

PGNiG

RAPORT ANALITYCZNY

TRZYMAJ

(POPZEDRNA REKOMENDACJA: REDUKUJ)

WYCENA 4,66 PLN

17 LISTOPAD 2016, 08:55 CEST

Kurs PGNiG zachowywał się w 2016 roku relatywnie najstabilniej wśród polskich paliwowych blue-chipów. Po dobrym 1Q16, oczyszczone wyniki 2Q16 i 3Q16 były już nieco niższe od oczekiwań rynkowych. Obawy o wykorzystanie dobrej pozycji bilansowej spółki znalazły odzwierciedlenie w rzeczywistości a część ryzyk w tym zakresie może się jeszcze zmateriałizować w 2017 roku (podatek od konwersji kapitału czy akwizycje w energetyce). Presja na bilans spółki jest prawdopodobnie bardziej długoterminowa, ze względu na możliwą zmianę struktury portfela dostaw gazu. Nie spodziewamy się, by PGNiG angażował się w budowę infrastruktury, ale dywersyfikacja w kierunku norweskim może wiązać się ze znaczną rozbudową własnego potencjału wydobywczego. O ile miejsce do poprawy wyników w dystrybucji czy w obrocie jest naszym zdaniem w krótkim terminie ograniczone, to jednocześnie spodziewamy się, że w okresie 2017-18 spółka ma szansę na wzrost skonsolidowanej EBITDA w oparciu o lepsze warunki makro dla segmentu wydobywczego. Szansy na pozytywną niespodziankę upatrywalibyśmy także w pojawieniu się nowej formuły cenowej w umowie z Gazpromem, co powinno skutkować płatnością retroaktywną. Od czasu naszej poprzedniej rekomendacji z lutego 2016 (Redukuj, 4,52 PLN), kurs akcji PGNiG stracił 6%, w tym czasie subindeks WIG-Paliwa zyskał blisko 19%. Po zaktualizowaniu prognoz i wyceny porównawczej nieznacznie podnosimy naszą cenę docelową do 4,66 PLN. Obecny poziom kursu rynkowego skłania nas to do zmiany rekomendacji z Redukuj na Trzymaj.

W 2016 roku spółka zaangażowała się w ratowanie górnictwa (objęcie udziałów PGG, odkup aktywów JSW, odkup akcji własnych od TF Silesia). Możliwe pozostaje także dalsze zwiększenie ekspozycji na energetykę/ciepłownictwo (aktywa EdF, dla których rząd preferuje inwestora, który zgodzi się na „niekoniecznie rentowne, ważne dla bezpieczeństwa energetycznego inwestycje”). Obawy mogą budzić także zapowiedzi podnoszenia nominalu akcji w spółkach podlegających pod Ministerstwo Energii, których wymiernym efektem jest konieczność zapłaty podatku (PGNiG ma bardzo wysoki poziom zysków zatrzymanych). Nie spodziewamy się, by spółka miała zwiększyć zakres skupu akcji własnych (przeprowadzony głównie na celu dofinansowanie TF Silesia). 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. Sprawą otwartą pozostaje nadal kwestia socjalizacji kosztów terminalu LNG, nowa taryfa dystrybucyjna (obecne obowiązuje już 2 lata) czy zlikwidowanie taryfy przemysłowej.

Obecnie zakładamy, że raportowana EBITDA w 2016 roku wyniesie 5,7 mld PLN (a skorygowana o one-offy: 6,1 mld PLN). Wstępnie w perspektywie 4Q'16 zwracamy uwagę na mocny wzrost cen rynkowych gazu w ujęciu q/q oraz słabość PLN – z jednej strony poprawa warunków w segmencie E&P, z drugiej kłopot dla segmentu Obrotu w którym ceny na TGE wzrosły obecnie powyżej taryfy przemysłowej. W przyszłym roku zakładamy EBITDA na poziomie 6,1-6,2 mld PLN, co pokrywa się z celem ze strategii spółki, by utrzymać wynik z 2015 w perspektywie 2017 roku (w perspektywie 2022 roku zarząd celuje w 7,4 mld PLN). Nasze prognozy na 2017-18 są minimalnie poniżej konsensusu na poziomie EBITDA.

