

PGNiG

RAPORT ANALITYCZNY

REDUKUJ

(POPRIEDZNA REKOMENDACJA: REDUKUJ)

WYCENA 4,52 PLN

1 LUTY 2016

Od czasu naszej poprzedniej rekomendacji z grudnia 2015 (Redukuj, 4,70 PLN), kurs akcji PGNiG stracił w najgorszym momencie nawet 14% (druga połowa stycznia). Obecna korektę i powrót notowań powyżej 5,00 PLN uważamy za dobrą okazję, by ponowić zalecenie Redukuj. Cena docelowa ulega obniżeniu z 4,70 PLN na 4,52 PLN, co jest m.in. efektem przesunięcia mnożników w wycenie porównawczej. Od czasu wydania naszej poprzedniej rekomendacji w spółce doszło do wymiany zarządu (docelowy skład będzie znany po przeprowadzeniu konkursu). Pojawiły się już pierwsze wypowiedzi o kierunkach inwestycyjnych spółki w najbliższych latach. P.o. prezesa P. Woźniak optuje m.in. za budową gazociągu ze złóż norweskich (w 2022 wygasa kontrakt jamalski). Ze strony rządowej napłynęły także spekulacje o możliwych powiązaniach kapitałowych z PKN, Lotosem lub Grupą Azoty. Uważamy, że w jakiegokolwiek układance to PGNiG, ze względu na silny bilans, byłby prawdopodobnie stroną angażującą kapitał. Na dziś postrzegamy taką sytuację bardziej jako ryzyko niż szansę dla akcjonariuszy mniejszościowych - spółka nie posiada kompetencji w akwizycji podmiotów rafineryjnych czy chemicznych. Wcześniej PGNiG był także wymieniana w kontekście restrukturyzacji górnictwa i energetyki.

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.

W prognozie na 4Q'15 zakładamy, że spółka wypracuje 1,0 mld PLN EBITDA (co implikuje także obecne prognoza zarządu). Ostateczny wynik będzie zależał od skali odpisów (w prognozie uwzględniamy 0,1-0,2 mld PLN na zapasach gazu i 0,2-0,3 mld PLN w segmencie E&P). Spółka podała już dane wolumenowe za ostatni kwartał 2015 roku. Zwraca uwagę spory spadek sprzedaży gazu r/r w PGNiG OD, co jest konsekwencją słabej zimy i rosnącej konkurencji (co sygnalizowaliśmy w naszych poprzednich raportach).

W końcówce 2015 roku miały miejsce decyzje w sprawie taryf. Spadek taryfy hurtowej był zgodny z naszymi oczekiwaniami. Zaskoczyła natomiast dość niska obniżka taryfy detalicznej oraz brak ruchu w taryfie dystrybucyjnej. Przy przełożeniu taryf na wyniki spółki należy pamiętać o polityce rabatowej, a także, że relatywnie wysokie ceny taryfowe w stosunku do TGE stymulują wzrost konkurencji. Zwracamy uwagę na dość krótki okres obowiązywania taryf (sprzedaż - 1Q, dystrybucja - 2Q) - zakładamy, że będą korygowane w dół.

W 2016 roku szacujemy 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 ponad 2x większy). Powtarzalna EBITDA'16=5,6 mld PLN.

	2013	2014	2015P	2016P*	2017P	2018P
Przychody [mld PLN]	32,0	34,3	35,8	28,5	30,0	31,2
EBITDA skoryg. [mld PLN]**	6,2	7,0	6,8	5,6	5,6	6,1
EBITDA [mld PLN]	5,6	6,3	6,3	6,9	5,6	6,1
EBIT [mld PLN]	3,1	3,8	3,5	4,2	2,9	3,2
Zysk netto [mld PLN]	1,9	2,8	2,3	3,0	1,9	2,1
Dług netto [mld PLN]	4,8	2,9	0,6	-0,1	0,0	-0,2
CAPEX [mld PLN]	3,3	3,8	3,7	3,8	4,0	3,6
Dywidenda [mld PLN]	0,8	0,9	1,2	1,4	1,2	1,5
P/BV	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9
P/E	15,7	10,7	13,0	10,0	16,0	14,4
EV/EBITDA	6,2	5,2	4,9	4,4	5,3	4,9
EV/EBIT	11,1	8,6	8,8	7,2	10,5	9,3
DPS	0,13	0,15	0,20	0,24	0,20	0,26

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

**wynik oczyszczony o odpisy na aktywa E&P (bez wpisanej sejsmiki), odpisy na zapasach gazu oraz szacowany efekt retroaktywny

Wycena DCF [PLN]	4,37
Wycena porównawcza [PLN]	4,85
Wycena końcowa [PLN]	4,52
Potencjał do wzrostu / spadku	-12%
Koszt kapitału	9,0%
Cena rynkowa [PLN]	5,11
Kapitalizacja [mln PLN]	30 149
Ilość akcji [mln. szt.]	5 900
Cena maksymalna za 6 mc [PLN]	6,94
Cena minimalna za 6 mc [PLN]	4,47
Stopa zwrotu za 3 mc	-26,2%
Stopa zwrotu za 6 mc	-18,8%
Stopa zwrotu za 9 mc	-18,9%
Struktura akcjonariatu:	
Skarb Państwa	70,5%
Pozostali	29,5%

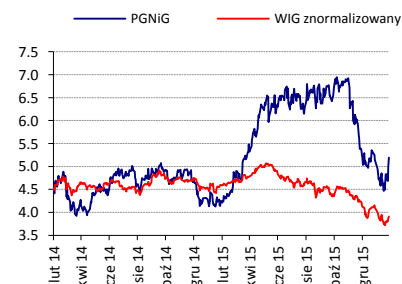
Krzysztof Pado

pado@bdm.com.pl

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

Dom Maklerski BDM S.A.

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



SPIS TREŚCI:

WYCENA I PODSUMOWANIE	3
WYCENA DCF	3
WYCENA PORÓWNAWCZA	6
RYNEK GAZU NA ŚWIECIE	7
RYNEK GAZU W POLSCE.....	9
PORTFEL NABYWANEGO GAZU	11
SKONSOLIDOWANE WYNIKI KWARTALNE	13
PROGNOZA WYNIKÓW	14
DANE FINANSOWE	18

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 2016-2026 sugeruje wartość 1 akcji na poziomie 4,37 PLN. Wycena porównawcza, oparta na naszych prognozach wyników na lata 2016 – 2018 dała wartość 1 akcji na poziomie 4,85 PLN. Wycena końcowa 1 akcji spółki wynosi 4,52 PLN.

Podsumowanie wyceny

	Waga	Wycena
Wycena DCF	70%	4,37
Wycena metodą porównawczą	30%	4,85
Wycena 1 akcji PGNiG [PLN]		4,52

Źródło: BDM S.A.

Prognoza podstawowych danych

Podstawowe dane:	2012	2013	2014	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P
Brent [usd/bbl]	111,9	108,8	99,1	52,4	38,5	43,9	47,1	49,2	51,0	51,0	51,0	51,6	51,6	51,6
USD/PLN (średni)	3,26	3,16	3,15	3,77	4,06	4,09	4,05	3,97	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93
EUR/PLN (średni)	4,19	4,20	4,18	4,18	4,43	4,51	4,55	4,55	4,55	4,55	4,55	4,55	4,55	4,55
Taryfa gazowa [PLN/Mwh]														
Klienci przemysłowi	114	114	116	102	82	76	77	76	76	76	76	76	76	76
Klienci detaliczni	119	105	119	114	91	81	82	82	81	81	81	81	81	81
Gaz rynek TGE [PLN/Mwh]														
spot	-	117	94	89	67	72	74	74	73	73	73	73	73	73
1M	-	112	96	89	67	72	74	74	73	73	73	73	73	73
Gaz rynek TTF														
1M [EUR/MWh]	25	27	21	20	14	15	15	15	15	15	15	15	15	15
1M [PLN/MWh]	104	112	90	83	61	68	69	70	70	70	70	70	70	70
Gazprom kontrakt szac.:														
PLN/1000 m3	1 766	1 486	1 423	1 171	739	757	789	755	757	757	757	757	757	757
PLN/MWh	166	140	134	110	70	71	74	71	71	71	71	71	71	71
LNG rynek azjatycki [USD/mmbtu]	17,3	16,5	16,4	9,4	5,9	6,4	7,0	7,3	7,6	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7

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 nowych złóż wydobywczych. 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 1 lutego 2015 roku.

Metoda DCF dała wartość spółki na poziomie 25,8 mld PLN. W przeliczeniu na 1 akcję daje to wartość 4,37 PLN.

