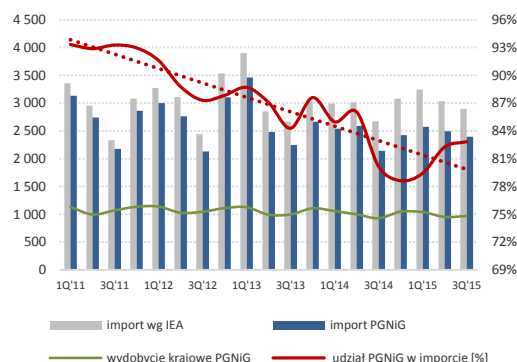
Źródło: BDM S.A., IEA, *Jama

Dynamika r/r konsumpcji gazu w Polsce (średnia 3M)

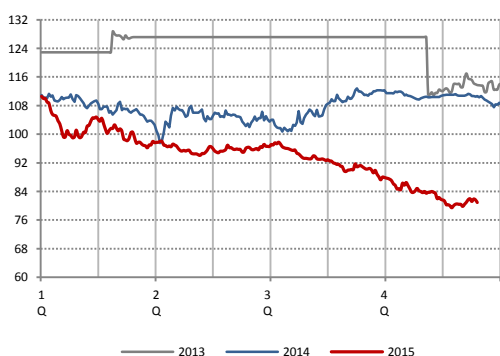


Źródło: BDM S.A., Eurostatat

Import gazu do Polski [mln m3]

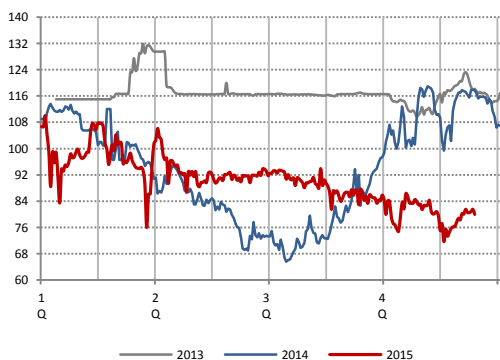
Źródło: BDM S.A., PGNiG, <https://www.iea.org/gtf/index.asp>

Kontrakt 1Y na gaz TGE [PLN/MWh]



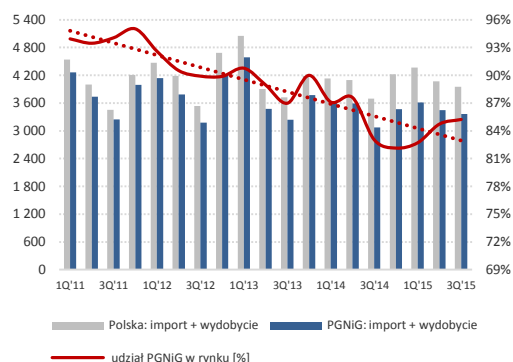
Źródło: BDM S.A., Bloomberg

TGE spot [PLN/MWh]



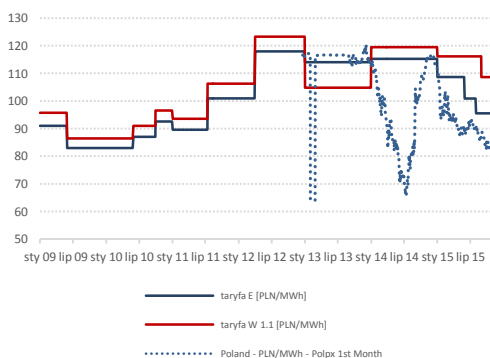
Źródło: BDM S.A., Bloomberg

Import gazu do Polski + wydobywanie [mln m3]

Źródło: BDM S.A., PGNiG, iea.org, Bloomberg, Eurostat (VI'15 – wydobywanie w Polsce – szac.)

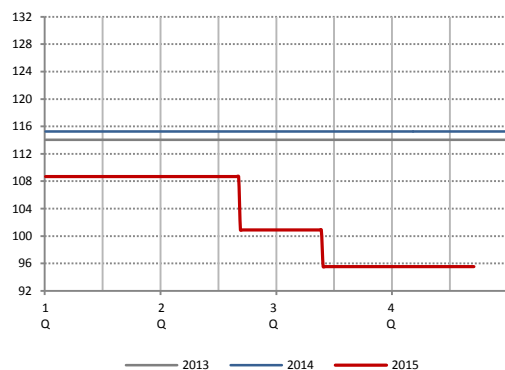
W 4Q'15 ceny gazu na TGE spadają w ślad za rynkiem europejskim. Spread TGE-TTF zarówno na kontraktach miesięcznych jak i rocznych oscyluje w granicach 1-2 EUR/MWh (dla przypomnienia na przełomie 2014/15 było to nawet chwilami 4-5 EUR/MWh). Cena kontraktu rocznego na TGE spadła obecnie w okolice 80 PLN/MWh (przy taryfie E do końca bieżącego roku na poziomie 96 PLN/MWh). Przy szerokiej polityce rabatowej PGNiG notowania TGE w dużej mierze oddają obecnie rzeczywistość dotyczącą cen gazu w Polsce dla odbiorców przemysłowych. Z ostatnich głosów dochodzących z URE wynika, że do zniesienia taryfy hurtowej mogłoby dojść w 1H'16.

Cena gazu rosyjskiego w kontrakcie PGNiG z Gazpromem spadła w 4Q'15 o kolejne kilka % - wg naszych szacunków nadal jest ona jednak wyższa niż gaz na TTF (raportowana cena gazu rosyjskiego na granicy niemieckiej to obecnie około 218 USD/1000 m3 – cenę gazu rosyjskiego dla PGNiG szacujemy na 240-245 USD/1000 m3, przy obecnych cenach ropopochodnych w 1H'16 można spodziewać się dalszego spadku, nawet bez zmian w formule). Taryfa przemysłowa vs taryfa detaliczna vs kontrakt 1M [PLN/MWh]



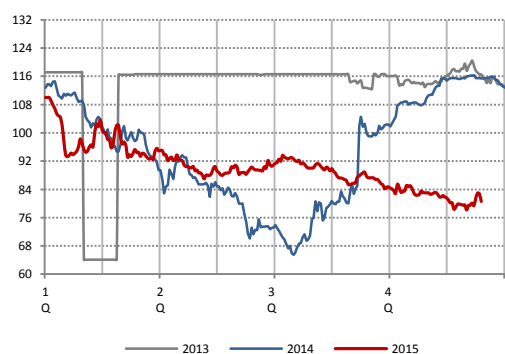
Źródło: BDM S.A., Bloomberg, spółka, URE

Taryfa E [PLN/MWh]



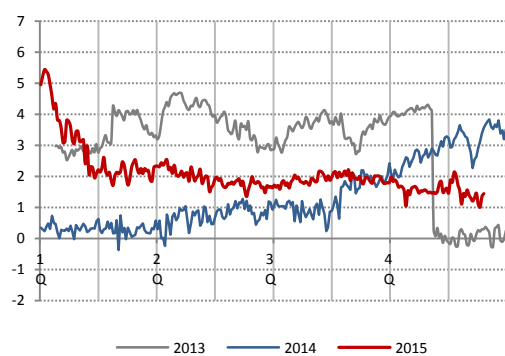
Źródło: BDM S.A., URE

Cena TGE 1M [PLN/MWh]



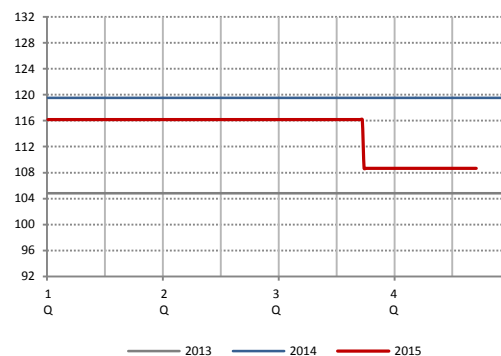
Źródło: BDM S.A., Bloomberg

Spread TGE – TTF 1Y [EUR/MWh]



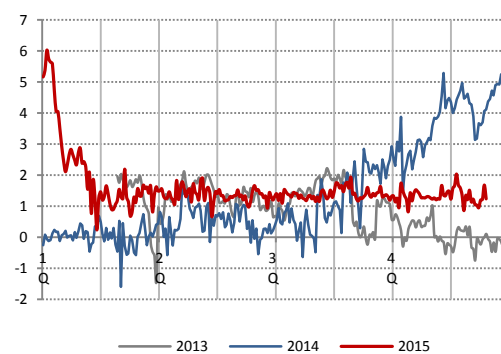
Źródło: BDM S.A., Bloomberg

Taryfa W [PLN/MWh]



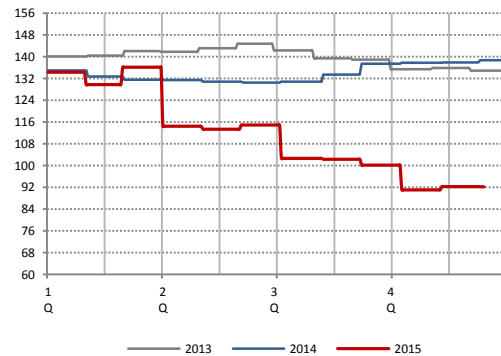
Źródło: BDM S.A., URE

Spread TGE – TTF 1M [EUR/MWh]



Źródło: BDM S.A., Bloomberg

Gazprom koszt szac. [PLN/MWh]



Źródło: BDM S.A., Bloomberg, przy założeniu 40% urynkowania formuły

SKONSOLIDOWANE WYNIKI KWARTALNE

Wybrane dane kwartalne

	2Q'12	3Q'12	4Q'12	1Q'13	2Q'13	3Q'13	4Q'13	1Q'14	2Q'14	3Q'14	4Q'14	1Q'15	2Q'15	3Q'15
USD/PLN	3,32	3,31	3,17	3,15	3,21	3,21	3,07	3,06	3,04	3,15	3,37	3,73	3,70	3,77
EUR/PLN	4,26	4,14	4,11	4,16	4,20	4,25	4,19	4,19	4,17	4,17	4,21	4,19	4,09	4,19
Ropa Brent [USD/bbl]	108,8	109,8	110,5	112,9	102,9	110,0	109,4	107,9	109,8	102,2	76,7	53,9	62,1	50,2
USA [Henry Hub, spot] [EUR/MWh]	6,1	7,9	9,0	9,0	10,5	9,2	9,7	12,8	11,4	10,2	10,2	8,7	8,4	8,4
TTF [Holandia, spot] [EUR/MWh]	24,1	24,7	27,2	26,4	26,4	26,1	27,5	24,6	19,2	18,8	22,9	21,2	20,7	19,8
Polska [TGE, spot] [EUR/MWh]	-	-	-	-	28,2	27,4	27,6	25,0	19,7	19,3	26,5	23,4	22,7	20,9
Polska [TGE, spot] [PLN/MWh]	-	-	-	-	118,2	116,5	115,5	104,6	82,0	80,4	111,5	98,0	92,7	87,7
Polska [TGE, 1M] [PLN/MWh]	-	-	-	100,6	116,6	115,9	115,5	103,0	82,3	84,4	112,9	98,0	90,2	88,6
Gaz wysokometanowy E (Taryfa) [PLN/MWh]	118,0	118,0	118,0	114,1	114,1	114,1	114,1	116,2	116,2	116,2	116,2	108,7	106,1	97,3

Dane operacyjne

Wydobycie gazu [mln m3]	1 026	1 044	1 109	1 175	1 087	1 100	1 220	1 182	1 132	1 057	1 132	1 185	1 109	1 137
Wydobycie ropy [tys t]	96	130	139	229	233	327	309	322	310	304	271	386	317	367
Sprzedaż gazu [mln m3]	2 931	2 531	4 406	5 564	3 210	2 951	4 483	4 882	3 330	3 544	6 797	7 721	4 803	3 936
- w tym przez TGE [mln m3]	0	0	0	6	18	0	38	94	147	925	2 576	2 940	1 588	1 164