	2014	2015	2016P	2017P	2018P	2019P
Przychody [mld PLN]	34,30	36,46	32,07	32,97	33,63	33,35
EBITDA skoryg. [mld PLN]*	7,12	6,74	6,14	6,15	6,58	6,74
EBITDA [mld PLN]	6,35	6,08	5,66	6,15	6,58	6,74
EBIT [mld PLN]	3,84	3,29	3,01	3,34	3,64	3,78
Zysk netto [mld PLN]	2,82	2,13	1,98	2,20	2,37	2,50
Dług netto [mld PLN]	2,88	0,14	0,17	-0,29	-1,06	-1,43
CAPEX [mld PLN]**	3,78	3,21	4,25	3,67	3,58	3,92
Dywidenda + skup [mld PLN]	0,89	1,18	1,71	0,99	1,10	1,18
P/BV	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8
P/E	10,0	13,3	14,0	12,6	11,7	11,1
EV/EBITDA skoryg.	4,4	4,2	4,5	4,5	4,1	3,9
EV/EBITDA	4,9	4,7	4,9	4,5	4,1	3,9
EV/EBIT	8,1	8,7	9,3	8,2	7,3	7,0
DPS	0,15	0,20	0,18	0,17	0,19	0,20

*wynik oczyszczony o odpisy na aktywach E&P (bez spisanej sejsmiki), odpisy na zapasach gazu zysk na przejęciu SEJ (2016)

**z akwizycjami i finansowaniem jedn. stowarzyszonych

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.

Wycena DCF [PLN]	4,51
Wycena porównawcza [PLN]	5,03
Inne [PLN]*	0,00
Wycena końcowa [PLN]**	4,66
Potencjał do wzrostu / spadku	-3%
Koszt kapitału	9,0%
Cena rynkowa [PLN]	4,80
Kapitalizacja [mln PLN]	27 736
Ilość akcji [mln. szt.]***	5 778
Cena maksymalna za 6 mc [PLN]	5,66
Cena minimalna za 6 mc [PLN]	4,57
Stopa zwrotu za 3 mc	-12,7%
Stopa zwrotu za 6 mc	-8,3%
Stopa zwrotu za 9 mc	-4,6%
Struktura akcjonariatu:***	
Skarb Państwa	71,5%
Pozostali	28,5%

* +0,22 PLN: efekt retroaktywny Gazprom, -0,22 PLN: 50% prawdopodobieństwo konwersji całości zysków zatrzymanych na kapitał zakładowy
** 70% DCF + 30% porównawcza + inne
*** po umorzeniu akcji własnych

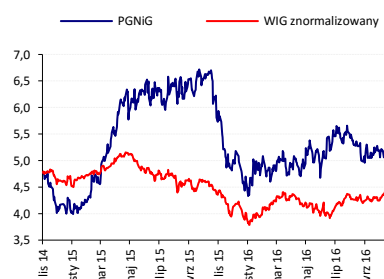
Krzysztof Pado

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	4
WYCENA PORÓWNAWCZA	7
SKONSOLIDOWANE WYNIKI KWARTALNE	8
POSZUKIWANIE I WYDOBYCIE	10
OBRÓT I MAGAZYNOWANIE	12
DYSTRYBUCJA	14
WYTWARZANIE.....	15
PROGNOZA WYNIKÓW	16
POZYCJA GOTÓWKOWA	18
DANE FINANSOWE	20

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 2016-2025 sugeruje wartość 1 akcji na poziomie 4,51 PLN. Wycena porównawcza, oparta na naszych prognozach wyników na lata 2016 – 2018 dała wartość 1 akcji na poziomie 5,03 PLN. Wycena końcowa 1 akcji spółki wynosi 4,66 PLN.

Podsumowanie wyceny

	Waga	Wycena
Wycena DCF	70%	4,51
Wycena metodą porównawczą	30%	5,03
Inne, w tym:		0,00
- potencjalna płatność retroaktywna z tyt. umowy z Gazpromem 1)		0,22
- 50% prawdopodobieństwo konwersji zysków zatrzymanych na kapitał podstawowy 2)		-0,22
Wycena 1 akcji PGNiG [PLN]		4,66

Źródło: BDM S.A.