Model DCF

	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P
Przychody ze sprzedaży [mld PLN]	28,46	30,04	31,25	31,22	31,11	31,01	31,04	31,11	31,18	31,19
EBIT [mld PLN], w tym:	4,19	2,86	3,20	3,44	3,35	3,29	3,33	3,36	3,41	3,39
Poszukiwanie i Wydobywanie	1,21	0,85	1,09	1,34	1,41	1,37	1,32	1,33	1,34	1,35
Obrót i Magazynowanie	0,54	1,72	0,13	0,20	0,34	0,20	0,16	0,16	0,14	0,15
Dystrybucja	1,47	1,26	1,24	1,25	1,30	1,35	1,38	1,42	1,45	1,48
Wytwarzanie	0,29	0,34	0,38	0,38	0,37	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
Pozostałe/Eliminacje	0,69	-1,31	0,37	0,26	-0,07	-0,03	0,06	0,06	0,07	0,02
Stopa podatkowa*	17,0%	15,4%	18,7%	30,9%	33,9%	33,4%	33,2%	33,0%	32,9%	32,9%
Podatek od EBIT [mld PLN]	0,71	0,44	0,60	1,06	1,13	1,10	1,10	1,11	1,12	1,12
NOPLAT [mld PLN]	3,48	2,42	2,61	2,38	2,21	2,19	2,23	2,25	2,29	2,28
Amortyzacja [mld PLN]	2,67	2,79	2,87	2,84	2,77	2,75	2,74	2,74	2,75	2,77
CAPEX [mld PLN]	-3,75	-4,03	-3,64	-3,07	-3,08	-3,05	-3,01	-2,98	-2,95	-2,96
Inwestycje w kapitał obrotowy [mld PLN]	0,15	0,34	-0,03	0,02	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
FCF [mld PLN]	2,54	1,52	1,81	2,16	1,92	1,90	1,96	2,01	2,08	2,09
DFCF [mld PLN]	2,36	1,29	1,42	1,56	1,27	1,16	1,10	1,04	0,98	0,91
Suma DFCF [mld PLN]	13,09									
Wartość rezydualna [mld PLN]	28,76			wzrost / spadek FCF w okresie rezydualnym: 1,0%						
Zdyskontowana wart. rezydualna [mld PLN]	12,45									
Wartość firmy EV [mld PLN]	25,54									
Dług netto 2015P [mld PLN]	0,60									
Inne aktywa [mld PLN]	0,86									
Wartość kapitału [mld PLN]	25,79									
Ilość akcji [mld szt.]	5,90									
Wartość kapitału na akcję [PLN]	4,37									

*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	-20,5%	5,6%	4,0%	-0,1%	-0,4%	-0,3%	0,1%	0,2%	0,2%	0,0%
EBIT zmiana r/r	19,6%	-31,9%	12,2%	7,4%	-2,8%	-1,6%	1,1%	1,0%	1,3%	-0,3%
FCF zmiana r/r	-28,5%	-40,4%	19,3%	19,6%	-11,4%	-1,1%	3,1%	3,0%	3,4%	0,4%
Marża EBITDA	24,1%	18,8%	19,4%	20,1%	19,7%	19,5%	19,6%	19,6%	19,7%	19,8%
Marża EBIT	14,7%	9,5%	10,3%	11,0%	10,8%	10,6%	10,7%	10,8%	10,9%	10,9%
Marża NOPLAT	12,2%	8,0%	8,3%	7,6%	7,1%	7,1%	7,2%	7,2%	7,3%	7,3%
CAPEX / Przychody	13,2%	13,4%	11,6%	9,8%	9,9%	9,8%	9,7%	9,6%	9,5%	9,5%
CAPEX / Amortyzacja	140,4%	144,5%	126,7%	108,1%	111,0%	110,9%	109,8%	108,6%	107,4%	106,7%
Zmiana KO / Przychody	-0,5%	-1,1%	0,1%	-0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Zmiana KO / Zmiana przychodów	2,0%	-21,5%	2,6%	67,5%	9,8%	3,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,4%

Źródło: BDM S.A.

Kalkulacja WACC

	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P
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	90,7%	92,0%	93,2%	94,5%	95,7%	96,9%	97,8%	98,6%	100,0%	100,0%
Koszt kapitału obcego po opodatkowaniu	4,6%	4,7%	4,5%	3,8%	3,6%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
Udział kapitału obcego	9,3%	8,0%	6,8%	5,5%	4,3%	3,1%	2,2%	1,4%	0,0%	0,0%
WACC	8,6%	8,7%	8,7%	8,7%	8,8%	8,8%	8,9%	8,9%	9,0%	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	4,16	4,37	4,62	4,95	5,37	5,94	6,77	8,07	10,41
	0,8	3,96	4,14	4,36	4,63	4,99	5,46	6,11	7,10	8,74
	0,9	3,78	3,94	4,13	4,36	4,66	5,05	5,58	6,34	7,54
	1,0	3,61	3,75	3,91	4,12	4,37	4,70	5,13	5,74	6,65
	1,1	3,46	3,58	3,72	3,90	4,12	4,39	4,75	5,24	5,95
	1,2	3,32	3,42	3,55	3,70	3,89	4,13	4,43	4,83	5,39
	1,3	3,18	3,28	3,39	3,53	3,69	3,89	4,15	4,48	4,93

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%	4,39	4,62	4,92	5,30	5,81	6,52	7,59	9,37	12,92
	4%	3,96	4,14	4,36	4,63	4,99	5,46	6,11	7,10	8,74
	5%	3,61	3,75	3,91	4,12	4,37	4,70	5,13	5,74	6,65
	6%	3,32	3,42	3,55	3,70	3,89	4,13	4,43	4,83	5,39
	7%	3,06	3,15	3,25	3,37	3,51	3,68	3,90	4,18	4,55
	8%	2,85	2,92	3,00	3,09	3,20	3,33	3,49	3,69	3,95
	9%	2,66	2,72	2,78	2,85	2,94	3,04	3,16	3,31	3,50

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%	6,83	6,45	6,11	5,81	5,53	5,29	5,06	4,85	4,66
	4%	6,01	5,62	5,29	4,99	4,72	4,48	4,26	4,07	3,89
	5%	5,37	4,99	4,66	4,37	4,12	3,89	3,69	3,51	3,35
	6%	4,85	4,48	4,16	3,89	3,65	3,44	3,26	3,09	2,94
	7%	4,42	4,07	3,77	3,51	3,29	3,09	2,91	2,76	2,62
	8%	4,07	3,73	3,44	3,20	2,99	2,80	2,64	2,50	2,37
	9%	3,77	3,44	3,17	2,94	2,74	2,57	2,42	2,28	2,16

Źródło: BDM S.A.

WYCENA PORÓWNAWCZA

Wyceny porównawczej dokonaliśmy w oparciu o konsensus rynkowy dla prognoz na lata 2016-2018 dla spółek użyteczności publicznej z Europy oraz spółek wydobywczych z sektora ropy i gazu. Dla 2016 roku przyzięliśmy wagę 20% ze względu na ujęty w prognozie efekt retroaktywny renegotiacji ceny w kontrakcie z Gazpromem (1,2 mld PLN). Analizę oparto na wskaźnikach P/E i EV/EBITDA. Porównując wyniki PGNiG ze wskaźnikami innych spółek otrzymaliśmy wartość spółki na poziomie 28,6 mld PLN mln PLN, co odpowiada 4,85 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%.

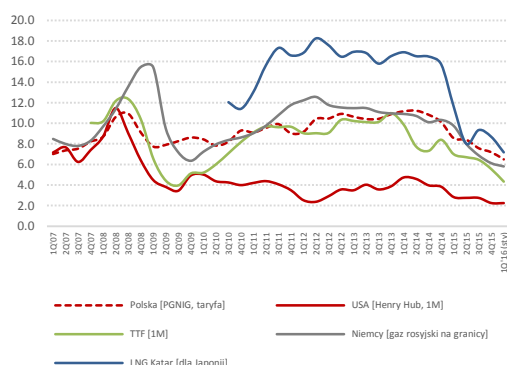
Wycena porównawcza

	P/E			EV/EBITDA		
	2016P	2016P	2018P	2016P	2017P	2018P
Snam	16,5	15,9	15,3	11,8	11,6	11,3
Gas Natural	11,8	11,2	11,3	6,3	6,0	5,9
Enagas	15,2	15,0	14,9	11,6	11,7	11,9
Endesa	15,1	15,4	15,2	7,4	7,5	7,5
E.On	12,6	12,2	11,9	7,3	7,1	6,7
Engie	12,1	11,8	11,1	5,6	5,5	5,1
Transgaz	7,3	7,0	6,4	3,3	2,6	2,7
Hera	20,9	19,5	19,1	7,2	6,9	6,8
Centrica	12,5	12,0	10,8	6,1	5,8	5,3
Duon	13,8	11,5	10,9	8,6	7,0	6,7
Enea	7,9	7,7	7,5	5,2	5,0	4,7
Energa	8,9	8,5	8,4	5,0	5,0	5,0
ENI	32,2	15,8	11,5	4,3	3,3	2,9
BG	24,9	12,5	7,8	7,3	5,5	4,2
Romgaz	6,3	6,1	5,7	2,7	2,6	2,5
Shell	13,3	8,4	7,0	4,7	3,8	3,2
BP	14,4	8,0	6,0	4,3	3,5	3,4
Total	14,3	10,7	8,7	6,2	4,8	4,1
Statoil	24,8	12,9	9,3	3,7	3,0	2,7
Gazprom	3,2	2,9	3,4	3,1	2,7	3,0
Mediana	13,6	11,6	10,1	5,8	5,2	4,9
PGNiG	10,0	16,0	14,4	4,4	5,3	4,9
Premia/dyskonto	-26,6%	37,1%	43,0%	-25,0%	1,8%	1,2%
Wycena 1 akcji wg wskaźnika [PLN]	7,0	3,7	3,6	6,8	5,0	5,1
Waga roku	20%	40%	40%	20%	40%	40%
Wycena 1 akcji wg wskaźników [PLN]		4,3			5,4	
Waga wskaźnika		50%			50%	
Wycena końcowa 1 akcji [PLN]	4,85					