Przychody [mln PLN]	5 817	5 300	8 666	10 253	6 523	6 203	9 101	9 535	6 847	6 415	11 608	12 495	7 895	6 305
Poszukiwanie i Wydobywanie	942	1 071	1 207	1 364	1 348	1 545	1 928	1 617	1 809	1 433	1 212	1 217	1 316	1 179
Obrót, magazynowanie	4 864	4 253	7 162	8 579	5 247	4 846	6 987	7 949	5 357	5 300	10 219	11 190	6 634	5 296
Dystrybucja	698	617	1 037	1 420	886	829	1 115	1 252	965	885	1 181	1 316	1 078	1 030
Wytwarzanie	362	240	603	758	370	317	617	651	384	291	617	688	343	239
Pozostałe	135	60	156	89	141	63	131	86	64	85	90	88	73	89
Eliminacje	-1 184	-941	-1 499	-1 958	-1 468	-1 397	-1 677	-2 020	-1 732	-1 579	-1 711	-2 004	-1 549	-1 528

Koszty [mln PLN]	6 139	5 301	6 147	8 809	5 757	5 322	9 007	7 977	6 235	5 521	10 728	10 833	6 948	5 678
Zużycie surowców i materiałów	4 143	3 409	3 548	6 990	3 849	3 539	5 495	5 864	3 574	3 764	8 027	8 837	4 887	3 770
Świadczenia pracownicze	666	650	1 040	671	747	697	1 099	686	687	631	823	698	583	525
Amortyzacja	549	503	562	549	613	591	710	623	675	604	600	664	723	686
Usługi obce	686	698	875	626	653	613	916	585	815	625	818	523	755	583
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	-238	-214	-359	-197	-227	-240	-319	-190	-185	-292	-313	-206	-229	-206
Pozostałe koszty operacyjne netto	333	255	481	170	122	122	1 106	409	669	189	773	317	229	320

EBIT	-322	-1	2 519	1 426	748	881	94	1 558	611	915	759	1 662	947	627
-------------	-------------	-----------	--------------	--------------	------------	------------	-----------	--------------	------------	------------	------------	--------------	------------	------------

EBITDA [mln PLN]	227	502	3 081	1 978	1 361	1 472	804	2 181	1 286	1 519	1 359	2 326	1 670	1 313
Poszukiwanie i Wydobywanie	519	617	213	912	929	1 083	457	1 126	815	994	208	878	664	767
Obrót, magazynowanie	-624	-299	2 163	1	114	63	-9	228	-71	125	482	619	205	-66
Dystrybucja	243	185	540	815	243	305	232	625	488	372	517	521	697	596
Wytwarzanie	87	18	170	257	62	27	156	216	72	21	154	310	102	5
Pozostałe	-20	-6	18	-11	17	-12	-39	-11	-33	8	-12	-1	6	13
Eliminacje	22	-13	-23	4	-4	6	7	-3	15	-1	10	-1	-4	-2

Saldo finansowe	-156	29	-66	-147	-86	-77	-86	-31	-75	-109	-131	-72	14	-96
Inne	87	-1	87	0	-42	6	-8	-7	7	0	129	0	0	-51
Zysk brutto	-391	27	2 540	1 279	620	810	0	1 520	543	806	757	1 590	961	480
Zysk netto	-284	79	2 115	1 073	352	654	-161	1 181	338	616	688	1 243	621	291

Źródło: BDM S.A., spółka

Wyniki skonsolidowane za 3Q'15

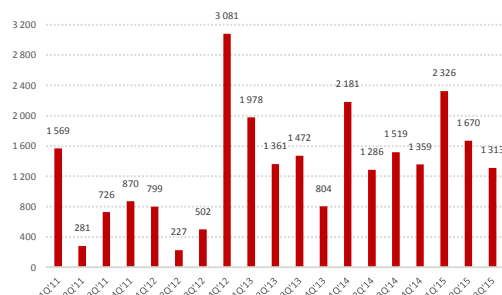
	3Q'14	3Q'15	zmiana r/r	3Q'15P BDM	odchyl	3Q'15P kons.	odchyl.	1-3Q'14	1-3Q'15	zmiana r/r
Przychody ze sprzedaży	6 436	6 305	-2,0%	6 733	-6,4%	6 800	-7,3%	22 817	26 695	17,0%
EBITDA	1 519	1 313	-13,6%	1 542	-14,9%	1 416	-7,2%	4 986	5 309	6,5%
Poszukiwanie i Wydobywanie	994	767	-22,8%	741	3,5%	-	-	2 935	2 309	-21,3%
Obrót/Magazynowanie	125	-66	-	322	-	-	-	282	758	168,8%
Dystrybucja	372	596	60,2%	430	38,6%	-	-	1 485	1 814	22,2%
Wytwarzanie	21	5	-76,2%	43	-88,4%	-	-	309	417	35,0%
Pozostałe/eliminacje	7	11	-	6	-	-	-	-25	11	-
EBIT	915	627	-31,5%	912	-31,3%	720	-13,0%	3 084	3 236	4,9%
Zysk (strata) brutto	806	480	-40,4%	872	-45,0%	-	-	2 869	3 031	5,6%
Zysk (strata) netto	616	291	-52,8%	663	-56,1%	513	-43,2%	2 135	2 155	0,9%

Marża EBITDA	23,6%	20,8%		22,9%		20,8%		21,9%	19,9%	
Marża EBIT	14,2%	9,9%		13,5%		10,6%		13,5%	12,1%	
Marża zysku netto	9,6%	4,6%		9,8%		7,5%		9,4%	8,1%	

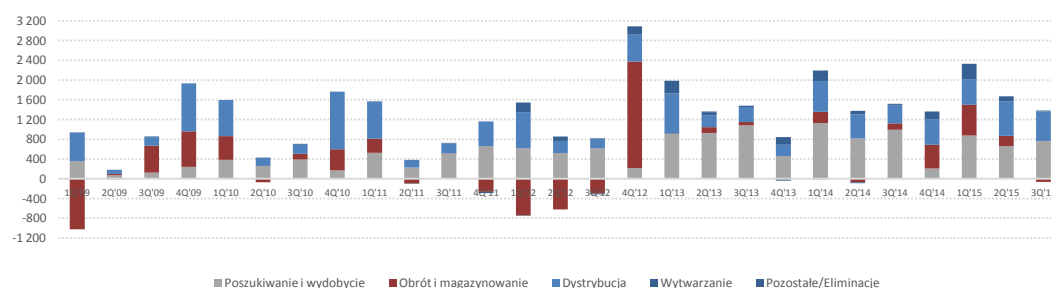
Źródło: BDM S.A., spółka

Wyniki za 3Q'15 wypadły wyraźnie poniżej naszych szacunków (które były powyżej mediany) oraz konsensusu. Zaważył na tym głównie wynik segmentu obrotu i magazynowania. Wyniki w poszczególnych segmentach zostały opisane w kolejnych rozdziałach, tu opisujemy jedynie skrót. Spółka pokazała bardzo dobry wynik w segmencie dystrybucji (efekt korzystnej taryfy, cięcia kosztów, sporego dodatniego wyniku na niezbilansowaniu systemu) na poziomie blisko 0,6 mld PLN. W upstreamie, wynik był lepszy w ujęciu q/q ale wyraźnie słabszy r/r (spadek cen ropy). Na minus wypadł obszar obrotu i magazynowania (konkurencja wymuszająca sprzedaż gaz poniżej cen taryfowych). Symboliczny wynik EBITDA odnotował segment wytwarzania (spadek wolumenów produkcji). Na poziomie netto spółka miała niespełna 0,3 mld PLN zysku (konsensu >0,5 mld PLN). Dość wysoka była efektywna stopa podatku (39%), co związane jest m.in. z aktywami norweskimi (spółka księguje podatek ale gotówkowo go nie płaci ze względu na tarczę podatkową). Cash flow operacyjny wypadł dość słabo (+0,3 mld PLN – wzrost należności i zapasów q/q). Spółka ma 1,6 mld PLN długu netto (na 3Q'15 przypadała wypłata dywidendy - 1,2 mld PLN).

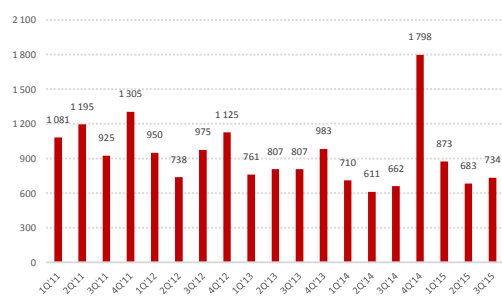
EBITDA [mln PLN]



Źródło: BDM S.A., spółka
EBITDA wg segmentów [mln PLN]

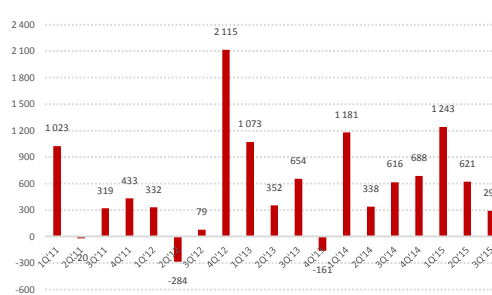


Źródło: BDM S.A., spółka
CAPEX [mln PLN]



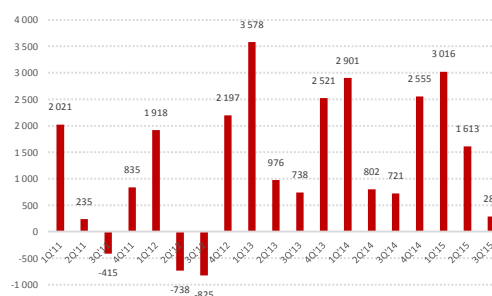
Źródło: BDM S.A., spółka

Zysk netto [mln PLN]



Źródło: BDM S.A., spółka

Cash flow operacyjny [mln PLN]



Źródło: BDM S.A., spółka

POSZUKIWANIE I WYDOBYCIE

Poszukiwanie i wydobywanie: wyniki segmentu [mln PLN]

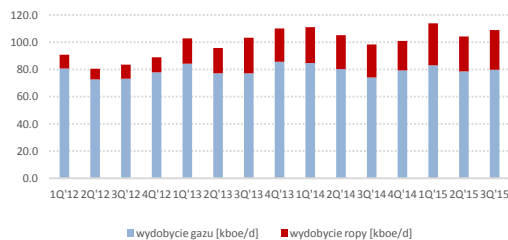
	2Q'14	3Q'14	4Q'14	1Q'15	2Q'15	3Q'15	2013	2014
Przychody	1 809	1 433	1 212	1 217	1 316	1 179	6 185	6 071
- w tym wewn. PGNiG	469	431	352	406	423	446	1 605	1 725
Zużycie surowców i materiałów	76	105	106	67	79	65	394	369
Świadczenia pracownicze	232	211	275	205	205	212	1 128	975
Usługi obce	374	223	335	182	412	216	942	1 139
Inne	312	-100	288	-115	-44	-81	340	445
EBITDA	815	994	208	878	664	767	3 381	3 143
Amortyzacja	344	277	235	317	378	342	1 050	1 137
CAPEX	262	333	1 226	397	380	339	1 804	2 063
Wydobywanie gazu [mln m3]	1 132	1 057	1 132	1 185	1 109	1 137	4 582	4 503
Wydobywanie ropy [tys ton]	310	304	271	386	317	367	1 099	1 207
- udział ropy [jako boe]	23,7%	24,7%	21,4%	27,0%	24,5%	26,8%	21,4%	23,4%
Przychody/boe [USD]	62	50	39	32	38	31	52	51
Koszty/boe [USD]*	34	15	32	9	19	11	24	25

Źródło: BDM S.A., spółka, *bez amortyzacji

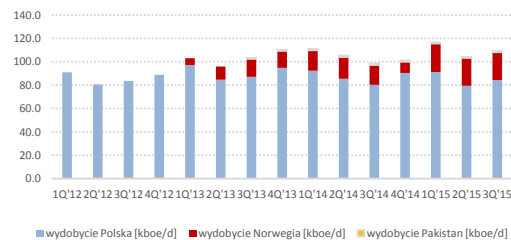
3Q'15:

- Wydobywanie w 3Q'15 na poziomach wyższych r/r - brak przestoju kopalni LMG a także konsolidacja aktywów Totala.
- W 3Q'15 segment odnotował wyraźnie niższe r/r przychody, co związane jest głównie ze spadkiem ceny ropy (przychody ze sprzedaży ropy -0,1 mld PLN r/r) oraz spadkiem przychodów segmentu z usług geofizycznych i wiertniczych o ponad 0,1 mld PLN.
- EBITDA spadła z 994 mln PLN do 767 mln PLN.
- Wpływ zdarzeń jednorazowych (odpisy itp.) w 3Q'15 był marginalny
- Porównywalny r/r CAPEX.