- 1) Rozstrzygnięcie arbitrażu dotyczącego formuły cenowej z Gazpromu spodziewane jest w połowie 2017 roku. Okienko negocjacyjne trwa już od listopada 2014. Za cały ten okres spółce może przysługiwać płatność retroaktywna (jednorazowy wpływ gotówki wyrównujący cenę do nowej formuły), jeśli dojdzie do zmian w formule (podobnie jak miało to miejsce w 2012 roku – wg naszych kalkulacji od tego czasu formuła opiera się w 40% na notowaniach gazu z rynku TTF a w 60% na notowaniach ropopochodnych). Dostarczony od listopada 2014 wolumen gazu z Gazpromu to ok. 16 mld m3. Do końca 2Q'17 liczba ta może wzrosnąć do ok 22-23 mld m3. Według naszych kalkulacji średni koszt pozyskania gazu przez PGNiG z Gazpromu (przy przyjęciu 40% TTF w formule) do 3Q'16 był wyższy o ok. 35-37 USD/1000 m3 od ceny rosyjskiego gazu raportowanej na granicy niemieckiej (wg danych Bloomberg). Trudno powiedzieć jak będzie wyglądać nowa formuła PGNiG. Przy założeniu wejścia w życie nowej formuły od 3Q'17 i przejściu na 66% TTF wg naszych kalkulacji spółce należałaby się płatność na poziomie ok. 1,5 mld PLN, a przy przejściu na 100% TTF według naszych szacunków może to być ponad 3 mld PLN. Do wyceny dodajemy konserwatywnie tą pierwszą wartość, skorygowaną dodatkowo o 19% podatku, czyli w przeliczeniu 0,22 PLN/akcję. W naszych poprzednich modelach uwzględnialiśmy tą wartość wprost w wynikach (a tym samym bezpośrednio w wycenie DCF i porównawczej), jednak ze względu na przeciągający się proces ustanowienia nowej formuły decydujemy się na obecne podejście.
- 2) Potrzeby budżetowe Polski na lata 2017-18 mogą skłaniać do "niekonwencjonalnych" metod pozyskiwania środków ze spółek z udziałem Skarbu Państwa (z pominięciem interesu akcjonariuszy mniejszościowych). Model przesunięcia kapitału zapasowego (zysków zatrzymanych) na podstawowy i tym samym podniesienie wartości nominalnej akcji (co skutkuje zapłatą podatku dochodowego) został już przetestowany w PGE. Według informacji prasowych w 2017 roku z tego typu operacji ma wpłynąć do budżetu 1,5 mld PLN. PGNiG ze względu na wysoki udział Skarbu Państwa w akcjonariacie oraz brak zadłużenia jest jednym z głównych kandydatów do wykonania takiego posunięcia w przyszłym roku. Poziom zysków zatrzymanych na bilansie jednostkowym to 17 mld PLN. W najbardziej skrajnym scenariusz zakładającym wykorzystanie całej tej kwoty spółka musiałaby zapłacić wg naszych kalkulacji 2,5 mld PLN podatku, czyli 0,44 PLN/akcję (podobnie jak w PGE przyjmujemy efektywną stopę podatku 23,5% z blisko 11 mld PLN - pozostała część ze wspomnianych 17 mld PLN musi wystarczyć na utrzymanie minimalnego poziom kapitału zapasowego oraz wspomniany podatek). W naszej wycenie przyjmujemy 50% prawdopodobieństwo dla takiego scenariuszu.

Kalkulacja potencjalnego podatku od podniesienia wartości nominalne akcji

	3Q'16 bilans jednostk. po umorzeniu akcji własnych	opcja docelowa
Kapitał podstawowy [mln PLN]	5 778	16 537
Zapasy/rezerwy [mln PLN]	18 740	5 457
Przekształcenie netto [mln PLN]		10 759
Podatek [mln PLN]		2 524
/akcję [PLN]		0,44

Źródło: BDM S.A.