Źródło: BDM S.A., Bloomberg, * w wynikach w 2016 prognozujemy 1,2 mld PLN efektu retroaktywnego na renegotiacji warunków umowy z Gazpromem

RYNEK GAZU NA ŚWIECIE

Porównanie cen gazu na świecie [USD/mmBtu]



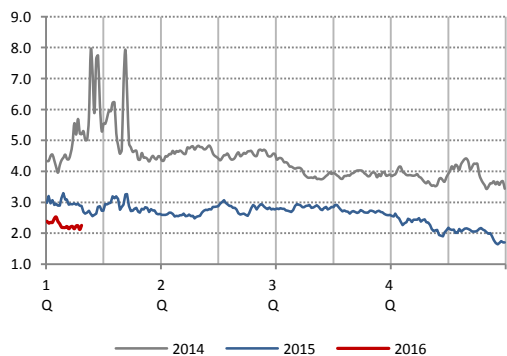
Źródło: BDM S.A., Bloomberg, średnia w kwartale

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



Źródło: BDM S.A., Bloomberg

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

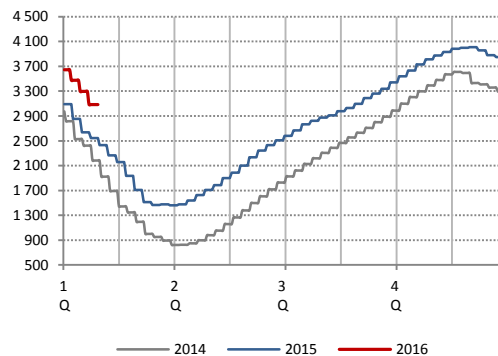


Źródło: BDM S.A., Bloomberg

W 1Q'16 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 są najwyższe w ostatnich latach, czemu sprzyjają wysokie temperatury.

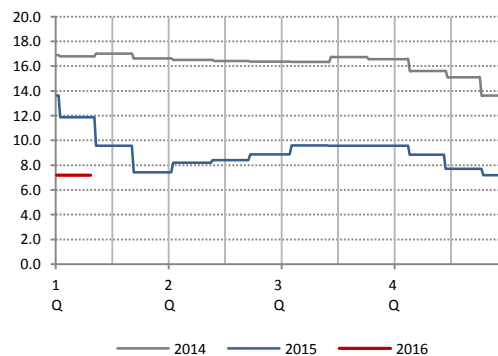
Warto pamiętać, że głównym źródłem importu gazu do Europy jest rosyjski Gazprom, który sprzedaje gaz w kontraktach długoterminowych, głównie wg formuły mieszanej (z tendencją do coraz większego udziału czynnika rynkowego w cenie; udział czynnika ropopochodnego jest generalnie tym większy im większa jest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

Zapasy gazu w USA [mld stóp sześć]



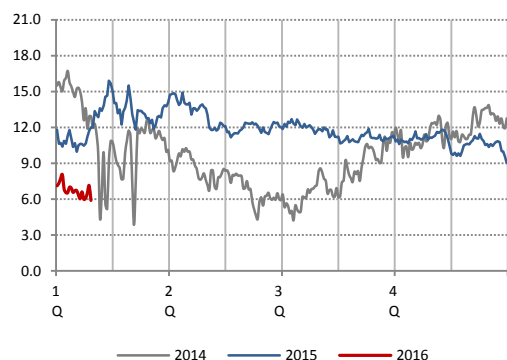
Źródło: BDM S.A., Bloomberg

Cena eksportowa katarskiego LNG do Japonii [USD/mmBtu]



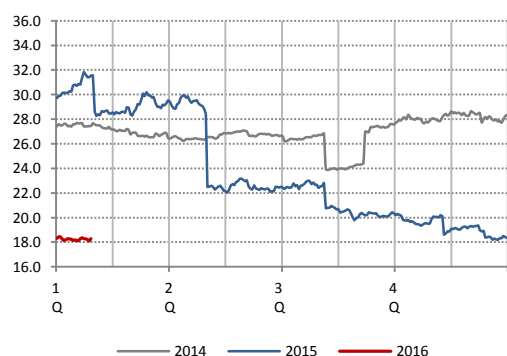
Źródło: BDM S.A., Bloomberg

Spread TTF – Henry Hub spot [EUR/MWh]



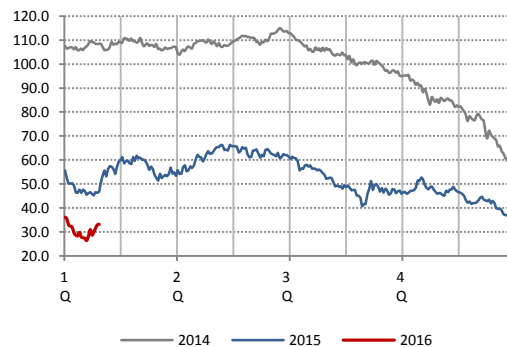
Źródło: BDM S.A., Bloomberg

Gaz rosyjski na granicy niemieckiej [EUR/MWh]



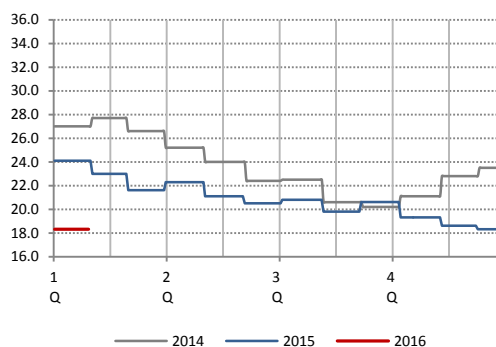
Źródło: BDM S.A., Bloomberg

Cena ropy Brent [USD/bbl]



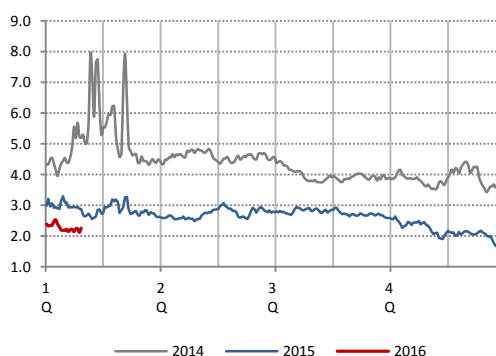
Źródło: BDM S.A., Bloomberg

Cena gazu importowanego do Niemiec* [EUR/MWh]



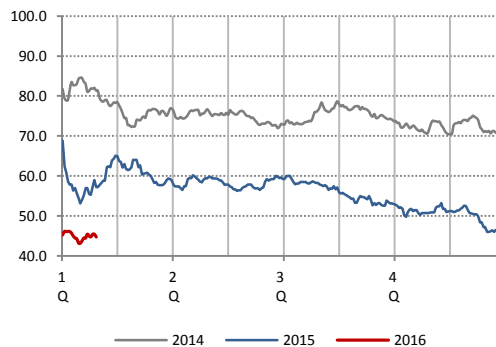
Źródło: BDM S.A., Bloomberg, *średnia dla wszystkich kierunków

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



Źródło: BDM S.A., Bloomberg

Węgiel ARA [USD/t]



Źródło: BDM S.A., Bloomberg

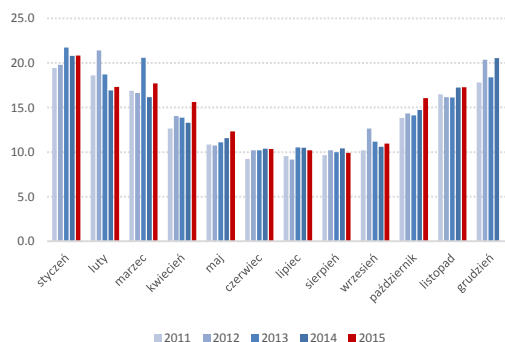
RYNEK GAZU W POLSCE

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).