Wydobywanie gazu/ropy

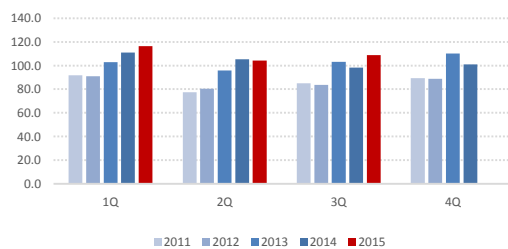


Wydobywanie wg krajów



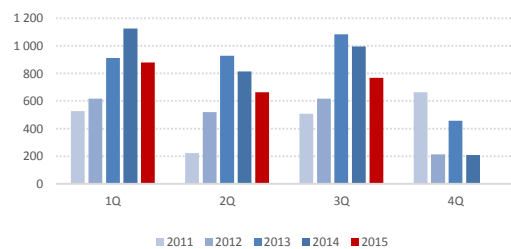
Źródło: BDM S.A., spółka

Wydobywanie: wolumen [tys boe/d]



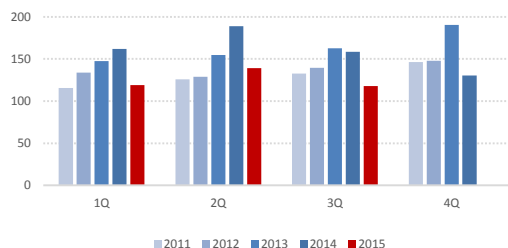
Źródło: BDM S.A., spółka

Wydobywanie: EBITDA [mln PLN]



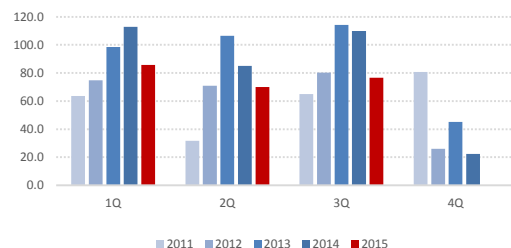
Źródło: BDM S.A., spółka

Wydobywanie: przychód/boe [PLN]



Źródło: BDM S.A., spółka

Wydobywanie: EBITDA/boe [PLN]



Źródło: BDM S.A., spółka

Źródło: BDM S.A., spółka

OBRÓT I MAGAZYNOWANIE

Obrót i magazynowanie: wyniki segmentu [mln PLN]

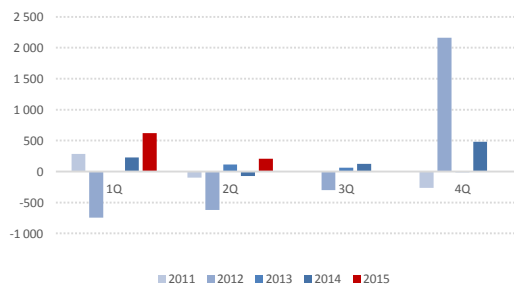
	2Q'14	3Q'14	4Q'14	1Q'15	2Q'15	3Q'15	2013	2014
Przychody*	5 357	5 300	10 219	11 190	6 634	5 296	25 659	28 825
- w tym wewn. PGNiG	111	133	139	119	45	55	318	458
Zużycie surowców i materiałów	4 125	4 172	8 071	8 996	5 309	4 292	20 093	22 379
Świadczenia pracownicze	106	109	162	98	117	81	497	484
Usługi obce	1 010	925	1 305	1 387	962	847	4 825	4 638
Inne	187	-31	199	90	41	142	74	560
EBITDA	-71	125	482	619	205	-66	169	764
EBITDA **	152	181	477	611	198	10	431	1 031
Amortyzacja	38	39	65	40	43	43	177	181
CAPEX	47	36	120	53	29	38	294	269
Marża na sprzedaży gazu E	-3%	-1%	2%	4%	-3%	-3%	2%	1%
Sprzedaż gazu w GK [mln m3]	3 330	3 544	6 797	7 721	4 803	3 936	16 208	18 602
- PGNiG S.A.	2 891	2 368	3 907	4 342	2 797	2 191	6 763	13 587
- w tym na TGE	147	925	2 576	2 855	1 551	1 119	66	3 742
- PGNiG OD	0	813	2 388	2 793	1 541	1 094	0	3 201
Import gazu [mln m3]	2 594	2 143	2 423	2 574	2 495	2 398	10 850	9 700
- w tym ze wschodu [mln m3]	2 515	1 805	1 751	1 833	2 219	2 329	2 329	2 183
Stan magazynów [mln m3]	2 051	2 724	2 060	1 253	1 796	2 770	2 092	2 060
Brent 9M avg -1Q [PLN/bbl]	331	343	359	359	287	242	346	341
Taryfa E [PLN/MWh]	116	116	116	109	106	97	114	116
Taryfa detal [PLN/MWh]	119	119	119	116	116	114	105	119
TGE spot [PLN/MWh]	82	80	111	98	93	88	117	95
TTF 1M [PLN/MWh]	80	79	97	89	85	83	112	90

Źródło: BDM S.A., spółka, *od 3Q'14 konsolidacja PGNiG OD (przychody nie podlegają wyłączeniom), **oczyszcz. o hedging, różnice kursowe i aktualizację

3Q'15:

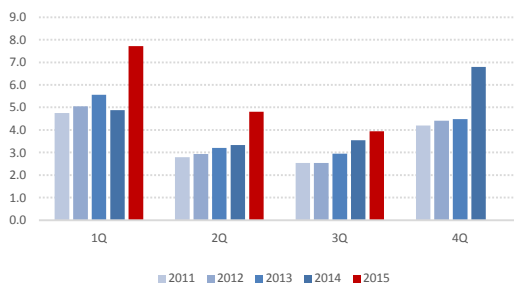
- Przychody porównywalne r/r (mimo niepełnej konsolidacji PGNiG OD w 3Q'14). Wolumen sprzedaży +0,4 mld m3 r/r (w tym TGE +0,2 mld m3).
- Wolumeny wg głównych grup odbiorców r/r: rafinerie +2%, energetyka +3%, zakłady azotowe +24%, pozostały przemysł -25%, detal +11%, PST +78%. Średnia temperatura w Q wyższa o 1,6 stop C. Niższa r/r różnica pomiędzy ceną realną a TGE (dd maja program rabatowy - powiązanie cen z TGE).
- Wzrost importu gazu o 12% r/r, przy zwiększeniu wolumenu z Gazpromu i spadku z Europy Zachodniej. Minimalnie wyższy r/r stan magazynów na koniec okresu.
- EBITDA wyniosła -66 mln PLN (vs +125 mln PLN rok wcześniej). Wpływ zdarzeń jednorazowych (odpisy, hedging) porównywalny r/r: -76 mln PLN vs -56 mln PLN – po oczyszczeniu wynik EBITDA 3Q'15: +10 mln PLN vs 3Q'14: +181 mln PLN.
- Marża na sprzedaży gazu E wg kalkulacji spółki: -3% (podobnie jak 2Q'15).

Obrót i magazynowanie: EBITDA [mln PLN]



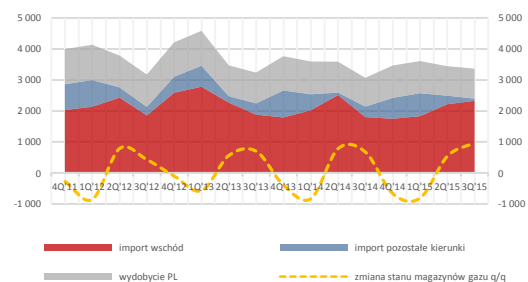
Źródło: BDM S.A., spółka

Wolumen sprzedaży gazu [mld m3]*



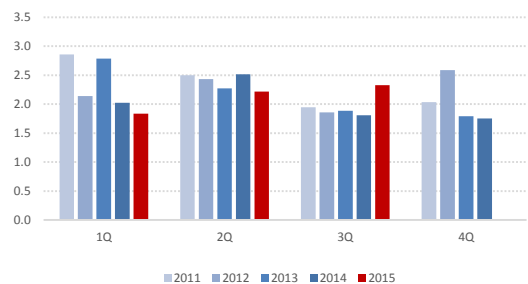
Źródło: BDM S.A., spółka, *łącznie z wolumenem PGNiG OD

Struktura źródeł pozyskania gazu



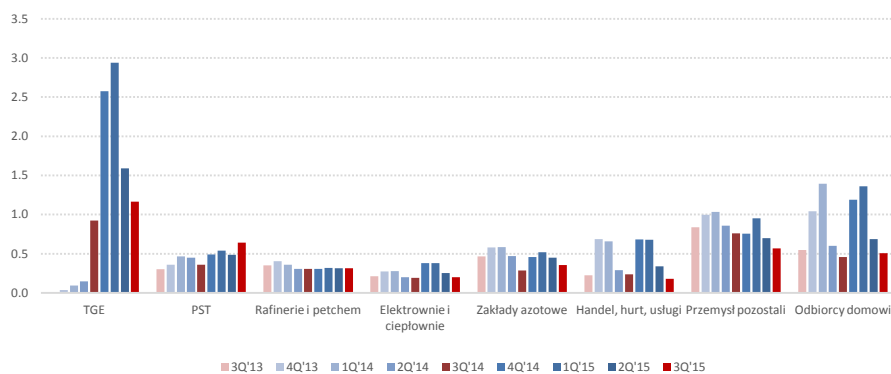
Źródło: BDM S.A., spółka

Wolumen importu gazu z kierunku wschodniego [mld m3]



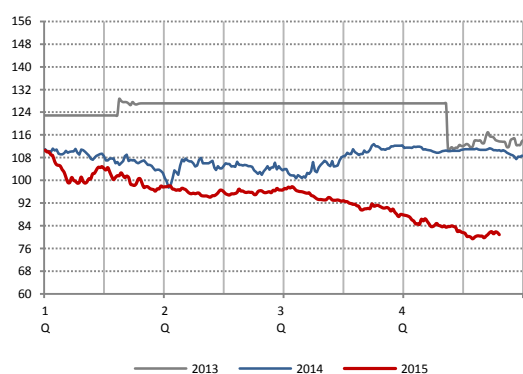
Źródło: BDM S.A., spółka

PGNiG: struktura odbiorców gazu [mld m3]



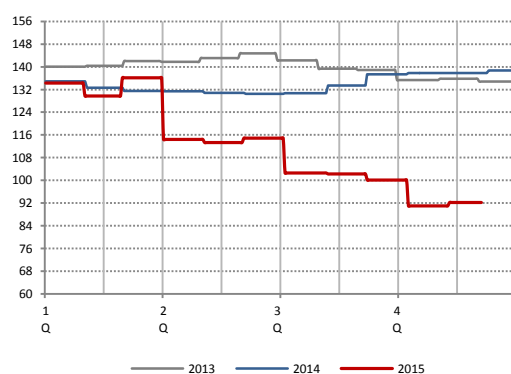
Źródło: BDM S.A., spółka

TGE 1Y [PLN/MWh]



Źródło: BDM S.A., Bloomberg

Gazprom koszt szac. [PLN/MWh]



Źródło: BDM S.A., Bloomberg

DYSTRYBUCJA

Dystrybucja: wyniki segmentu [mln PLN]

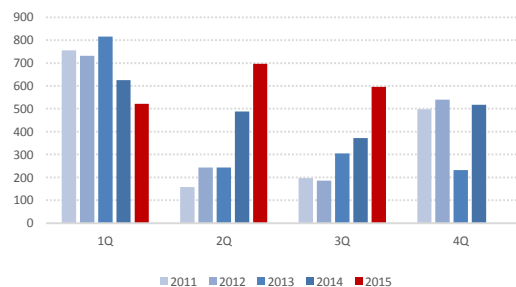
	2Q'14	3Q'14	4Q'14	1Q'15	2Q'15	3Q'15	2013	2014
Przychody	965	885	1 181	1 316	1 078	1 030	4 250	4 283
- w tym wewn. PGNiG	921	802	1 063	1 225	909	886	4 085	4 003
Zużycie surowców i materiałów	-17	19	152	179	-35	17	279	282
Świadczenia pracownicze	273	249	316	342	210	179	1 319	1 090
Usługi obce	220	175	209	155	193	179	876	768
Inne	1	70	-13	119	13	59	180	141
EBITDA	488	372	517	521	697	596	1 596	2 002
Amortyzacja	215	216	217	219	220	223	857	864
CAPEX	220	218	285	367	228	258	1 068	1 091
Wynik na niezbilansowaniu systemu	114	58	-118	-154	172	172	-172	-49
Wolumen [mln m ³]	1 882	1 588	2 894	3 256	2 024	1 680	10 128	9 586
zmiana r/r		-9%	11%	1%	8%	6%	2%	-5%
Przychody z dystrybucji	840	750	1 120	1 260	900	800	4 070	3 930
Oplata przyłączeniowa	24	30	37	23	26	29	110	112
Inne przychody	101	105	24	33	152	201	70	241

Źródło: BDM S.A., spółka

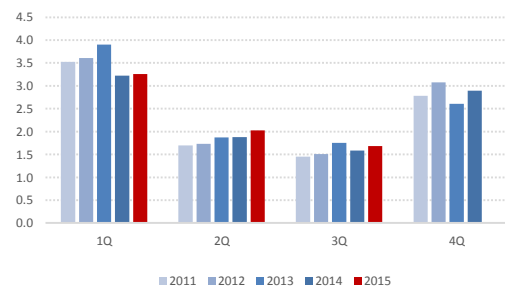
3Q'15:

- Przyrost przychodów - wzrost wolumenu i wyższa stawka jednostkowa.
- Przełożyło się to na wzrost EBITDA (+224 mln PLN r/r), która została także wsparta m.in. przez lepszy wynik na niezbilansowaniu systemu (w tym +114 mln PLN r/r) oraz spadek kosztów pracy (-39 mln PLN r/r).
- CAPEX nieco wyższy r/r.
- W 4Q'15 wynik na niezbilansowaniu powinien być sezonowo ujemny.