Proгноза podstawowych danych

Podstawowe dane:	2012	2013	2014	2015	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P
Brent [usd/bbl]	111,9	108,8	99,1	52,4	43,3	49,5	52,3	54,2	55,9	57,5	59,2	59,8	59,8	59,8
USD/PLN (średni)	3,26	3,16	3,15	3,77	3,93	4,10	4,08	3,99	3,94	3,94	3,94	3,94	3,94	3,94
EUR/PLN (średni)	4,19	4,20	4,18	4,18	4,36	4,47	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50
Taryfa gazowa [PLN/Mwh]														
Klienci przemysłowi*	114	114	116	102	79	82	82	81	81	80	80	80	80	80
Klienci detaliczni	119	105	119	114	100	86	86	85	84	84	84	84	84	83
Gaz rynek TGE [PLN/Mwh]														
spot	-	117	94	89	67	79	79	77	76	76	76	76	76	76
1M	-	112	96	89	66	79	79	77	76	76	76	76	76	76
Gaz rynek TTF														
1M [EUR/MWh]	25	27	21	20	14	16	16	16	16	16	16	16	16	16
1M [PLN/MWh]	104	112	90	83	61	73	73	73	73	72	72	72	72	72
Gazprom kontrakt szac.:**														
PLN/1000 m3	1 766	1 487	1 423	1 171	778	847	847	788	789	789	789	789	789	789
PLN/MWh	166	140	134	110	73	80	80	74	74	74	74	74	74	74
LNG rynek azjatycki [USD/mmbtu]	17,3	16,5	16,4	9,4	6,3	7,3	7,8	8,1	8,3	8,6	8,8	9,0	9,0	9,0

Źródło: BDM S.A., Bloomberg, *zakładamy formalne zniesienie taryfy po 2017 roku, zakładamy zmianę formuły w 2017 i następnie w 2019 przejście na całkowicie rynkowe ceny gazu (kolejne okienko negocjacyjne)

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 połowie 2017 roku 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 (Europol Gaz, PGG).
- 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 5,78 mld akcji, po zakładanym umorzeniu 122 mln akcji nabytych w ramach skupu w 2016 roku.
- Końcowa wartość w przeliczeniu na jedną akcję jest wyceną na dzień 17 listopada 2016 roku.

Metoda DCF dała wartość spółki na poziomie 26,0 mld PLN. W przeliczeniu na 1 akcję daje to wartość 4,51 PLN.

Model DCF

	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P
Przychody ze sprzedaży [mld PLN]	32,07	32,97	33,63	33,35	33,20	33,16	33,32	33,45	33,60	33,64
EBIT oczyszczony [mld PLN], w tym:	3,50	3,34	3,64	3,78	3,58	3,48	3,51	3,53	3,62	3,65
Poszukiwanie i Wydobycie	1,18	1,29	1,49	1,52	1,48	1,47	1,50	1,51	1,52	1,51
Obrót i Magazynowanie	0,36	0,30	0,38	0,46	0,30	0,22	0,18	0,15	0,16	0,16
Dystrybucja	1,54	1,34	1,38	1,44	1,49	1,50	1,53	1,55	1,58	1,61
Wytwarzanie	0,44	0,43	0,42	0,38	0,34	0,32	0,33	0,34	0,40	0,40
Pozostałe/Eliminacje	-0,04	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03
Stopa podatkowa*	15,8%	31,1%	32,5%	32,0%	35,4%	35,3%	35,3%	35,3%	34,9%	34,8%
Podatek od EBIT [mld PLN]	0,55	1,04	1,18	1,21	1,27	1,23	1,24	1,25	1,27	1,27
NOPLAT [mld PLN]	2,94	2,30	2,46	2,57	2,32	2,25	2,27	2,28	2,36	2,38
Amortyzacja [mld PLN]	2,65	2,81	2,94	2,96	2,96	2,96	2,95	2,96	2,97	2,97
CAPEX [mld PLN]	-3,24	-3,61	-3,58	-3,92	-3,91	-3,34	-3,29	-3,19	-3,06	-3,06
Inwestycje kapitałowe [mld PLN]	-1,01	-0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Inwestycje w kapitał obrotowy [mld PLN]	0,59	-0,08	0,00	0,02	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
FCF [mld PLN]	1,93	1,36	1,81	1,63	1,38	1,88	1,94	2,05	2,26	2,29
DFCF [mld PLN]	1,91	1,24	1,53	1,26	0,98	1,23	1,17	1,13	1,15	1,07
Suma DFCF [mld PLN]	12,68									
Wartość rezydualna [mld PLN]	30,05		wzrost / spadek FCF w okresie rezydualnym: 1,0%							
Zdyskontowana wart. rezydualna [mld PLN]	13,99									
Wartość firmy EV [mld PLN]	26,67									
Dług netto 2015 [mld PLN]	0,14									
Dywidenda 2016 + skup akcji 2016 [mld PLN]	1,71									
Inne aktywa [mld PLN]	1,23									
Wartość kapitału [mld PLN]	26,04									
Ilość akcji [mld szt.]	5,78									
Wartość kapitału na akcję [PLN]	4,51									