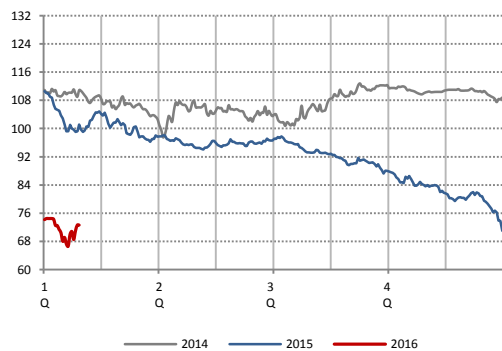
Klienci PGNiG OD i PGNiG S.A. mają odrębnie ustalone taryfy. Zwracamy uwagę, że taryfa w segmencie obrotu opiera się o koszty pozyskania gazu + koszty operacyjne + marża. Dla PGNiG S.A. kosztem pozyskania gazu jest średnia ważona kosztu importu oraz kosztu wydobycia (w rzeczywistości „tani” gaz z krajowego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

Miesięczna konsumpcja gazu w Polsce [mld m³]



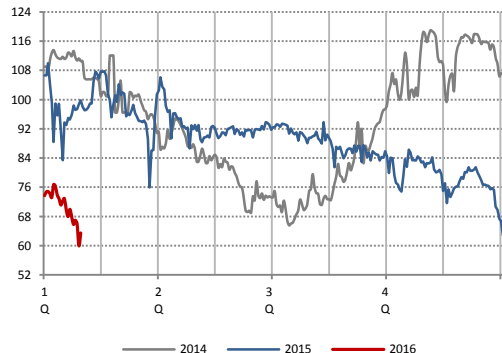
Źródło: BDM S.A., Eurostat

Kontrakt 1Y na gaz TGE [PLN/MWh]



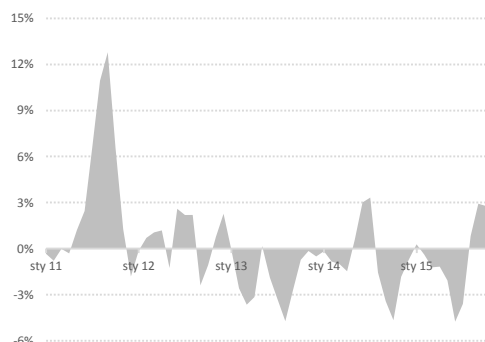
Źródło: BDM S.A., Bloomberg

TGE spot [PLN/MWh]



Źródło: BDM S.A., Bloomberg

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

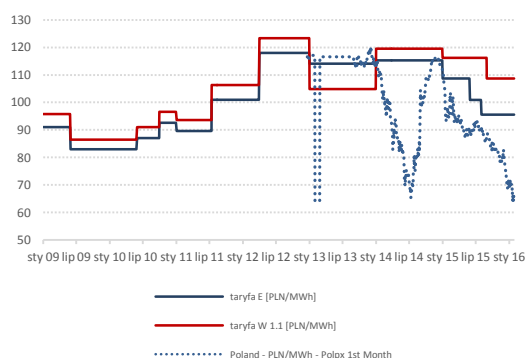


Źródło: BDM S.A., Eurostat

W 1Q'16 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 4-6 EUR/MWh). Cena kontraktu rocznego na TGE spadła obecnie w okolice 72 PLN/MWh (przy taryfie E do końca 1Q'16: 89 PLN/MWh). Przy szerokiej polityce rabatowej PGNiG notowania TGE w dużej mierze oddają obecnie rzeczywistość dotyczącą cen gazu w Polsce dla odbiorców przemysłowych. Z głosów dochodzących z URE wynikało, że do zniesienia taryfy hurtowej mogłoby dojść nawet w 1H'16.

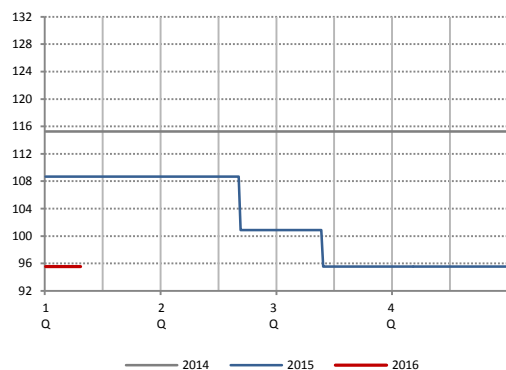
Cena gazu rosyjskiego w kontrakcie PGNiG z Gazpromem spadła w 1Q'16 o kolejne 8-9% q/q - wg naszych szacunków nadal jest ona jednak wyższa niż gaz na TTF (raportowana cena gazu rosyjskiego na granicy niemieckiej to obecnie około 210 USD/1000 m³ - cenę gazu rosyjskiego dla PGNiG szacujemy na 225 USD/1000 m³, przy obecnych cenach ropopochodnych w 1H'16 można spodziewać się dalszego spadku, nawet bez zmian w formule mocno poniżej 200 USD/1000 m³).

Taryfa przemysłowa vs taryfa detaliczna vs kontrakt 1M [PLN/MWh]



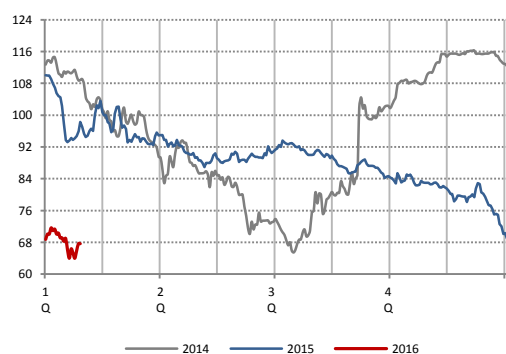
Źródło: BDM S.A., Bloomberg, spółka, URE

Taryfa E [PLN/MWh]



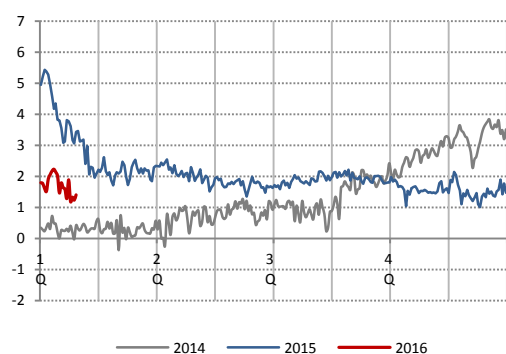
Źródło: BDM S.A., URE

Cena TGE 1M [PLN/MWh]



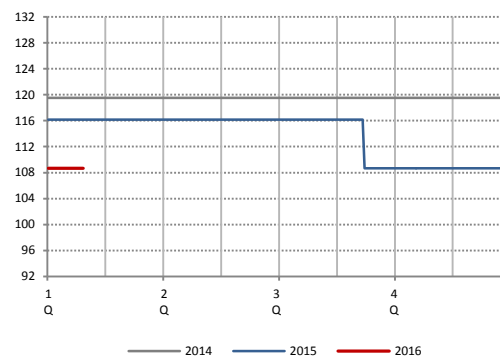
Źródło: BDM S.A., Bloomberg

Spread TGE – TTF 1Y [EUR/MWh]



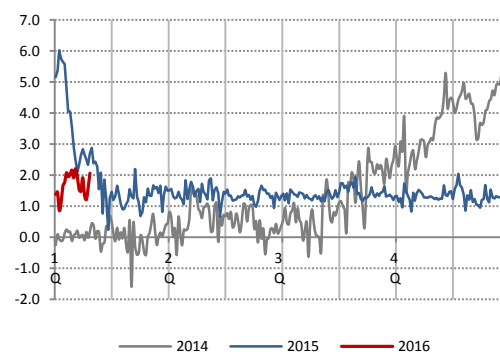
Źródło: BDM S.A., Bloomberg

Taryfa W [PLN/MWh]



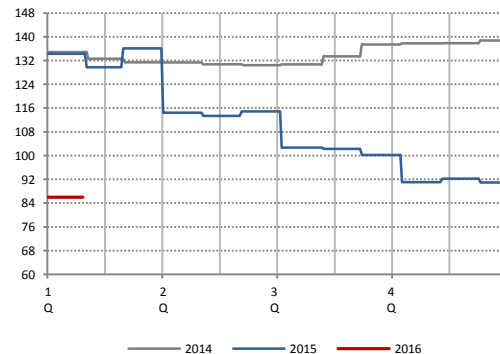
Źródło: BDM S.A., URE

Spread TGE – TTF 1M [EUR/MWh]



Źródło: BDM S.A., Bloomberg

Gazprom koszt szac. [PLN/MWh]