Dystrybucja: EBITDA [mln PLN]

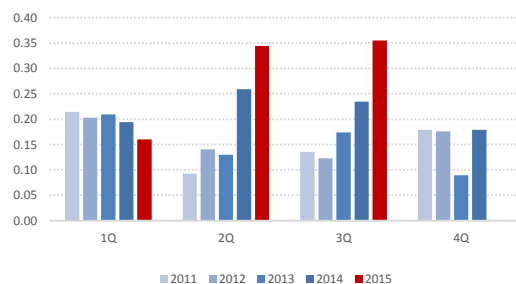


Wolumen dystrybucji gazu [mld m³]



Źródło: BDM S.A., spółka

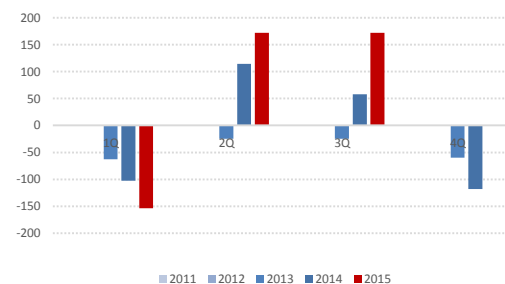
Dystrybucja: EBITDA/wolumen [PLN/m³]



Źródło: BDM S.A., spółka

Źródło: BDM S.A., spółka,

Wynik na niezbilansowaniu systemu [mln PLN]



Źródło: BDM S.A., spółka,

WYTWARZANIE

Wytwarzanie: wyniki segmentu [mln PLN]

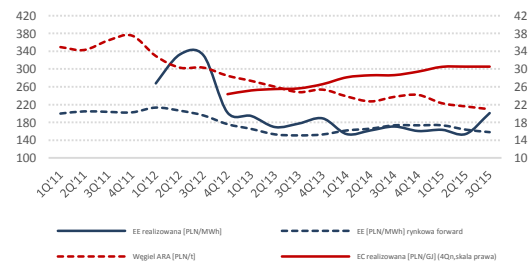
	2Q'14	3Q'14	4Q'14	1Q'15	2Q'15	3Q'15	2013	2014
Przychody	384	291	617	688	343	239	2 063	1 943
- w tym wewn. PGNiG	198	156	211	231	131	103	405	794
Zużycie surowców i materiałów	219	182	305	294	162	129	1 156	1 059
Świadczenia pracownicze	43	34	45	32	32	32	133	157
Usługi obce	33	39	53	22	27	48	160	149
Inne	17	15	60	30	20	25	111	115
EBITDA	72	21	154	310	102	5	503	463
Amortyzacja	73	68	78	83	78	74	359	301
CAPEX	67	58	121	103	34	93	172	285
Przychody								
Ciepło	176	118	379	433	192	113	1 069	1 078
Energia elektryczna	105	66	182	228	104	66	705	567
Handel	103	107	56	27	47	60	288	298
Produkcja								
Ciepło [TJ]	5 336	2 867	12 980	15 055	5 810	2 701	40 175	36 617
Energii elektr. [GWh]	648	386	1 132	1 394	674	328	3 772	3 555
Ceny								
EC uzyskana [PLN/GJ]	33,0	41,2	29,2	28,8	33,0	41,8	26,6	29,4
EE uzyskana [PLN/MWh]	162,1	170,9	160,8	163,5	154,2	201,2	186,9	159,5
EE [PLN/MWh] 1stY forward	165,8	173,3	173,3	173,3	163,5	157,9	155,3	168,5

Źródło: BDM S.A., spółka

3Q'15:

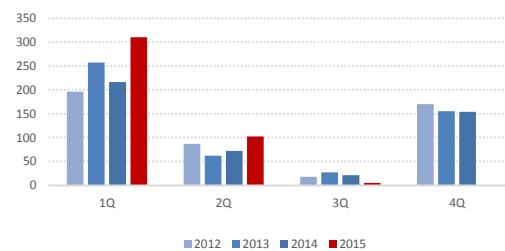
- Spadek przychodów r/r efektem niższego handlu energią.
- Lekki spadek EBITDA r/r pochodną m.in. niższych wolumenów produkcji własnej.
- CAPEX wyraźnie wyższy r/r.

Ceny produktów i węgla



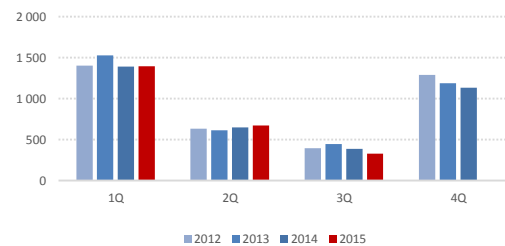
Źródło: BDM S.A., Bloomberg

Wytwarzanie: EBITDA



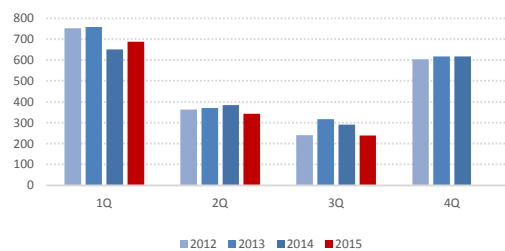
Źródło: BDM S.A., spółka

Produkcja energii elektrycznej [GWh]



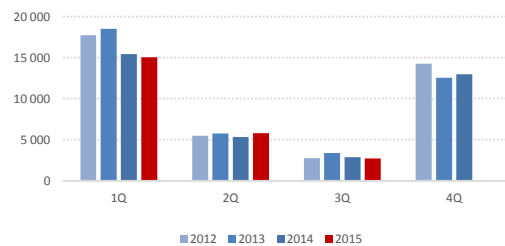
Źródło: BDM S.A., spółka

Wytwarzanie: przychody



Źródło: BDM S.A., spółka

Produkcja ciepła [TJ]

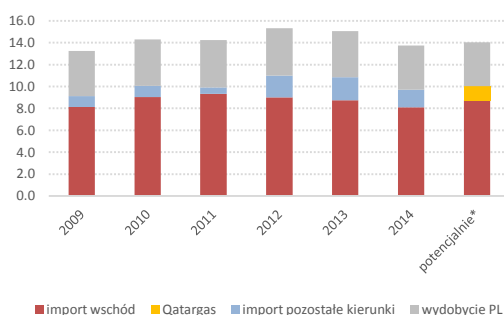


Źródło: BDM S.A., spółka

PORTFEL NABYWANEGO GAZU

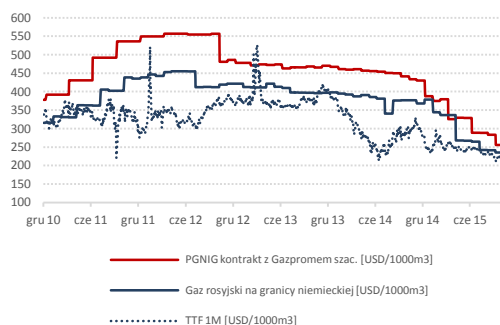
W 2014 roku w celu obsługi rynku krajowego pozyskała 13,7 mld m³ gazu, na co składa się 4,0 mld m³ wydobycia krajowego oraz 9,7 mld m³ importu. W tym z kierunku wschodniego 8,1 mld m³ a łącznie z zachodniego i południowego 1,6 mld m³. Poziom stanu magazynów pozostał w zasadzie bez zmiany r/r. Należy przy tym pamiętać, że rok był specyficzny m.in. ze względu na mniejsze dostawy z Gazpromu, które były poniżej poziomu take-or-pay ustalonego w kontrakcie (za co odpowiadała strona rosyjska a PGNiG otrzymał rekompensaty).

Struktura źródeł pozyskania gazu [mld m³]



Źródło: BDM S.A., spółka, *przy take-or-pay

Porównanie cen gazu [USD/1000 m³]



Źródło: BDM S.A., Bloomberg

Kontrakt z Gazpromem

Zawarty w 1996 roku kontrakt jamalski na dostawy gazu do Polski zawarty pomiędzy PGNiG a Gazpromem obowiązuje do końca 2022 roku i po aneksie z 2010 roku obejmuje obecnie 10,2 mld m³ gazu rocznie, przy czym formuła take-or-pay dotyczy 85% tej wielkości (8,7 mld m³). PGNiG nie ujawnia po jakiej cenie kupuje rosyjski gaz. Formuła ceny gazu w kontrakcie jamalskim od października 2012 opiera się na dwóch elementach (nie ujawniono w jakich proporcjach):

- 9-miesięcznej średniej notowań produktów ropopochodnych, skorelowanej z notowaniami ropy naftowej w blisko 100%.
- cenach gazu na płynnym rynku zachodnioeuropejskim.

Na bazie porozumienia z 2012 roku i jego wpływu w tamtym okresie na wynik finansowy PGNiG oraz notowań ropopochodnych (ropa oraz ciężki i lekki olej opałowy) a także cen gazu na TTF w 2012 roku, szacujemy, że obowiązująca od tego czasu formuła może mieć profil bliski 60% ropopochodne / 40% gaz europejski.

W 4Q'14 PGNiG wystąpił do Gazpromu z wnioskiem o przystąpienie do renegotjacji ceny gazu ziemnego dostarczanego na mocy kontraktu jamalskiego w kierunku jej obniżenia. W 2Q'15 PGNiG skierował do Gazpromu wezwanie na arbitraż przed Trybunałem Arbitrażowym w Sztokholmie. Przekazanie sporu do Trybunału nie wyklucza polubownego porozumienia z dostawcą. Przy poprzedniej renegotjacji cen do porozumienia doszło po ok 1,5 roku od ich rozpoczęcia. Przyjmując podobną ścieżkę obecnie oznaczałoby to, że dopiero w 1/2Q'16 doszłoby do ustalenia nowych warunków.

Przyjmując, że bieżąca formuła cenowa kontraktu PGNiG z Gazpromem oparta jest w 60% na cenach ropopochodnych, szacujemy, że cena gazu w okresie 2013-2014 była dla PGNiG o około 60-70 USD/1000 m³ wyższa, niż cena gazu rosyjskiego, która jest raportowana na granicy niemieckiej. W 2015 różnica ta zmniejszyła się o około połowę w związku z przeceną na rynku ropy (większy udział ropopochodnych w formule PGNiG).

Zwracamy uwagę, że niemieccy odbiorcy, mimo bardziej urynkowionych formuł niż PGNiG, także nadal w pewnej części są powiązani z cenami ropy. Wg prezentacji Gazprom Investor Day 02.2015 jedynie 6% wolumenu gazu eksportowanego przez Gazprom do Europy była sprzedawana całkowicie po cenach z hubów.