*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	-12,1%	2,8%	2,0%	-0,8%	-0,4%	-0,1%	0,5%	0,4%	0,4%	0,1%
EBIT zmiana r/r	6,2%	-4,3%	8,8%	3,9%	-5,2%	-2,9%	0,9%	0,5%	2,6%	0,6%
FCF zmiana r/r	-52,3%	-29,3%	33,2%	-10,1%	-15,6%	36,7%	3,0%	5,8%	10,4%	1,2%
Marża EBITDA	19,2%	18,7%	19,6%	20,2%	19,7%	19,4%	19,4%	19,4%	19,6%	19,7%
Marża EBIT	10,9%	10,1%	10,8%	11,3%	10,8%	10,5%	10,5%	10,6%	10,8%	10,8%
Marża NOPLAT	9,2%	7,0%	7,3%	7,7%	7,0%	6,8%	6,8%	6,8%	7,0%	7,1%
CAPEX / Przychody	10,1%	11,0%	10,7%	11,8%	11,8%	10,1%	9,9%	9,5%	9,1%	9,1%
CAPEX / Amortyzacja	122,5%	128,7%	121,7%	132,5%	131,9%	112,9%	111,3%	107,9%	103,2%	103,0%
Zmiana KO / Przychody	-1,8%	0,2%	0,0%	-0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Zmiana KO / Zmiana przychodów	13,4%	8,7%	0,4%	8,3%	3,9%	27,9%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-5,5%

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	88,2%	89,6%	90,9%	92,2%	93,4%	95,0%	97,0%	98,9%	99,5%	100,0%
Koszt kapitału obcego po opodatkowaniu	4,6%	3,8%	3,7%	3,7%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%
Udział kapitału obcego	11,8%	10,4%	9,1%	7,8%	6,6%	5,0%	3,0%	1,1%	0,5%	0,0%
WACC	8,5%	8,5%	8,5%	8,6%	8,6%	8,7%	8,8%	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	4,21	4,44	4,73	5,10	5,57	6,22	7,16	8,64	11,30
	0,8	4,00	4,20	4,45	4,77	5,17	5,70	6,45	7,57	9,44
	0,9	3,81	3,99	4,21	4,47	4,81	5,26	5,86	6,74	8,11
	1,0	3,64	3,79	3,98	4,22	4,51	4,88	5,38	6,08	7,12
	1,1	3,48	3,62	3,78	3,99	4,24	4,55	4,97	5,53	6,35
	1,2	3,33	3,46	3,60	3,78	4,00	4,27	4,62	5,08	5,73
	1,3	3,20	3,31	3,44	3,59	3,78	4,02	4,31	4,70	5,22

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%	4,44	4,71	5,04	5,47	6,05	6,85	8,06	10,07	14,08
	4%	4,00	4,20	4,45	4,77	5,17	5,70	6,45	7,57	9,44
	5%	3,64	3,79	3,98	4,22	4,51	4,88	5,38	6,08	7,12
	6%	3,33	3,46	3,60	3,78	4,00	4,27	4,62	5,08	5,73
	7%	3,07	3,17	3,29	3,43	3,59	3,79	4,04	4,37	4,80
	8%	2,85	2,93	3,02	3,13	3,26	3,41	3,60	3,84	4,14
	9%	2,65	2,72	2,80	2,88	2,98	3,10	3,25	3,42	3,64