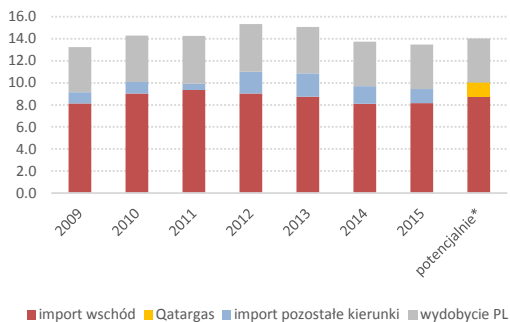


Źródło: BDM S.A., Bloomberg, przy założeniu 40% urynkowienia formuły

PORTFEL NABYWANEGO GAZU

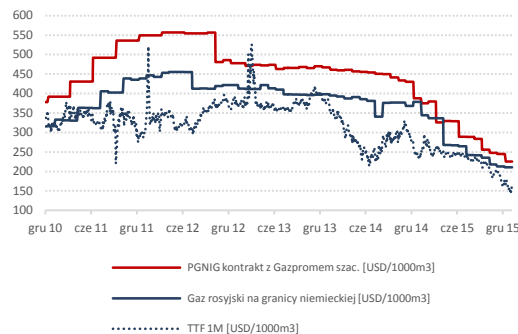
W 2015 roku w celu obsługi rynku krajowego pozyskała 13,5 mld m³ gazu, na co składa się 4,1 mld m³ wydobycia krajowego oraz 9,5 mld m³ importu. W tym z kierunku wschodniego 8,2 mld m³ a łącznie z zachodniego i południowego 1,3 mld m³. Poziom stanu magazynów spadł o blisko 0,4 mld m³ zmiany r/r.

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.

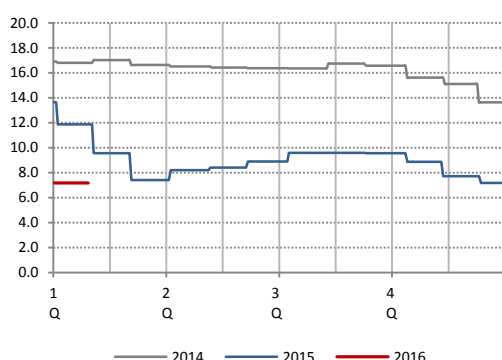
Biorąc pod, że wynegocjowanie lepszych warunków powinno, podobnie jak w 2012 roku, oznaczać także skorygowanie cen gazu za okres od początku negocjacji, według naszego scenariusza w 2016 roku może pojawić dodatni one-off z tego tytułu. Sporo jednak mniejszy niż w 4Q'12. Przy naszych założeniach szacujemy go na ok 1,2 mld PLN (ok. 0,21 PLN/akcję, uwzględniamy w wynikach 2Q'16).

Kontrakt z Qatargas

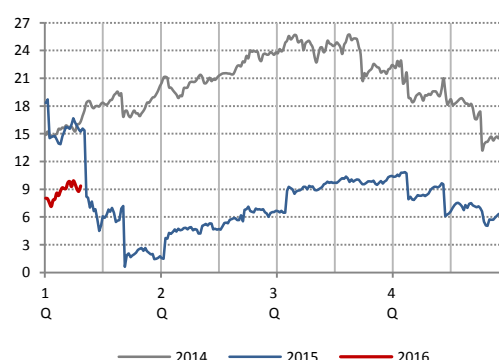
Zawarty z Qatargas w 2009 roku kontrakt na dostawę gazu LNG miał być realizowany w latach 2014-34. Obejmuje on 1,3 mld m³ gazu (100% take-or-pay). Punktem dostaw miał być terminal LNG w Świnoujściu. W czasie podpisywania umowy PGNiG otrzymało od Gaz-Systemu i Polskiego LNG zapewnienie o terminowym oddaniu 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]

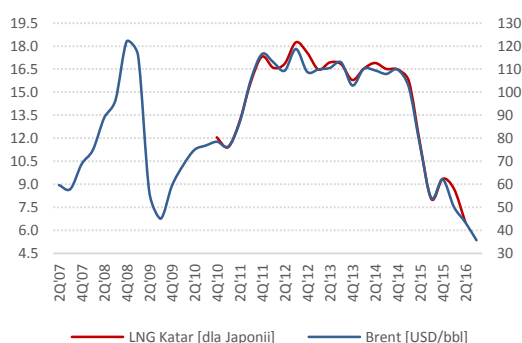


Spread LNG (Katar) – TTF 1M [EUR/MWh]



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.

SKONSOLIDOWANE WYNIKI KWARTALNE

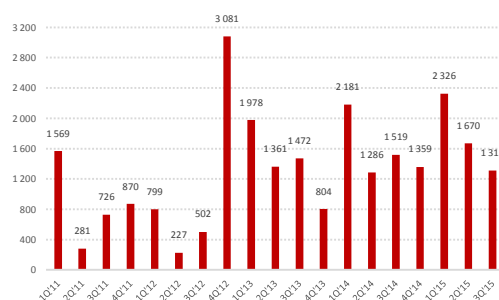
Szczegółowy opis wyników (z podziałem na segmenty) za 3Q'15 przedstawiliśmy w poprzedniej rekomendacji z 4.12.2015.

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]														
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]														
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	3 778
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

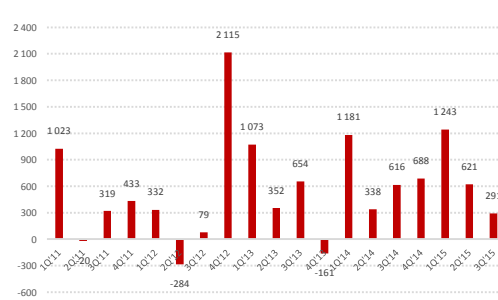
Źródło: BDM S.A., spółka

EBITDA [mln PLN]



Źródło: BDM S.A., spółka

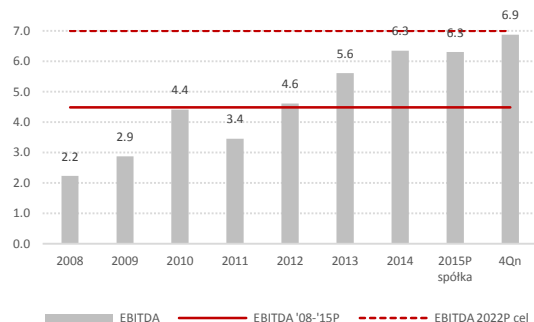
Zysk netto [mln PLN]



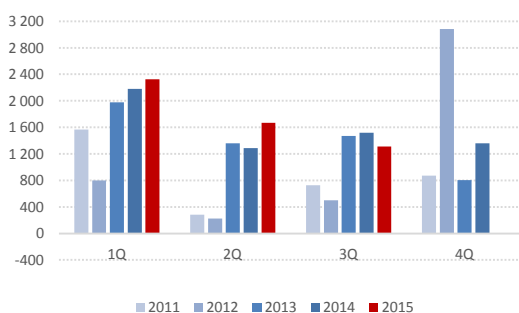
Źródło: BDM S.A., spółka

PROGNOZA WYNIKÓW

EBITDA [mld PLN]



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



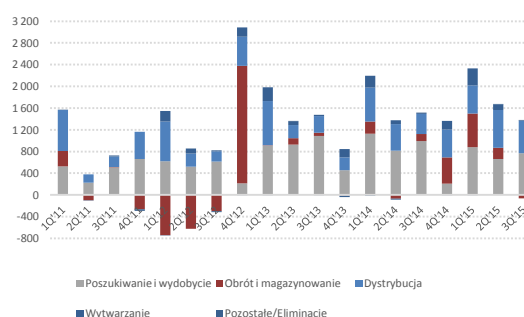
Źródło: BDM S.A., spółka

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.