W modelu (podobnie jak poprzednio) przyjmujemy urynkowienie formuły na poziomie 66% od 2Q'16 i docelowo do 100% od 2019. Do tego czasu powinno nastąpić kilka czynników, które wzmocnią pozycję negocjacyjną PGNiG - działający terminal LNG, uruchomienie eksportu gazu przez USA, bliski termin wygasania kontraktu jamalskiego.

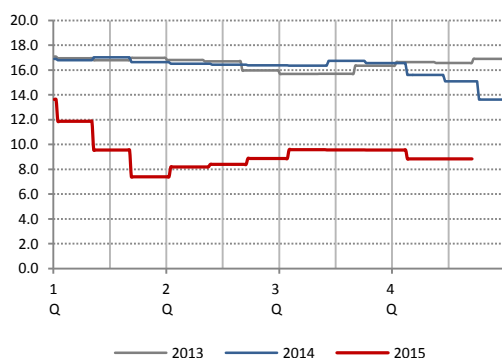
Biorąc pod, że wynegocjowanie lepszych warunków powinno, podobnie jak w 2012 roku, oznaczać także skorygowanie cen gazu za okres od początku negocjacji, według naszego scenariusza w 2016 roku może pojawić dodatni one-off z tego tytułu. Sporo jednak mniejszy niż w 4Q'12. Przy naszych założeniach szacujemy go na ok 1,2 mld PLN (ok. 0,20 PLN/akcję, uwzględniamy w wynikach 2Q'16).

Kontrakt z Qatargas

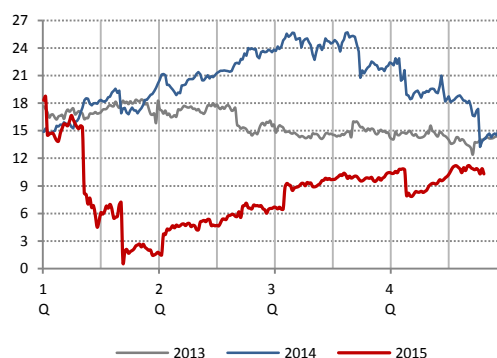
Zawarty z Qatargas w 2009 roku kontrakt na dostawę gazu LNG miał być realizowany w latach 2014-34. Obejmuje on 1,3 mld m³ gazu (100% take-or-pay). Punktem dostaw miał być terminal LNG w Świnoujściu. W czasie podpisywania umowy PGNiG otrzymało od Gaz-Systemu i Polskiego LNG zapewnienie o terminowym oddaniu do eksploatacji terminala LNG. Terminal nie został jednak oddany do użytku w terminie. Obecnie prowadzony jest rozruch terminala. W połowie grudnia pojawi się pierwsza dostawa na ten cel.

W 4Q'15 PGNiG i Qatargas zawarły kolejny aneks (poprzedni dotyczył 2015 roku), na dostawy przewidziane na 1H'16, na mocy którego Katarczycy samodzielnie ułokują ilości przewidziane dla PGNiG na innych rynkach. Jednocześnie PGNiG miał pokryć Qatargas ewentualną różnicę pomiędzy ceną LNG określoną w umowie a jego ceną rynkową uzyskaną przez Qatargas (przy czym jeśli cena ta miałaby być niższa niż satysfakcjonująca PGNiG, wówczas odbiór takiego niesprzedanego LNG byłby przesunięty na kolejne lata).

Cena eksportowa katarskiego LNG do Japonii [USD/mmBtu]

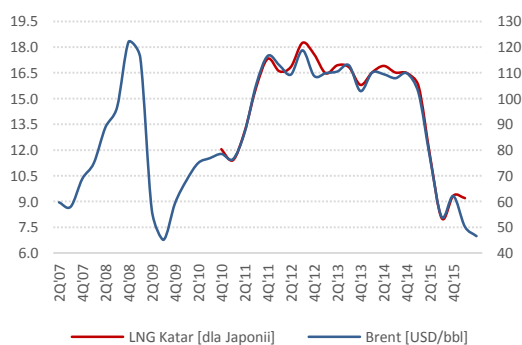


Spread LNG (Katar) – TTF 1M [EUR/MWh]



Źródło: BDM S.A., Bloomberg, 100% powiązanie z cenami ropy w USD

Cena katarskiego LNG dla Japonii [USD/mmBtu] vs cena Brent [USD/bbl]



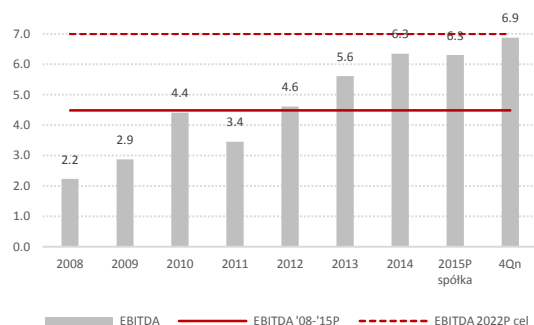
Źródło: BDM S.A., Bloomberg, 100% powiązanie z cenami ropy w USD

Źródło: BDM S.A., Bloomberg

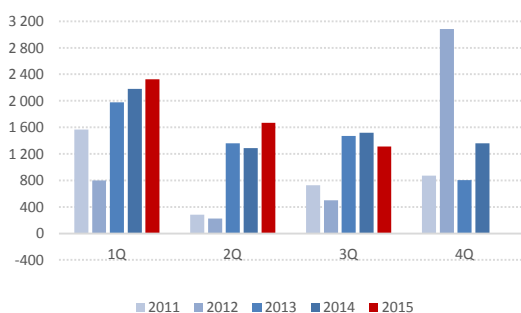
Cena w kontrakcie uzależniona jest od cen notowań ropy naftowej na rynkach światowych. Zakładamy, że jest ona podobnie jak dla azjatyckich odbiorców 100% powiązana z ceną ropy Brent z 1Q opóźnieniem. Według Bloomberg indeksacja do USD/mmBtu zazwyczaj wynosi ok. 15% ceny ropy w USD/bbl.

PROGNOZA WYNIKÓW

EBITDA [mld PLN]



Źródło: BDM S.A., spółka
Kwartałna EBITDA [mln PLN]



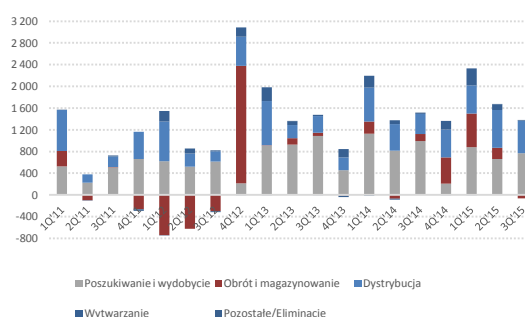
Źródło: BDM S.A., spółka

Strategia PGNiG na lata 2014-22 zakłada, że w 2022 roku spółka będzie wypracowywać 7 mld PLN EBITDA. Wynik za ostatnie 4Q jest bardzo blisko tego poziomu, 6,9 mld PLN.

Na początku roku spółka przedstawiła prognozę skonsolidowanych wyników na 2015 rok: przychody: 40,9 mld PLN, EBITDA: 5,8 mld PLN, dług netto/EBITDA<2x, CAPEX (bez M&A): 4,3 mld PLN.

Po 3Q'15 prognoza została skorygowana na 37 mld PLN przychodów oraz 6,3 mld PLN EBITDA. Prognozę CAPEX-u pozostawiono bez zmian, chociaż trudno oczekiwać by miała być zrealizowana, po 1-3Q'15 jest to 2,3 mld PLN.

Kwartałna EBITDA [mln PLN]



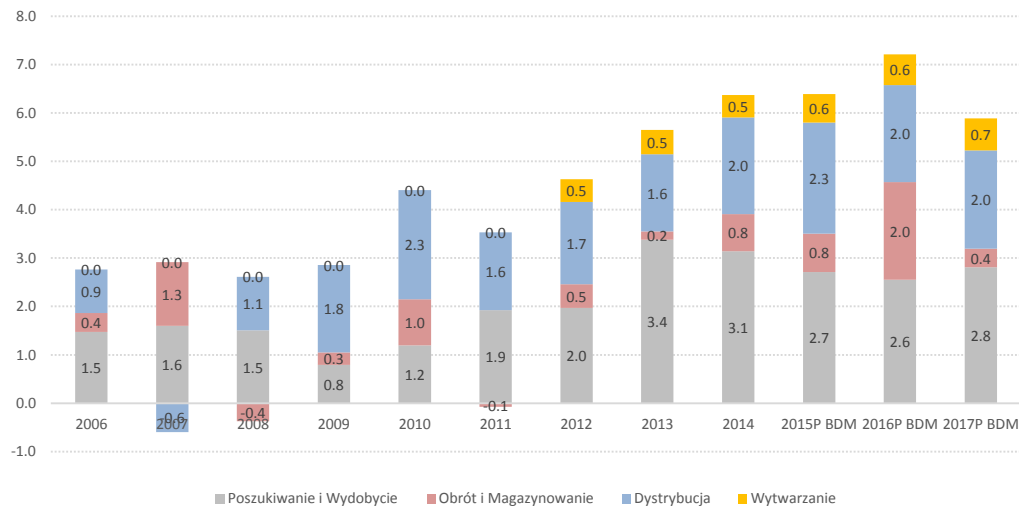
Źródło: BDM S.A., spółka

Po 1H'15 oczekiwaliśmy, że w całym roku spółce uda się przekroczyć poziom 7,0 mld PLN EBITDA. 3Q'15 wypadł jednak poniżej naszych szacunków. Podwyższona prognoza zarządu na cały 2015 implikuje też dość niski wynik na 4Q'15: 1,0 mld PLN EBITDA. Spółka wskazuje m.in. na ryzyko odpisów w segmencie wydobywczym czy na zapasach gazu (segment obrotu). Zwracamy także uwagę na toczący się spór zbiorowy ze związkami (podwyżki wynagrodzeń, zaległa nagroda roczna za 2014) czy rozliczenia na umowie LNG. Wyraźniej widać także efekty konkurencji w handlu gazem (konieczność udzielania dużych rabatów, by zatrzymać odpływ klientów w sytuacji gdy ceny z taryf mocno przewyższają ceny TGE). Zakładamy, że prognoza zarządu jest dość ostrożna, przy czym trudno nam powiedzieć jak duża będzie ostateczna skala odpisów – w modelu zakładamy wypracowanie 1,1 mld PLN w 4Q'15 (przy czym uwzględniamy -0,3 mld PLN one-offów w wydobywaniu - w 4Q'14 było -0,5 mld PLN a także -0,2 mld PLN w obrocie w 4Q'15).

Bardzo dobre wyniki segmentu dystrybucji w 2015 są pochodną dwóch czynników: mocnego cięcia kosztów przez spółkę (ograniczenie zatrudnienia), ale też dość dobrych taryf. Zwracamy uwagę, że taryfa kalkulowana jest w modelu, który uwzględnia koszty operacyjne z poprzednich okresów oraz WACC, który z kolei jest pochodną stopy wolnej od ryzyka - rentowności 10y obligacji skarbowych (obecnie średnia z 18 mc przed złożeniem wniosku o taryfę). Wyraźny spadek rentowności z końca 2014 będzie więc widoczny dopiero w taryfie na 2016 rok. Natomiast oszczędności kosztowe będą z czasem skonsumowane przez odbiorców.

Generalnie w średnim/długim terminie PGNiG stoi przed szeregiem wyzwań: i) poziom konkurencji na rynku gazu jest nadal niski, ale będzie rósł, tym samym powtórzenie poziomów rentowności z 4Q'14/1Q'15 w segmencie obrotu będzie trudne (po stronie podaży gazu elastyczność PGNiG jest mocno ograniczona przez kontrakty take-or-pay: Gazprom 8,7 mld m3/rok do 2022, Qatargaz 1,3 mld m3/rok do 2034 oraz wydobywanie własne 4,0 mld m3/rok), ii) produkcję węglowodorów w Polsce trudno zwiększyć (dodatkowo w perspektywie 2020 roku segment zostanie opodatkowany), natomiast zagranicą będzie wymagać kolejnych działań w zakresie M&A, iii) widoczne już oszczędności kosztowe (m.in. w segmencie dystrybucji) powinny być z czasem skonsumowane przez regulatora w taryfach, iv) spółka ze względu na swoją strategiczną rolę narażona jest na działania polityczne, które nie muszą być zgodne z interesem akcjonariuszy mniejszościowych.