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%	7,14	6,73	6,37	6,05	5,75	5,49	5,24	5,02	4,81
	4%	6,26	5,85	5,49	5,17	4,88	4,63	4,40	4,19	4,00
	5%	5,57	5,17	4,81	4,51	4,24	4,00	3,78	3,59	3,42
	6%	5,02	4,63	4,29	4,00	3,74	3,52	3,32	3,14	2,98
	7%	4,57	4,19	3,87	3,59	3,35	3,14	2,96	2,80	2,65
	8%	4,19	3,82	3,52	3,26	3,04	2,84	2,67	2,52	2,39
	9%	3,87	3,52	3,23	2,98	2,77	2,59	2,43	2,29	2,17

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 przyjęliśmy wagę 20%, dla kolejnych lat po 40%. Analizę oparto na wskaźnikach P/E i EV/EBITDA. Porównując wyniki PGNiG ze wskaźnikami innych spółek otrzymaliśmy wartość spółki na poziomie 29,0 mld PLN mln PLN, co odpowiada 5,03 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	2017P	2018P	2016P	2017P	2018P
Snam	14,7	13,2	12,4	11,5	11,4	10,9
Gas Natural	12,2	11,9	11,1	6,4	6,2	5,9
Enagas	13,0	12,7	12,7	11,3	11,2	11,2
Endesa	14,8	15,6	15,5	7,2	7,3	7,2
E.On	14,1	11,5	11,1	5,6	6,0	5,9
Engie	11,0	10,8	10,3	5,1	5,1	5,1
Transgaz	8,2	8,7	9,5	3,4	3,9	4,4
Hera	15,5	14,2	13,5	6,3	6,1	5,8
Centrica	13,5	12,3	10,9	6,6	6,2	5,6
Enea	5,5	5,6	4,8	4,4	4,6	4,0
Energa	7,0	4,8	4,8	3,8	3,7	3,9
ENI	-	19,5	12,6	5,7	3,9	3,1
Romgaz	8,9	8,5	8,3	3,7	3,6	3,2
Shell	25,0	12,4	9,3	8,3	5,5	4,7
BP	24,0	11,7	9,1	6,1	4,4	3,8
Total	15,2	11,8	9,8	7,3	5,5	4,4
Statoil	89,2	16,1	12,5	4,9	3,4	3,0
Gazprom	3,6	3,7	3,3	3,6	3,5	3,2
Mediana	13,5	11,9	10,6	5,9	5,3	4,6
PGNiG	14,0	12,6	11,7	4,9	4,5	4,1
Premia/dyskonto	4,1%	6,3%	10,3%	-16,6%	-15,9%	-11,1%
Wycena 1 akcji wg wskaźnika [PLN]	4,6	4,5	4,4	5,8	5,7	5,4
Waga roku	20%	40%	40%	20%	40%	40%
Wycena 1 akcji wg wskaźników [PLN]		4,5			5,6	
Waga wskaźnika		50%			50%	
Wycena końcowa 1 akcji [PLN]	5,03					