Kwartalna EBITDA [mln PLN]



Źródło: BDM S.A., spółka

Prognoza na 4Q'15:

- Po 3Q'15 spółka podwyższyła prognozę skonsolidowanych wyników na 2015 rok – EBITDA z 5,8 mld PLN do 6,3 mld PLN. Po 1-3Q'15 wykonanie wynosi 5,3 mld PLN.
- Aktualna prognoza zarządu implikuje 1,0 mld PLN EBITDA w 4Q'15. Spółka wskazuje m.in. na ryzyko odpisów w segmencie wydobywczym czy na zapasach gazu (segment obrotu). Zwracamy także uwagę na rozliczenia na umowie LNG. W poprzednich kwartałach wyraźniej było 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 1,0 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 -0,1-0,2 mld PLN w obrocie w 4Q'15).
- Spółka podała szacunkowe dane wolumenowe za 4Q'15. Widoczny jest spadek w PGNiG OD aż o 15% r/r (pogoda, dalsze odejścia klientów). Spadek wolumenu w dystrybucji był minimalny (-1%), co dodatkowo może potwierdzać odpływ klientów z PGNiG do innych dostawców. Wyraźnie wzrósł wolumen wydobywania w Norwegii, co należy wiązać z niską bazą 4Q'14 (awaria, zakup złóż od Total a w końcu 2014).
- Analizując segmenty, najbardziej na spadku wyników może zaważyć Obrót i Magazynowanie (polityka rabatowa, spadek wolumenu). W wynikach uwzględniamy też 150 mln PLN odpisu na zapasach gazu. Dużym znakiem zapytania jest wynik segment Wydobywania, ze względu na prawdopodobne odpisy (ujmujemy -0,2 mld PLN na aktywach i -0,1 mld PLN kosztów spisanej sejsmiki i odwiertów). W Dystrybucji spodziewamy się lekkiej poprawy r/r (przyjmujemy -125 mln PLN na niezbilansowaniu systemu – podobnie jak w 4Q'14). W segmencie Wytwarzania zakładamy poprawę r/r na bazie niższych cen węgla i wyższych taryf na ciepło.
- Spółka nadal negocjuje (obecnie także przez arbitraż) większe urynnowienie formuły cenowej z Gazpromem (co konsekwencji da zapewne efekt retroaktywny wynikom PGNiG, zakładamy go w 2016 roku – okienko negocjacyjne rozpoczęło się w 4Q'14 – dojście do porozumienia przy poprzedniej zmianie formuły, w 2012 roku, zajęło 1,5 roku).

Prognoza wyników na 4Q'2015

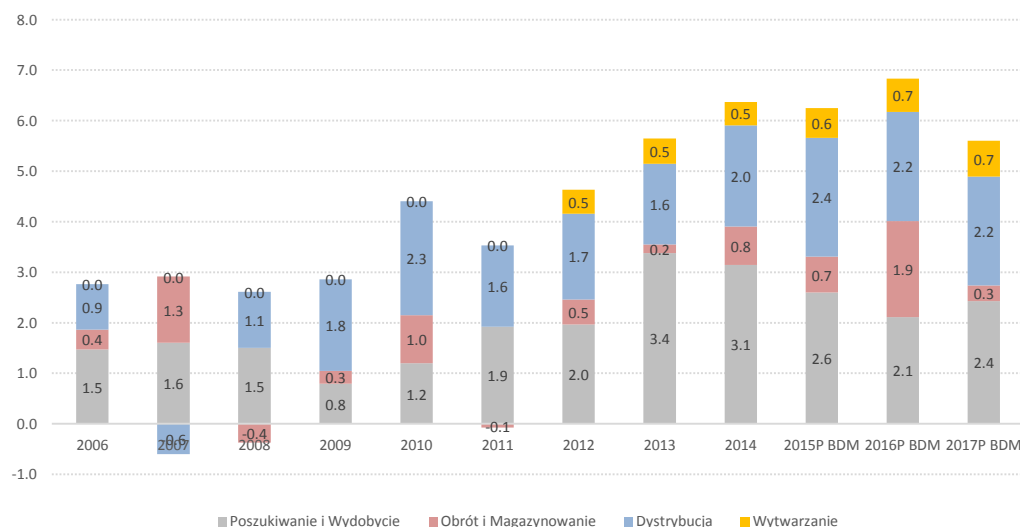
	4Q'14	4Q'15P	zmiana r/r	2014	2015P	zmiana r/r	2016P*	zmiana r/r	2017P	zmiana r/r
Przychody ze sprzedaży	11 487	9 087	-20,9%	34 304	35 782	4,3%	28 462	-20,5%	30 044	5,6%
EBITDA	1 359	963	-29,2%	6 345	6 272	-1,2%	6 868	9,5%	5 645	-17,8%
Poszukiwanie i Wydobywanie	208	288	38,5%	3 143	2 597	-17,4%	2 115	-18,6%	2 429	14,9%
Obrót i Magazynowanie	482	-47	-	764	711	-6,9%	1 896	166,6%	313	-83,5%
Dystrybucja	517	537	3,9%	2 002	2 351	17,4%	2 164	-8,0%	2 151	-0,6%
Wytwarzanie	154	174	13,0%	463	591	27,6%	655	10,8%	713	8,9%
Pozostałe/Eliminacje	-2	10	-	-27	21	-	39	84,4%	40	1,8%
EBIT	759	272	-64,2%	3 843	3 508	-8,7%	4 194	19,6%	2 856	-31,9%
Zysk (strata) brutto	757	216	-71,5%	3 626	3 247	-10,5%	4 050	24,8%	2 730	-32,6%
Zysk (strata) netto	688	169	-75,4%	2 823	2 324	-17,7%	3 024	30,1%	1 890	-37,5%
Marża EBITDA	11,8%	10,6%		18,5%	17,5%		24,1%		18,8%	
Marża EBIT	6,6%	3,0%		11,2%	9,8%		14,7%		9,5%	
Marża zysku netto	6,0%	1,9%		8,2%	6,5%		10,6%		6,3%	

Źródło: BDM S.A., *prognoza 2016 roku - uwzględniamy 1,2 mld PLN efektu retroaktywnego na renegotiacji umowy z Gazpromem na poziomie EBITDA i niżej

Generalnie w średnim/długim terminie PGNiG stoi przed szeregiem wyzwań, które w szerszym zakresie przedstawialiśmy w poprzednich raportach:

- 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),
- Produkcję węglowodorów w Polsce trudno zwiększyć (dodatkowo w perspektywie 2020 roku segment zostanie opodatkowany), natomiast zagranicą będzie wymagać kolejnych działań w zakresie M&A,
- W 2013 roku spółka wygenerowała 4,0 mld PLN skorygowanej EBITDA (przed odpisami na aktywa, a nie z uwzględnieniem spisanej sejsmiki) w segmencie wydobywczym, w 2014 roku było to 3,8 mld PLN. W 2015 roku zakładamy spadek powtarzalnej EBITDA poniżej 2,9 mld PLN a w 2016 roku do 2,1 mld PLN. W kolejnych latach sytuację nieco poprawi wzrost wydobywania ropy w Norwegii, jednak bez nowych akwizycji lub wyraźnego odbicia cen ropy ubytku w EBITDA nie uda się zasypać. Jednocześnie jesteśmy ostrożni w prognozowaniu mocniejszego spadku EBITDA <2,0 mld PLN w latach 2016/17 – ostatnie kwartały pokazały wyraźny spadek kosztów w przeliczeniu na boe.
- Widoczne już oszczędności kosztowe (m.in. w segmencie dystrybucji) powinny być z czasem skonsolidowane przez regulatora w taryfach,
- 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, w 2016 w OIM efekt retroaktywny na 1,2 mld PLN

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

	2015P			2016P			2017P		
	poprzednio*	aktualnie	zmiana	poprzednio*	aktualnie	zmiana	poprzednio*	aktualnie	zmiana
Przychody	36 198	35 782	-1,1%	31 676	28 462	-10,1%	33 023	30 044	-9,0%
EBITDA	6 412	6 272	-2,2%	7 248	6 868	-5,2%	5 925	5 645	-4,7%
EBIT	3 702	3 508	-5,2%	4 613	4 194	-9,1%	3 182	2 856	-10,2%
Zysk (strata) netto	2 433	2 324	-4,5%	3 283	3 024	-7,9%	2 080	1 890	-9,1%
Marża EBITDA	17,7%	17,5%		22,9%	24,1%		17,9%	18,8%	
Marża EBIT	10,2%	9,8%		14,6%	14,7%		9,6%	9,5%	
Marża zysku netto	6,7%	6,5%		10,4%	10,6%		6,3%	6,3%	

Źródło: Dom Maklerski BDM S.A., *poprzednio: rekomendacja z 04.12.2015

Konsensus rynkowy vs prognozy BDM [mln PLN]

	2015P kons.	2015P BDM	odchyl.	2016P kons.	2016P BDM skoryg.**	odchyl.	2016P BDM*	odchyl.	2017P kons.	2017P BDM	odchyl.
Przychody ze sprzedaży	36 000	35 782	-0,6%	32 987	28 462	-13,7%	28 462	-13,7%	33 388	30 044	-10,0%
EBITDA	6 594	6 272	-4,9%	5 945	5 645	-5,1%	6 868	15,5%	5 961	5 645	-5,3%
EBIT	3 835	3 508	-8,5%	3 199	2 970	-7,1%	4 194	31,1%	3 149	2 856	-9,3%
Zysk netto	2 763	2 324	-15,9%	2 358	2 033	-13,8%	3 024	28,2%	2 287	1 890	-17,4%
Dług netto	1 934	603	-68,8%	1 819	924	-49,2%	-67	-	1 824	-21	-
Marża EBITDA	18,3%	17,5%		18,0%	19,8%		24,1%		17,9%	18,8%	
Marża EBIT	10,7%	9,8%		9,7%	10,4%		14,7%		9,4%	9,5%	
Marża zysku netto	7,7%	6,5%		7,1%	7,1%		10,6%		6,8%	6,3%	

Źródło: BDM S.A., Bloomberg (konsensus), *uwzględniamy 1,2 mld PLN efektu retroaktywnego na renegowacji umowy z Gazpromem na poziomie EBITDA, ** wynik oczyszczony o efekt retroaktywny

Ostatnie prognozy wchodzące do konsensusu zakładają wynik 6,1-6,8 mld PLN w 2015 roku. Zwracamy uwagę, że konsensus może przyjmować zawyżony dług netto. Po 3Q'15 wynosił on 1,6 mld PLN, a po 4Q'15 zapasy gazu były wyraźnie niższe r/r.