EBITDA wg segmentów [mld PLN]



Źródło: BDM S.A., spółka

Skorygowane prognozy wyników na lata 2015-2017 rok [mln PLN]

	2015P			2016P			2017P		
	poprzednio*	aktualnie	zmiana	poprzednio*	aktualnie	zmiana	poprzednio*	aktualnie	zmiana
Przychody	37 200	36 198	-2,7%	35 342	31 676	-10,4%	36 018	33 023	-8,3%
EBITDA	7 368	6 412	-13,0%	7 772	7 248	-6,7%	6 817	5 925	-13,1%
EBIT	4 739	3 702	-21,9%	5 206	4 613	-11,4%	4 131	3 182	-23,0%
Zysk (strata) netto	3 307	2 433	-26,4%	3 762	3 283	-12,7%	2 828	2 080	-26,5%
Marża EBITDA	19,8%	17,7%		22,0%	22,9%		18,9%	17,9%	
Marża EBIT	12,7%	10,2%		14,7%	14,6%		11,5%	9,6%	
Marża zysku netto	8,9%	6,7%		10,6%	10,4%		7,9%	6,3%	

Źródło: Dom Maklerski BDM S.A., *poprzednio: rekomendacja z 03.09.2015

Konsensus rynkowy vs prognozy BDM [mln PLN]

	2015P kons.	2015P BDM	odchyl.	2016P kons.	2016P BDM*	odchyl.	2017P kons.	2017P BDM	odchyl.
Przychody ze sprzedaży	36 192	36 198	0,0%	34 548	31 676	-8,3%	35 327	33 023	-6,5%
EBITDA	6 871	6 412	-6,7%	6 374	7 248	13,7%	6 478	5 925	-8,5%
EBIT	4 192	3 702	-11,7%	3 613	4 613	27,7%	3 646	3 182	-12,7%
Zysk netto	3 082	2 433	-21,1%	2 758	3 283	19,0%	2 731	2 080	-23,9%
Dług netto	1 759	1 035	-41,1%	1 320	-256	-119,4%	1 157	-28	-102,4%
Marża EBITDA	19,0%	17,7%		18,4%	22,9%		18,3%	17,9%	
Marża EBIT	11,6%	10,2%		10,5%	14,6%		10,3%	9,6%	
Marża zysku netto	8,5%	6,7%		8,0%	10,4%		7,7%	6,3%	

Źródło: BDM S.A., Bloomberg (konsensus), *uwzględniamy 1,2 mld PLN efektu retroaktywnego na renegotiacji umowy z Gazpromem na poziomie EBITDA

Ostatnie prognozy wchodzące do konsensusu zakładają wynik 6,3-6,9 mld PLN w 2015 roku. W 2016 roku zakładamy wyższy wynik, przy czym uwzględniamy w nim efekt retroaktywny potencjalnego porozumienia z Gazpromem na ok 1,2 mld PLN (w najbardziej optymistycznym scenariuszu szacujemy, że mógłby być on nawet podobny jak w 2012 roku, czyli ponad 2x więcej). W konsensusie efekt ten prawdopodobnie jest uwzględniony w minimalnym zakresie. Na 2017 rok jesteśmy poniżej konsensusu na EBITDA.

Prognozy EBITDA wg ostatnich raportów analitycznych [mln PLN]

Data rekomendacji	2015P	2016P	zmiana r/r
2015-11-24	6 772	6 065	-10,4%
2015-11-22	6 911	5 314	-23,1%
2015-11-20	6 311	5 875	-6,9%
2015-11-17	6 838	6 680	-2,3%
2015-11-12	6 844	5 982	-12,6%
2015-11-06	7 299	6 731	-7,8%
2015-11-04	6 649	5 975	-10,1%
2015-10-28	7 058	7 004	-0,8%
2015-10-02	6 999	6 386	-8,8%
2015-09-18	6 543	5 738	-12,3%
2015-09-11	7 047	7 425	5,4%
2015-09-03*	7 368	7 772	5,5%
2015-07-14	7 041	6 474	-8,1%
2015-06-29	6 520	5 813	-10,8%

Źródło: BDM S.A., Bloomberg, poprzedni raport DM BDM

Prognoza wyników kwartalna i roczna [mln PLN]

	1Q'14	2Q'14	3Q'14	4Q'14	2014	1Q'15	2Q'15	3Q'15	4Q'15P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P
USD/PLN	3,06	3,04	3,15	3,37	3,15	3,73	3,70	3,77	3,93	3,78	3,97	3,91	3,83	3,75	3,71
EUR/PLN	4,19	4,17	4,17	4,21	4,18	4,19	4,09	4,19	4,26	4,18	4,35	4,39	4,39	4,39	4,39
Ropa Brent [USD/bbl]	107,9	109,8	102,2	76,7	99,1	53,9	62,1	50,2	44,9	52,8	48,7	54,3	57,7	59,8	61,2
USA [Henry Hub, spot] [EUR/MWh]	12,8	11,4	10,2	10,2	11,1	8,7	8,4	8,4	6,9	8,1	7,7	8,5	8,7	7,9	7,8
TTF [Holandia, spot] [EUR/MWh]	24,6	19,2	18,8	22,9	21,4	21,2	20,7	19,8	17,9	19,9	17,3	17,4	16,9	16,7	16,5
Polska [TGE, spot] [EUR/MWh]	25,0	19,7	19,3	26,5	22,6	23,4	22,7	20,9	18,8	21,4	18,5	18,5	18,3	17,4	17,3
Polska [TGE, spot] [PLN/MWh]	104,6	82,0	80,4	111,5	94,6	98,0	92,7	87,7	79,9	89,6	80,5	81,3	80,1	76,3	75,7
Polska [TGE, 1M] [PLN/MWh]	103,0	82,3	84,4	112,9	95,7	98,0	90,2	88,6	81,8	89,6	80,5	81,3	80,1	76,3	75,7
Gaz wysokometanowy E (Taryfa) [PLN/MWh]	116,2	116,2	116,2	116,2	116,2	108,7	106,1	97,3	95,5	101,9	87,5	84,1	82,1	79,0	78,5
Powyższe dane – średnia roczna															
Dane operacyjne															
Wydobycie gazu [mln m3]	1 182	1 132	1 057	1 132	4 503	1 185	1 109	1 137	1 181	4 613	4 624	4 611	4 613	4 625	4 649
Wydobycie ropy [tys t]	322	310	304	271	1 207	386	317	367	298	1 368	1 172	1 276	1 373	1 294	1 228
Sprzedaż gazu [mln m3]	4 882	3 330	3 544	6 797	18 553	7 721	4 803	3 936	6 676	23 136	23 227	24 032	24 034	24 047	24 076
- w tym przez TGE [mln m3]	94	147	925	2 576	3 742	2 940	1 588	1 164	2 178	7 870	7 449	7 729	7 729	7 729	7 736
Przychody [mln PLN]															
Poszukiwanie i Wydobycie	1 617	1 809	1 433	1 212	6 071	1 217	1 316	1 179	1 159	4 871	4 416	4 809	5 170	5 102	4 990
Obrót, magazynowanie	7 949	5 357	5 300	10 219	28 825	11 190	6 634	5 296	8 170	31 290	27 197	28 017	27 813	26 996	26 865
Dystrybucja	1 252	965	885	1 181	4 283	1 316	1 078	1 030	1 260	4 684	4 194	4 230	4 244	4 316	4 371
Wytwarzanie	651	384	291	617	1 943	688	343	239	627	1 897	1 919	2 025	2 083	2 107	2 121
Pozostałe	86	64	85	90	325	88	73	89	92	342	349	356	363	370	377
Eliminacje	-2 020	-1 732	-1 579	-1 711	-7 042	-2 004	-1 549	-1 528	-1 804	-6 885	-6 399	-6 414	-6 358	-6 371	-6 375
EBITDA [mln PLN]															
Poszukiwanie i Wydobycie	1 126	815	994	208	3 143	878	664	767	405	2 714	2 554	2 810	3 076	3 028	2 925
Obrót, magazynowanie	228	-71	125	482	764	619	205	-66	32	790	2 014	384	279	420	309
Dystrybucja	625	488	372	517	2 002	521	697	596	481	2 295	2 007	2 033	2 044	2 099	2 141
Wytwarzanie	216	72	21	154	463	310	102	5	175	592	634	658	652	652	651
Pozostałe	-11	-33	8	-12	-48	-1	6	13	9	27	35	36	37	37	38
Eliminacje	-3	15	-1	10	21	-1	-4	-2	1	-6	4	4	4	4	4
EBIT															
Saldo finansowe	-31	-75	-109	-131	-346	-72	14	-96	18	-136	-147	-127	-113	-92	-68
Inne	-7	7	0	129	129	0	0	-51	51	0	0	0	0	0	0
Zysk brutto	1 520	543	806	757	3 626	1 590	961	480	535	3 566	4 467	3 056	3 160	3 351	3 269
Zysk netto	1 181	338	616	688	2 823	1 243	621	291	278	2 433	3 283	2 080	2 091	2 266	2 108

Źródło: BDM S.A., spółka

DANE FINANSOWE

Bilans [mld PLN]	2012	2013	2014	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P
Aktywa trwałe	37,20	36,33	37,84	38,31	39,39	40,58	41,05	41,33	41,68	42,02	42,34	42,62	42,89
Wartości niematerialne i prawne	1,15	1,16	1,11	1,06	1,00	0,96	0,93	0,89	0,87	0,84	0,83	0,81	0,80
Rzeczowe aktywa trwałe	33,78	33,03	33,53	34,30	35,54	36,93	37,79	38,09	38,47	38,84	39,17	39,47	39,75
Pozostałe aktywa trwałe	2,27	2,13	3,20	2,94	2,84	2,69	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34
Aktywa obrotowe	10,73	10,82	11,09	11,73	11,35	10,59	10,01	10,26	10,35	10,36	10,68	11,14	11,29
Zapasy	3,06	3,38	3,19	2,79	2,25	2,16	2,11	2,03	2,02	2,01	2,01	2,01	2,01
Należności krótkoterminowe	5,61	4,31	4,37	4,17	3,65	3,80	3,83	3,74	3,72	3,71	3,71	3,72	3,73
Inwestycje krótkoterminowe	2,05	3,13	3,53	4,77	5,46	4,63	4,06	4,48	4,61	4,64	4,96	5,41	5,55
-środki pieniężne i ekwiwalenty	1,95	2,83	2,96	4,20	4,89	4,07	3,50	3,92	4,04	4,07	4,39	4,84	4,98
Pozostałe aktywa obrotowe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Aktywa razem	47,93	47,14	48,93	50,04	50,75	51,18	51,06	51,59	52,03	52,39	53,02	53,77	54,17
Kapitał (fundusz) własny	27,19	28,45	30,16	31,42	33,29	34,15	34,60	35,83	36,89	37,86	38,96	40,10	41,27
Udziały mniejszości	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Zobowiązania i rezerwy na zob.	20,73	18,69	18,76	18,62	17,45	17,02	16,46	15,76	15,14	14,52	14,06	13,66	12,90
Rezerwy na zobowiązania	4,46	4,52	6,38	6,38	6,38	6,38	6,38	6,38	6,38	6,38	6,38	6,38	6,38
Zobowiązania długoterminowe	5,56	5,44	5,15	4,55	3,95	3,35	2,75	2,15	1,55	0,95	0,48	0,08	0,08
- w tym dług oprocentowany	5,51	5,39	5,07	4,47	3,87	3,27	2,67	2,07	1,47	0,87	0,40	0,00	0,00
Zobowiązania krótkoterminowe	9,16	7,01	5,43	5,89	5,32	5,49	5,52	5,43	5,40	5,39	5,39	5,40	4,64
- w tym dług oprocentowany	4,70	2,28	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,00
Pasywa razem	47,93	47,14	48,93	50,04	50,75	51,18	51,06	51,59	52,03	52,39	53,02	53,77	54,17
Rachunek zysków i strat [mld PLN]	2012	2013	2014	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P
Przychody netto ze sprzedaży	28,73	32,04	34,30	36,20	31,68	33,02	33,31	32,52	32,35	32,23	32,26	32,32	32,38
EBITDA	4,61	5,61	6,35	6,41	7,25	5,92	6,09	6,24	6,07	5,98	6,01	6,04	6,08
EBIT	2,54	3,15	3,84	3,70	4,61	3,18	3,27	3,44	3,34	3,28	3,31	3,34	3,38
Saldo działalności finansowej	-0,16	-0,40	-0,35	-0,14	-0,15	-0,13	-0,11	-0,09	-0,07	-0,05	-0,03	-0,01	0,02
Inne	0,17	-0,04	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Zysk (strata) brutto	2,55	2,71	3,63	3,57	4,47	3,06	3,16	3,35	3,27	3,23	3,29	3,34	3,40
Zyski (straty) mniejszości	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Zysk (strata) netto	2,24	1,92	2,82	2,43	3,28	2,08	2,09	2,27	2,11	2,10	2,15	2,19	2,24
CF [mld PLN]	2012	2013	2014	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P
Przepływy z działalności operacyjnej	2,55	7,81	6,98	6,90	6,65	5,18	5,41	5,21	4,90	4,84	4,86	4,88	4,92
Przepływy z działalności inwestycyjnej	-6,15	-3,06	-3,68	-3,69	-3,78	-4,04	-3,60	-3,04	-3,04	-3,01	-2,97	-2,94	-2,92
Przepływy z działalności finansowej	4,04	-3,87	-3,17	-1,96	-2,18	-1,97	-2,37	-1,75	-1,73	-1,80	-1,57	-1,49	-1,86
Przepływy pieniężne netto	0,44	0,88	0,13	1,24	0,69	-0,83	-0,57	0,42	0,12	0,03	0,32	0,45	0,14
Środki pieniężne na początek okresu	1,50	1,95	2,83	2,96	4,20	4,89	4,06	3,50	3,92	4,04	4,07	4,39	4,84
Środki pieniężne na koniec okresu	1,95	2,83	2,96	4,20	4,89	4,06	3,50	3,92	4,04	4,07	4,39	4,84	4,98