W 2016 roku zakładamy wyższy wynik r/r, 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.

Obecnie konsensus na 2016 rok to ponad 5,9 mld PLN. My szacujemy powtarzalny wynik na 5,6 mld PLN. Przy czym dostrzegamy potencjał do obniżenia tej prognozy, jeśli nie potwierdzą się nasze założenia o cięciu kosztów w segmencie wydobywczym (w ostatnich kwartałach spółka wyraźnie obniżała koszt jednostkowy w USD/boe). Na 2017 rok jesteśmy poniżej konsensusu na EBITDA.

Prognozy EBITDA wg ostatnich raportów analitycznych [mln PLN]

Data rekomendacji	2015P	2016P	zmiana r/r	2017P	zmiana r/r
2016-01-28	6 138	5 685	-7,4%	-	-
2016-01-28	6 359	3 488	-45,1%	3 616	3,7%
2016-01-25	6 409	5 138	-19,8%	5 072	-1,3%
2016-01-20	6 311	5 187	-17,8%	5 113	-1,4%
2016-01-16	6 808	6 848	0,6%	6 480	-5,4%
2016-01-07	7 087	6 786	-4,2%	6 644	-2,1%
2015-12-21	6 749	5 795	-14,1%	5 880	1,5%
2015-12-16	6 412	5 510	-14,1%	5 483	-0,5%
2015-12-15	7 059	6 554	-7,2%	6 634	1,2%
2015-12-14	6 244	6 373	2,1%	7 110	11,6%
2015-12-07	6 742	6 375	-5,4%	6 626	3,9%
2015-12-07	6 350	5 707	-10,1%	6 006	5,2%
2015-12-04*	6 412	6 048	-5,7%	5 925	-2,0%
2015-12-03	6 649	5 975	-10,1%	-	-
2015-11-24	6 772	6 065	-10,4%	-	-
2015-10-02	6 999	6 386	-8,8%	-	-

Źródło: BDM S.A., Bloomberg, *poprzedni raport DM BDM (EBITDA 2016 – skorygowana)

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	3,89	3,77	4,06	4,09	4,05	3,97	3,93
EUR/PLN	4,19	4,17	4,17	4,21	4,18	4,19	4,09	4,19	4,26	4,18	4,43	4,51	4,55	4,55	4,55
Ropa Brent [USD/bbl]	107,9	109,8	102,2	76,7	99,1	53,9	62,1	50,2	43,5	52,4	38,5	43,9	47,1	49,2	51,0
USA [Henry Hub, spot] [EUR/MWh]	12,8	11,4	10,2	10,2	11,1	8,7	8,4	8,4	6,6	8,0	7,7	8,6	8,8	6,5	6,4
TTF [Holandia, spot] [EUR/MWh]	24,6	19,2	18,8	22,9	21,4	21,2	20,7	19,8	17,3	19,7	13,9	15,0	15,2	15,4	15,3
Polska [TGE, spot] [EUR/MWh]	25,0	19,7	19,3	26,3	22,6	23,4	22,7	20,9	18,2	21,3	15,2	16,0	16,3	16,2	16,1
Polska [TGE, spot] [PLN/MWh]	104,6	82,0	80,4	110,8	94,5	98,0	92,7	87,7	77,7	89,0	67,3	72,4	74,3	73,7	73,1
Polska [TGE, 1M] [PLN/MWh]	103,0	82,3	84,4	112,9	95,7	98,0	90,2	88,6	79,6	89,1	67,3	72,4	74,3	73,7	73,1
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	81,6	75,7	76,9	76,3	75,8
<i>Powyższe dane – średnia roczna</i>															
Dane operacyjne															
Wydobycie gazu [mln m3]	1 182	1 132	1 057	1 132	4 503	1 185	1 109	1 137	1 200	4 631	4 643	4 630	4 631	4 644	4 667
Wydobycie ropy [tys t]	322	310	304	271	1 207	386	317	367	359	1 429	1 213	1 327	1 433	1 347	1 275
Sprzedaż gazu [mln m3]	4 882	3 330	3 544	6 797	18 553	7 721	4 803	3 936	6 670	23 130	22 878	23 683	23 684	23 697	23 727
- w tym przez TGE [mln m3]	94	147	925	2 576	3 742	2 940	1 588	1 164	2 400	8 092	7 319	7 599	7 599	7 599	7 605
Przychody [mln PLN]															
Poszukiwanie i Wydobycie	1 617	1 809	1 433	1 212	6 071	1 217	1 316	1 179	1 077	4 789	3 904	4 371	4 797	4 782	4 696
Obrót, magazynowanie	7 949	5 357	5 300	10 219	28 825	11 190	6 634	5 296	7 932	31 052	24 328	25 368	26 026	25 934	25 826
Dystrybucja	1 252	965	885	1 181	4 283	1 316	1 078	1 030	1 233	4 657	4 350	4 336	4 364	4 435	4 492
Wytwarzanie	651	384	291	617	1 943	688	343	239	619	1 889	1 852	1 936	2 017	2 054	2 080
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	-1 865	-6 946	-6 321	-6 322	-6 320	-6 352	-6 362
EBITDA [mln PLN]															
Poszukiwanie i Wydobycie	1 126	815	994	208	3 143	878	664	767	288	2 597	2 115	2 429	2 757	2 768	2 691
Obrót, magazynowanie	228	-71	125	482	764	619	205	-66	-47	711	1 896	313	392	531	398
Dystrybucja	625	488	372	517	2 002	521	697	596	537	2 351	2 164	2 151	2 172	2 227	2 271
Wytwarzanie	216	72	21	154	463	310	102	5	174	591	655	713	715	717	719
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	-56	-210	-144	-126	-111	-89	-64
Inne	-7	7	0	129	129	0	0	-51	0	-51	0	0	0	0	0
Zysk brutto	1 520	543	806	757	3 626	1 590	961	480	216	3 247	4 050	2 730	3 094	3 351	3 282
Zysk netto	1 181	338	616	688	2 823	1 243	621	291	169	2 324	3 024	1 890	2 095	2 305	2 160

Źródło: BDM S.A., spółka, *uwzględniamy 1,2 mld PLN efektu retroaktywnego na renowacji umowy z Gazpromem na poziomie EBITDA