Wybrane dane finansowe [mld PLN] i wskaźniki rynkowe

Dane finansowe	2014	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P
Przychody zmiana r/r	7%	6%	-12%	4%	1%	-2%	-1%	0%	0%	0%	0%
EBITDA zmiana r/r	13%	1%	13%	-18%	3%	2%	-3%	-1%	0%	0%	1%
EBIT zmiana r/r	22%	-4%	25%	-31%	3%	5%	-3%	-2%	1%	1%	1%
Zysk netto zmiana r/r	47%	-14%	35%	-37%	1%	8%	-7%	0%	2%	2%	2%
Marża EBITDA	18,5%	17,7%	22,9%	17,9%	18,3%	19,2%	18,8%	18,6%	18,6%	18,7%	18,8%
Marża EBIT	11,2%	10,2%	14,6%	9,6%	9,8%	10,6%	10,3%	10,2%	10,3%	10,3%	10,4%
Marża brutto	10,6%	9,9%	14,1%	9,3%	9,5%	10,3%	10,1%	10,0%	10,2%	10,3%	10,5%
Marża netto	8,2%	6,7%	10,4%	6,3%	6,3%	7,0%	6,5%	6,5%	6,7%	6,8%	6,9%
ROE	9,4%	7,7%	9,9%	6,1%	6,0%	6,3%	5,7%	5,6%	5,5%	5,5%	5,4%
ROA	5,8%	4,9%	6,5%	4,1%	4,1%	4,4%	4,1%	4,0%	4,1%	4,1%	4,1%
Dług	5,84	5,24	4,64	4,04	3,44	2,84	2,24	1,64	1,17	0,77	0,00
D / (D+E)	11,9%	10,5%	9,1%	7,9%	6,7%	5,5%	4,3%	3,1%	2,2%	1,4%	0,0%
D / E	13,5%	11,7%	10,1%	8,6%	7,2%	5,8%	4,5%	3,2%	2,3%	1,5%	0,0%
Odsetki / EBIT	-9,0%	-3,7%	-3,2%	-4,0%	-3,5%	-2,7%	-2,1%	-1,4%	-0,8%	-0,2%	0,5%
Dług / kapitał własny	19,4%	16,7%	13,9%	11,8%	9,9%	7,9%	6,1%	4,3%	3,0%	1,9%	0,0%
Dług netto	2,9	1,0	-0,3	0,0	-0,1	-1,1	-1,8	-2,4	-3,2	-4,1	-5,0
Dług netto / kapitał własny	9,5%	3,3%	-0,8%	-0,1%	-0,2%	-3,0%	-4,9%	-6,4%	-8,3%	-10,2%	-12,1%
Dług netto / EBITDA	0,5	0,2	0,0	0,0	0,0	-0,2	-0,3	-0,4	-0,5	-0,7	-0,8
Dług netto / EBIT	0,7	0,3	-0,1	0,0	0,0	-0,3	-0,5	-0,7	-1,0	-1,2	-1,5
EV	33,3	31,4	30,1	30,4	30,3	29,3	28,6	28,0	27,2	26,3	25,4
Dług / EV	17,5%	16,7%	15,4%	13,3%	11,3%	9,7%	7,8%	5,9%	4,3%	2,9%	0,0%
CAPEX / Przychody	11,0%	10,3%	12,1%	12,4%	10,9%	9,4%	9,5%	9,5%	9,3%	9,2%	9,2%
CAPEX / Amortyzacja	151,1%	137,4%	145,0%	149,0%	129,1%	109,9%	112,8%	112,7%	111,6%	110,6%	109,7%
Amortyzacja / Przychody	7%	7%	8%	8%	8%	9%	8%	8%	8%	8%	8%
Zmiana KO / Przychody	-4,1%	-2,9%	-1,7%	-0,3%	-0,2%	-0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Zmiana KO / Zmiana przychodów	-62,4%	-55,0%	12,1%	-6,5%	-17,4%	9,9%	7,8%	3,2%	0,0%	0,0%	-6,5%
Wskaźniki rynkowe	2014	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P
MC/S*	0,9	0,8	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
P/E*	10,8	12,5	9,3	14,6	14,5	13,4	14,4	14,4	14,1	13,9	13,6
P/BV*	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7
P/CE*	5,7	5,9	5,1	6,3	6,2	6,0	6,3	6,3	6,3	6,2	6,1
EV/EBITDA*	5,2	4,9	4,2	5,1	5,0	4,7	4,7	4,7	4,5	4,4	4,2
EV/EBIT*	8,7	8,5	6,5	9,5	9,3	8,5	8,6	8,5	8,2	7,9	7,5
EV/S*	1,0	0,9	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8
BVPS	5,1	5,3	5,6	5,8	5,9	6,1	6,3	6,4	6,6	6,8	7,0
EPS	0,5	0,4	0,6	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
CEPS	0,9	0,9	1,0	0,8	0,8	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
DPS	0,15	0,20	0,24	0,21	0,28	0,18	0,18	0,19	0,18	0,18	0,18
Payout ratio**	46,1%	41,8%	58,0%	37,1%	78,9%	49,7%	46,1%	53,8%	50,1%	48,9%	49,1%

Źródło: BDM S.A. * Obliczenia przy cenie 5,15 PLN, ** do skonsolidowanego zysku netto

WYDZIAŁ ANALIZ I INFORMACJI:

Maciek Bobrowski

Dyrektor Wydziału
Makler Papierów Wartościowych
tel. (032) 20-81-412
e-mail: bobrowski@bdm.pl

Strategia, media/rozrywka, spółki stalowe

Krzysztof Pado

Specjalista ds. analiz
Doradca Inwestycyjny
tel. (032) 20-81-432
e-mail: pado@bdm.pl

materiały budowlane, budownictwo, paliwa

Krzysztof Brymora

tel. (032) 20-81-435
e-mail: brymora@bdm.pl
chemia, przemysł drzewny

Adrian Górniak

tel. (032) 20-81-438
e-mail: gorniak@bdm.pl
deweloperzy, handel

Marek Jurzec

Makler Papierów Wartościowych
tel. (032) 20-81-435
e-mail: jurzec@bdm.pl
IT

WYDZIAŁ OBSŁUGI KLIENTÓW INSTYTUCJONALNYCH:

Dariusz Wareluk

Dyrektor Wydziału
tel. (022) 62-20-100
e-mail: dariusz.wareluk@bdm.pl

Leszek Mackiewicz

tel. (022) 62-20-848
e-mail: leszek.mackiewicz@bdm.pl

Bartosz Zieliński

tel. (022) 62-20-854
e-mail: bartosz.zielinski@bdm.pl

Maciej Bąk

tel. (022) 62-20-855
e-mail: maciej.bak@bdm.pl

Historia rekomendacji spółki:

zalecenie	cena docelowa	poprzednia rekomendacja	poprzednia cena docelowa	data	kurs	WIG
Redukuj	4,70	Sprzedaj	5,54	04.12.2015	5,15	46 544
Sprzedaj	5,54	-	-	03.09.2015	6,61	50 808

Struktura publicznych rekomendacji BDM w 4Q'15:

Kupuj	4	27%
Akumuluj	3	20%
Trzymaj	5	33%
Redukuj	2	13%
Sprzedaj	1	7%

Objaśnienia używanej terminologii:

EBIT - wynik na działalności operacyjnej
 EBITDA — wynik na działalności operacyjnej powiększony o amortyzację
 Dług netto — zadłużenie oprocentowane pomniejszone o środki pieniężne i ich ekwiwalenty
 WACC - średni ważony koszt kapitału
 CAGR - średnioroczny wzrost
 EPS - zysk netto na 1 akcję
 DPS - dywidenda na 1 akcję
 CEPS - suma zysku netto i amortyzacji na 1 akcję
 EV — suma kapitalizacji rynkowej i długu netto
 EV/S — stosunek EV do przychodów ze sprzedaży
 EV/EBITDA — stosunek EV do wyniku operacyjnego powiększonego o amortyzację
 P/EBIT — stosunek kapitalizacji rynkowej do wyniku na działalności operacyjnej
 MC/S — stosunek kapitalizacji rynkowej do przychodów ze sprzedaży
 P/E — stosunek kapitalizacji rynkowej do zysku netto
 P/BV — stosunek kapitalizacji rynkowej do wartości księgowej
 P/CE — wskaźnik ceny akcji do zysku netto na 1 akcję powiększony o amortyzację na 1 akcję
 ROE — stosunek zysku netto do kapitałów własnych
 ROA - stosunek zysku netto do aktywów
 marża brutto na sprzedaży - relacja zysku brutto na sprzedaży do przychodów
 marża EBITDA - relacja zysku operacyjnego i amortyzacji do przychodów ze sprzedaży
 marża EBIT - relacja zysku operacyjnego do przychodów ze sprzedaży
 rentowność netto - relacja zysku netto do przychodów ze sprzedaży

Silne i słabe strony metod wyceny zastosowanych w raporcie:

DCF – najpopularniejsza i najbardziej efektywna spośród metod wyceny – opiera się na dyskontowaniu przyszłych przepływów pieniężnych generowanych przez spółkę. Wadą jest duża wrażliwość na zmiany podstawowych parametrów finansowych prognozowanych w modelu (stóp procentowych, kursów walut, zysków, wartości rezydualnej).
 DDM – opiera się na dyskontowaniu przyszłych przepływów z tytułu dywidend. Zaletą wyceny jest uwzględnienie przyszłych wyników finansowych oraz przepływów z tytułu dywidend. Wadą wyceny jest duża wrażliwość na zmiany podstawowych parametrów finansowych prognozowanych w modelu (koszt kapitału, zysków, wartości rezydualnej) oraz ryzyko zmiany polityki wypłaty dywidendy (zmiana wysokości dywidendy lub zaprzestanie wypłaty dywidendy).
 Porównawcza – bazuje na bieżących i prognozowanych mnożnikach rynkowych spółek z branży lub branż pokrewnych, przez co lepiej od DCF ukazuje aktualną sytuację na rynku. Podstawowymi wadami są trudność w doborze odpowiednich spółek do porównań, ryzyko nieefektywnej wyceny spółek porównywanych w danym momencie, a także duża zmienność (wraz z wahaniami cen).