DANE FINANSOWE

Bilans [mld PLN]	2013	2014	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P
Aktywa trwałe	36,33	37,84	38,25	39,26	40,39	40,74	40,97	41,27	41,57	41,84	42,08	42,28	42,47
Wartości niematerialne i prawne	1,16	1,11	1,06	0,99	0,94	0,90	0,87	0,84	0,82	0,80	0,78	0,77	0,76
Rzeczowe aktywa trwałe	33,03	33,53	34,25	35,40	36,69	37,49	37,75	38,09	38,41	38,70	38,95	39,17	39,36
Pozostałe aktywa trwałe	2,13	3,20	2,94	2,88	2,76	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34
Aktywa obrotowe	10,82	11,09	11,63	10,71	9,91	9,70	10,23	10,42	10,51	10,91	11,45	11,69	12,69
Zapasy	3,38	3,19	2,31	2,16	1,82	1,86	1,84	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83
Należności krótkoterminowe	4,31	4,37	4,12	3,28	3,46	3,60	3,59	3,58	3,57	3,57	3,58	3,59	3,59
Inwestycje krótkoterminowe	3,13	3,53	5,20	5,27	4,63	4,25	4,79	5,01	5,12	5,51	6,04	6,27	7,27
-środki pieniężne i ekwiwalenty	2,83	2,96	4,64	4,70	4,06	3,68	4,22	4,44	4,55	4,94	5,48	5,70	6,70
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	47,14	48,93	49,88	49,98	50,30	50,43	51,19	51,69	52,08	52,75	53,53	53,97	55,16
Kapitał (fundusz) własny	28,45	30,16	31,31	32,92	33,65	34,23	35,59	36,70	37,71	38,84	40,01	41,21	42,40
Udziały mniejszości	0,01	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.	18,69	18,76	18,56	17,05	16,65	16,20	15,59	14,98	14,37	13,90	13,51	12,75	12,75
Rezerwy na zobowiązania	4,52	6,38	6,38	6,38	6,38	6,38	6,38	6,38	6,38	6,38	6,38	6,38	6,38
Zobowiązania długoterminowe	5,44	5,15	4,55	3,95	3,35	2,75	2,15	1,55	0,95	0,48	0,08	0,08	0,08
- w tym dług oprocentowany	5,39	5,07	4,47	3,87	3,27	2,67	2,07	1,47	0,87	0,40	0,00	0,00	0,00
Zobowiązania krótkoterminowe	7,01	5,43	5,83	4,92	5,12	5,27	5,26	5,25	5,24	5,24	5,25	4,49	4,49
- w tym dług oprocentowany	2,28	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,00	0,00
Pasywa razem	47,14	48,93	49,88	49,98	50,30	50,43	51,19	51,69	52,08	52,75	53,53	53,97	55,16
Rachunek zysków i strat [mld PLN]	2013	2014	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P
Przychody netto ze sprzedaży	32,04	34,30	35,78	28,46	30,04	31,25	31,22	31,11	31,01	31,04	31,11	31,18	31,19
EBITDA	5,61	6,35	6,27	6,87	5,65	6,08	6,28	6,12	6,04	6,07	6,10	6,15	6,17
EBIT	3,15	3,84	3,51	4,19	2,86	3,20	3,44	3,35	3,29	3,33	3,36	3,41	3,39
Saldo działalności finansowej	-0,40	-0,35	-0,21	-0,14	-0,13	-0,11	-0,09	-0,06	-0,04	-0,02	0,00	0,02	0,04
Inne	-0,04	0,13	-0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Zysk (strata) brutto	2,71	3,63	3,25	4,05	2,73	3,09	3,35	3,28	3,25	3,31	3,36	3,43	3,44
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	1,92	2,82	2,32	3,02	1,89	2,09	2,30	2,16	2,16	2,21	2,25	2,30	2,31
CF [mld PLN]	2013	2014	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P
Przepływy z działalności operacyjnej	7,81	6,98	7,38	5,97	5,26	5,46	5,24	4,99	4,94	4,96	4,98	5,01	5,03
Przepływy z działalności inwestycyjnej	-3,06	-3,68	-3,74	-3,71	-3,99	-3,60	-3,04	-3,04	-3,01	-2,97	-2,93	-2,90	-2,90
Przepływy z działalności finansowej	-3,87	-3,17	-1,96	-2,18	-1,91	-2,24	-1,65	-1,74	-1,82	-1,60	-1,51	-1,89	-1,13
Przepływy pieniężne netto	0,88	0,13	1,68	0,07	-0,65	-0,38	0,55	0,22	0,11	0,39	0,53	0,23	1,00
Środki pieniężne na początek okresu	1,95	2,83	2,96	4,64	4,70	4,06	3,68	4,22	4,44	4,55	4,94	5,48	5,70
Środki pieniężne na koniec okresu	2,83	2,96	4,64	4,70	4,06	3,68	4,22	4,44	4,55	4,94	5,48	5,70	6,71

Wybrane dane finansowe [mld PLN] i wskaźniki rynkowe

Dane finansowe	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P
Przychody zmiana r/r	4%	-20%	6%	4%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
EBITDA zmiana r/r	-1%	10%	-18%	8%	3%	-3%	-1%	1%	1%	1%	0%
EBIT zmiana r/r	-9%	20%	-32%	12%	7%	-3%	-2%	1%	1%	1%	0%
Zysk netto zmiana r/r	-18%	30%	-38%	11%	10%	-6%	0%	2%	2%	2%	0%
Marża EBITDA	17,5%	24,1%	18,8%	19,4%	20,1%	19,7%	19,5%	19,6%	19,6%	19,7%	19,8%
Marża EBIT	9,8%	14,7%	9,5%	10,3%	11,0%	10,8%	10,6%	10,7%	10,8%	10,9%	10,9%
Marża brutto	9,1%	14,2%	9,1%	9,9%	10,7%	10,5%	10,5%	10,7%	10,8%	11,0%	11,0%
Marża netto	6,5%	10,6%	6,3%	6,7%	7,4%	6,9%	7,0%	7,1%	7,2%	7,4%	7,4%
ROE	7,4%	9,2%	5,6%	6,1%	6,5%	5,9%	5,7%	5,7%	5,6%	5,6%	0,0%
ROA	4,7%	6,1%	3,8%	4,2%	4,5%	4,2%	4,1%	4,2%	4,2%	4,3%	0,0%
Dług	5,24	4,64	4,04	3,44	2,84	2,24	1,64	1,17	0,77	0,00	0,00
D / (D+E)	10,5%	9,3%	8,0%	6,8%	5,5%	4,3%	3,1%	2,2%	1,4%	0,0%	0,0%
D / E	11,7%	10,2%	8,7%	7,3%	5,9%	4,5%	3,2%	2,3%	1,5%	0,0%	0,0%
Odsetki / EBIT	-6,0%	-3,4%	-4,4%	-3,5%	-2,6%	-1,9%	-1,3%	-0,6%	0,0%	0,7%	1,3%
Dług / kapitał własny	16,7%	14,1%	12,0%	10,0%	8,0%	6,1%	4,3%	3,0%	1,9%	0,0%	0,0%
Dług netto	0,6	-0,1	0,0	-0,2	-1,4	-2,2	-2,9	-3,8	-4,7	-5,7	-6,7
Dług netto / kapitał własny	1,9%	-0,2%	-0,1%	-0,7%	-3,9%	-6,0%	-7,7%	-9,7%	-11,8%	-13,8%	-15,8%
Dług netto / EBITDA	0,1	0,0	0,0	0,0	-0,2	-0,4	-0,5	-0,6	-0,8	-0,9	-1,1
Dług netto / EBIT	0,2	0,0	0,0	-0,1	-0,4	-0,7	-0,9	-1,1	-1,4	-1,7	-2,0
EV	30,8	30,1	30,1	29,9	28,8	27,9	27,2	26,4	25,4	24,4	23,4
Dług / EV	17,0%	15,4%	13,4%	11,5%	9,9%	8,0%	6,0%	4,4%	3,0%	0,0%	0,0%
CAPEX / Przychody	10,4%	13,2%	13,4%	11,6%	9,8%	9,9%	9,8%	9,7%	9,6%	9,5%	9,5%
CAPEX / Amortyzacja	134,6%	140,4%	144,5%	126,7%	108,1%	111,0%	110,9%	109,8%	108,6%	107,4%	106,7%
Amortyzacja / Przychody	8%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%
Zmiana KO / Przychody	-4,3%	-0,5%	-1,1%	0,1%	-0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Zmiana KO / Zmiana przychodów	-103,3%	2,0%	-21,5%	2,6%	67,5%	9,8%	3,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,4%
Wskaźniki rynkowe	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P
MC/S*	0,8	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
P/E*	13,0	10,0	16,0	14,4	13,1	14,0	14,0	13,6	13,4	13,1	13,0
P/BV*	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7
P/CE*	5,9	5,3	6,4	6,1	5,9	6,1	6,1	6,1	6,0	6,0	5,9
EV/EBITDA*	4,9	4,4	5,3	4,9	4,6	4,6	4,5	4,3	4,2	4,0	3,8
EV/EBIT*	8,8	7,2	10,5	9,3	8,4	8,4	8,3	7,9	7,6	7,2	6,9
EV/S*	0,9	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8
BVPS	5,3	5,6	5,7	5,8	6,0	6,2	6,4	6,6	6,8	7,0	7,2
EPS	0,4	0,5	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
CEPS	0,9	1,0	0,8	0,8	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9
DPS	0,20	0,24	0,20	0,26	0,16	0,18	0,20	0,18	0,18	0,19	0,19
Payout ratio**	41,8%	60,7%	38,4%	80,0%	45,1%	45,5%	53,3%	50,0%	48,9%	49,1%	48,8%

Źródło: BDM S.A. * Obliczenia przy cenie 5,11 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
developeperzy, 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	4,52	Redukuj	4,70	01.02.2016	5,11	44 050
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	1	50%
Akumuluj	0	0%
Trzymaj	0	0%
Redukuj	1	50%
Sprzedaj	0	0%

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, z którymi Dom Maklerski BDM S.A. (dalej: BDM) zawarł Umowę o świadczenie usług maklerskich na podstawie Regulaminu świadczenia usług maklerskich przez Dom Maklerski BDM S.A. lub Umowę o świadczenie usług maklerskich dla klientów, których rachunek papierów wartościowych prowadzony jest przez bank depozytariusz. 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.

Opracowanie ma charakter informacyjny i nie stanowi reklamy ani nie stanowi oferty lub zaproszenia do subskrypcji lub zakupu instrumentów finansowych.

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 instrumentie finansowym w danym okresie czasowym. Inwestor powinien być świadomy, że struktura portfelowa inwestycji i jakakolwiek strategia inwestycyjna 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 01.02.2016 roku, a przy wykorzystaniu medialnych kanałów dystrybucji może dotrzeć również do innych podmiotów od dnia 05.02.2016 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 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.

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 01.02.2016 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.