System rekomendacji:

Kupuj – uważamy, że papier wartościowy w rekomendowanym okresie osiągnie cenę docelową, która znacznie przekracza bieżącą cenę rynkową;
 Akumuluj – uważamy, że papier wartościowy w rekomendowanym okresie osiągnie cenę docelową, która przekracza bieżącą cenę rynkową;
 Trzymaj – uważamy, że papier wartościowy w rekomendowanym okresie będzie się wahać wokół jego ceny docelowej, która jest zbliżona do bieżącej ceny rynkowej;
 Redukuj – uważamy, że papier wartościowy w rekomendowanym okresie osiągnie cenę docelową, która jest niższa od ceny rynkowej;
 Sprzedaj – uważamy, że papier wartościowy w rekomendowanym okresie osiągnie cenę docelową, która jest znacznie niższa od ceny rynkowej.
 Cena docelowa – teoretyczna cena jaka według nas powinien osiągnąć papier wartościowy w rekomendowanym okresie; cena ta jest wypadkową wartości spółki (na podstawie wycen DCF, porównawczych i innych), koniunktury na rynku i branży oraz innych czynników subiektywnie uwzględnionych przez analityka
 Poszczególne rekomendacje powinny skłaniać inwestorów do odpowiedniego zachowania się na giełdzie. I tak odpowiednio:
 Kupuj – inwestor kupuje agresywnie, to znaczy szybko, nie czekając na większe spadki;
 Akumuluj – proces kupowania rozciągnięty jest na dłuższy okres, w trakcie którego inwestor kupuje głównie na spadkach ceny rekomendowanego papieru;
 Trzymaj – inwestor wstrzymuje się z decyzją, a w przypadku posiadania rekomendowanego papieru wartościowego może sprzedać w chwili pojawienia się korzystniejszej inwestycji;
 Redukuj – proces sprzedawania rozciągnięty na dłuższy okres, w trakcie którego inwestor sprzedaje głównie na wzrostach ceny rekomendowanego papieru;
 Sprzedaj – inwestor sprzedaje agresywnie, to znaczy szybko, nie czekając na większe wzrosty.

Nota prawna:

Niniejszy raport został opracowany na podstawie Rozporządzenia Ministra Finansów z dnia 19 października 2005 roku w sprawie informacji stanowiących rekomendacje dotyczące instrumentów finansowych, ich emitentów lub wystawców (Dz. U. z 2005 r., nr 206, poz. 1715, dalej: Rozporządzenie).

Raport jest skierowany do wszystkich klientów obsługiwanych przez Dom Maklerski BDM S.A. (dalej: BDM). Opracowanie ma charakter informacyjny i nie stanowi reklamy ani nie stanowi oferty lub zaproszenia do subskrypcji lub zakupu instrumentów finansowych. Niniejszy raport, przy wykorzystaniu medialnych kanałów dystrybucji, może dotrzeć również do innych podmiotów na podstawie decyzji Dyrektora Wydziału Analiz. Nie może być on jednak publikowany bądź powielany bez uprzedniej pisemnej zgody BDM, w szczególności nie może zostać przekazany lub wydany osobom w USA, Australii, Kanadzie, Japonii.

Inwestor powinien mieć świadomość, że każda decyzja inwestycyjna na rynku kapitałowym jest obarczona szeregiem ryzyk, które mogą finalnie skutkować poniesieniem przez niego straty finansowej. Stopa zwrotu z poszczególnych inwestycji może ulegać wahaniom w zależności od różnych czynników, na które inwestor nie będzie miał wpływu. Dlatego, klient podejmujący pojedynczą decyzję inwestycyjną powinien nie tylko sprawdzić aktualność i poprawność poszczególnych założeń dokonanych przez analityka w raporcie ale i dokonać niezależnej oceny i przeprowadzić własne analizy (bazujące także na innych scenariuszach niż przedstawione przez analityka) uwzględniając poziom akceptowalnego przez siebie ryzyka. Decydując się na aktywność na rynku kapitałowym, inwestor powinien uwzględnić, że struktura portfelowa inwestycji (dywersyfikacja inwestycji poprzez posiadanie więcej niż jednego instrumentu finansowego) może redukować ryzyko ekspozycji na poszczególny instrument przynoszący negatywną stopę zwrotu w danym okresie. Jednocześnie jednak, może to prowadzić do ograniczenia dodatniej stopy zwrotu jaką inwestor mógłby osiągnąć na pojedynczym instrumencie finansowym w danym okresie czasowym. Inwestor powinien być świadomy, że struktura portfelowa inwestycji i jakiegokolwiek strategii inwestycyjnej dla rynku akcji nie gwarantuje osiągnięcia przez niego dodatniej stopy zwrotu i nie chroni go przed finalnym poniesieniem straty.

Niniejszy raport został po raz pierwszy udostępniony klientom BDM dnia 4.12.2015 roku, a przy wykorzystaniu medialnych kanałów dystrybucji może dotrzeć również do innych podmiotów do dnia 9.12.2015 roku. Data sporządzenia raportu jest datą jego udostępnienia klientom BDM. Przed dniem udostępnienia rekomendacji informacje w niej zawarte podlegały utajnieniu.

W opinii BDM, niniejsze opracowanie zostało sporządzone z zachowaniem zasad metodologicznej poprawności i obiektywizmu na podstawie ogólnodostępnych informacji, które BDM uważa za wiarygodne. Źródła informacji wykorzystane w rekomendacji to wszelkie dane na temat przedmiotowych instrumentów finansowych dostępne analitykowi, w tym m.in. raporty okresowe i bieżące spółki, raporty okresowe i bieżące podmiotów wykorzystanych do wyceny porównawczej, raporty branżowe, informacje prasowe, inne. BDM nie gwarantuje jednak dokładności ani kompletności opracowania, w szczególności w przypadku gdy informacje, na których oparto rekomendację okazały się niedokładne, niewyczerpujące lub nie w pełni odzwierciedlały stan faktyczny. Przedstawione prognozy są oparte wyłącznie o analizę przeprowadzoną przez BDM bez uzgodnień ze spółkami ani z innymi podmiotami i opierają się na szeregu założeń, które w przyszłości mogą okazać się nietrafne. BDM nie udziela żadnego zapewnienia, że podane prognozy się sprawdzą.

Rekomendacje wydawane przez BDM obowiązują przez okres 6 miesięcy od daty wydania lub do momentu zrealizowania kursu docelowego, chyba że w tym okresie zostaną zaktualizowane. Wszelkie opinie, prognozy i szacunki sformułowane w raporcie stanowią jedynie wyraz oceny analityka wyrażonej na dzień sporządzenia i mogą one być w każdej chwili, bez uprzedzenia zmienione. BDM nie gwarantuje, że opinie i założenia dokonane przez analityka/analityków zawarte w niniejszym raporcie są zbieżne z innymi opracowaniami analitycznymi przygotowanymi przez BDM. BDM dokonuje aktualizacji wydawanych rekomendacji w zależności od sytuacji rynkowej oraz oceny analityka i częstotliwość takich aktualizacji nie jest określona.

W opinii BDM niniejszy dokument został sporządzony z zachowaniem należytej staranności i rzetelności. BDM nie ponosi jednak odpowiedzialności za szkody poniesione w wyniku decyzji podjętych na podstawie informacji zawartych w niniejszym raporcie.

Raport nie został przekazany do emitenta przed jego publikacją.

Analityk (analitycy) sporządzający niniejszy dokument otrzymuje wynagrodzenie stałe a Zarząd BDM ma prawo przyznać mu wynagrodzenie dodatkowe. Dodatkowe wynagrodzenie może być pośrednio uzależnione od wyników pozostałych usług oferowanych przez BDM, w tym usługi bankowości inwestycyjnej, jednak nie jest ono bezpośrednio uzależnione od wyników finansowych pochodzących ze świadczenia innych usług, w tym bankowości inwestycyjnej, które były lub mogły być uzyskiwane przez BDM.

BDM nie ma obowiązku podejmowania jakichkolwiek działań, które miałyby spowodować, że instrumenty finansowe, będące przedmiotem wyceny zawartej w niniejszym dokumencie będą wycenione przez rynek zgodnie z wyceną zawartą w niniejszym dokumencie.

Inwestor powinien zakładać, że pracownicy BDM lub pełnomocnicy oraz akcjonariusze, mogą posiadać długie lub krótkie pozycje w akcjach emitenta lub innych instrumentach finansowych powiązanych z akcjami emitenta, w szczególności dotyczy to sytuacji posiadania nie więcej niż 5% kapitału, i mogą dokonywać nimi transakcji również jako pełnomocnik. Każda z wyżej wymienionych osób mogła dokonać transakcji dotyczącej przedmiotowych instrumentów finansowych przed wydaniem niniejszej publikacji. Jednocześnie jednak przedmiotowe instrumenty z chwilą rozpoczęcia prac nad raportem są wpisywane na listę restrykcyjną dla pracowników Wydziału Analiz zgodnie z wymogami §13.1 Rozporządzenia.

Nie zidentyfikowaliśmy istotnych konfliktów interesów między BDM i osobami z nim powiązanymi a emitentem instrumentów finansowych. W przypadku powstania konfliktu interesów BDM zarządza nim stosując zasady określone w „Polityce zarządzania konfliktami interesów w Domu Maklerskim BDM S.A.” Zaznaczamy, że na dzień 04.12.2015 roku:

- BDM jest zaangażowany kapitałowo w instrumenty finansowe emitenta.
- BDM i podmioty z nim powiązane nie posiadają akcji emitenta instrumentów finansowych w łącznej liczbie stanowiącej co najmniej 5% kapitału zakładowego.
- Emitent instrumentów finansowych nie posiada udziału stanowiącego co najmniej 5% kapitału zakładowego BDM i podmiotów z nim powiązanych.
- Osoba przygotowująca rekomendację nie jest zaangażowana kapitałowo w instrumenty finansowe emitenta. Osoba przygotowująca rekomendację i osoba blisko z nią związana, o której mowa w art. 160 ust. 2 pkt 1-3 ustawy, nie pełni funkcji w organach emitenta instrumentów finansowych i nie zajmuje stanowiska kierowniczego w tym podmiocie
- BDM i podmioty z nim powiązane nie pozostają stroną umowy z emitentem instrumentów finansowych dotyczącej sporządzenia rekomendacji.
- BDM nie wykonuje i nie wykonywał w okresie 12 miesięcy poprzedzających sporządzenie rekomendacji czynności dotyczących oferowania instrumentów finansowych emitenta w obrocie pierwotnym lub pierwszej ofercie publicznej.
- W okresie 12 miesięcy poprzedzających sporządzenie rekomendacji BDM i podmioty z nim powiązane nie pełniły funkcji podmiotu organizującego lub współorganizującego ofertę publiczną instrumentów finansowych emitenta.
- BDM nie wykonuje czynności dotyczących nabywania i zbywania instrumentów finansowych emitenta na własny rachunek celem realizacji zadań związanych z organizacją rynku regulowanego i umów o subemisję inwestycyjne i usługowe.
- BDM i podmioty z nim powiązane nie pełnią funkcji animatora rynku i animatora emitenta instrumentów finansowych.
- W okresie 12 miesięcy poprzedzających sporządzenie rekomendacji nie obowiązywała umowa między BDM lub podmiotami z nim powiązanymi a emitentem instrumentów finansowych w sprawie świadczenia usług z zakresu bankowości inwestycyjnej.
- BDM nie otrzymuje wynagrodzenia od emitenta instrumentów finansowych z tytułu usług świadczonych na jego rzecz.
- Nie występuje inny istotny interes finansowy jaki w odniesieniu do emitenta instrumentów finansowych posiada BDM i podmioty z nim powiązane. Nie istnieją inne istotne powiązania występujące między BDM i podmiotami z nim powiązanymi a emitentem instrumentów finansowych.

Zgodnie z najlepszą wiedzą rekomendującego, na moment publikacji raportu, pomiędzy BDM a spółką będącą przedmiotem niniejszego raportu nie występują żadne inne powiązania, o których mowa w Rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 19 października 2005 roku w sprawie informacji stanowiących rekomendacje dotyczące instrumentów finansowych ich emitentów lub wystawców (Dz. U. 2005.206.1715.), które byłyby znane sporządzającemu niniejszy raport. Inwestor powinien być jednak świadomy, że katalog Rozdziału 3 Rozporządzenia na temat ujawniania konfliktu interesu jest szeroki i w przyszłości mogą zaistnieć sytuacje powstania potencjalnego konfliktu interesów, które nie zostały zidentyfikowane i ujawnione na moment publikacji przedmiotowego opracowania. W szczególności inwestor powinien zakładać, że BDM może złożyć ofertę świadczenia usług spółce lub innym spółkom wymienionym w niniejszym raporcie.

Nadzór nad BDM sprawuje Komisja Nadzoru Finansowego.