Źródło: BDM S.A., Bloomberg

SKONSOLIDOWANE WYNIKI KWARTALNE

Wybrane dane kwartalne

	3Q'13	4Q'13	1Q'14	2Q'14	3Q'14	4Q'14	1Q'15	2Q'15	3Q'15	4Q'15	1Q'16	2Q'16	3Q'16
USD/PLN	3,21	3,07	3,06	3,04	3,15	3,37	3,73	3,70	3,77	3,89	3,96	3,87	3,89
EUR/PLN	4,25	4,19	4,19	4,17	4,17	4,21	4,19	4,09	4,19	4,26	4,36	4,37	4,34
Ropa Brent [USD/bbl]	110,0	109,4	107,9	109,8	102,2	76,7	53,9	62,1	50,2	43,5	34,5	46,0	45,8
USA [Henry Hub, spot] [EUR/MWh]	9,2	9,6	12,8	11,4	10,2	10,2	8,7	8,4	8,4	6,6	6,1	6,4	8,7
TTF [Holandia, spot] [EUR/MWh]	26,1	27,5	24,6	19,2	18,8	22,9	21,2	20,7	19,8	17,3	12,6	13,1	13,1
Polska [TGE, spot] [EUR/MWh]	27,4	27,6	25,0	19,7	19,3	26,3	23,4	22,7	20,9	18,2	14,8	14,5	14,4
Polska [TGE, spot] [PLN/MWh]	116,5	115,5	104,6	82,0	80,4	110,8	98,0	92,7	87,7	77,7	64,5	63,2	62,3
Polska [TGE, 1M] [PLN/MWh]	115,9	115,5	103,0	82,3	84,4	112,9	98,0	90,2	88,6	79,6	62,2	61,2	62,8
Gaz wysokometanowy E (Taryfa) [PLN/MWh]	114,1	114,1	116,2	116,2	116,2	116,2	108,7	106,1	97,3	95,5	88,7	79,5	72,4
Dane operacyjne													
Wydobycie gazu [mln m3]	1 100	1 220	1 182	1 132	1 057	1 132	1 185	1 109	1 137	1 198	1 179	1 083	1 032
Wydobycie ropy [tys t]	327	309	322	310	304	271	386	317	367	358	348	328	298
Sprzedaż gazu [mln m3]	2 951	4 483	4 882	3 330	3 544	6 797	7 721	4 803	3 936	6 541	7 986	4 738	4 270
- w tym przez TGE [mln m3]	0	38	94	147	925	2 576	2 940	1 588	1 164	2 639	3 450	1 620	1 220
Przychody [mln PLN]	6 203	9 101	9 535	6 847	6 415	11 608	12 495	7 895	6 305	9 768	10 980	6 370	5 700
Poszukiwanie i Wydobycie	1 545	1 928	1 617	1 809	1 433	1 212	1 217	1 316	1 179	1 143	1 045	1 094	957
Obrót/magazynowanie	4 846	6 987	7 949	5 357	5 300	10 219	11 190	6 634	5 296	8 623	9 619	5 264	4 727
Dystrybucja	829	1 115	1 252	965	885	1 181	1 316	1 078	1 030	1 160	1 397	1 065	1 037
Wytwarzanie	317	617	651	384	291	617	688	343	239	617	742	381	315
Pozostałe	63	131	86	64	85	90	88	73	89	74	47	73	65
Eliminacje	-1 397	-1 677	-2 020	-1 732	-1 579	-1 711	-2 004	-1 549	-1 528	-1 849	-1 870	-1 507	-1 401
Koszty [mln PLN]	5 322	9 007	7 977	6 235	5 521	10 728	10 833	6 948	5 678	9 715	9 259	6 296	5 182
Zużycie surowców i materiałów	3 539	5 495	5 864	3 574	3 764	8 027	8 837	4 887	3 770	6 721	7 636	3 620	3 281
Świadczenia pracownicze	697	1 099	686	687	631	823	698	583	525	908	545	639	611
Amortyzacja	591	710	623	675	604	600	664	723	686	717	672	665	619
Usługi obce	613	916	585	815	625	818	523	755	583	813	521	620	639
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	-240	-319	-190	-185	-292	-313	-206	-229	-206	-311	-163	-161	-202
Pozostałe koszty operacyjne netto	122	1 106	409	669	189	773	317	229	320	868	48	913	234
EBIT	881	94	1 558	611	915	759	1 662	947	627	54	1 721	73	519
EBITDA [mln PLN]	1 472	804	2 181	1 286	1 519	1 359	2 326	1 670	1 313	770	2 392	739	1 138
Poszukiwanie i Wydobycie	1 083	457	1 126	815	994	208	878	664	767	117	619	-123	496
Obrót/magazynowanie	63	-9	228	-71	125	482	619	205	-66	-135	660	111	-8
Dystrybucja	305	232	625	488	372	517	521	697	596	524	758	665	542
Wytwarzanie	27	156	216	72	21	154	310	102	5	262	362	88	109
Pozostałe	-12	-39	-11	-33	8	-12	-1	6	13	-6	-10	-4	-6
Eliminacje	6	7	-3	15	-1	10	-1	-4	-2	8	4	2	5
EBITDA skoryg. [mln PLN]*	1 472	1 425	2 181	1 755	1 378	1 809	2 306	1 708	1 311	1 409	2 227	1 398	1 126
Poszukiwanie i Wydobycie	1 083	1 078	1 126	1 143	994	589	878	727	746	537	619	587	531
Obrót/magazynowanie	63	-9	228	70	-16	551	599	180	-47	84	495	60	18
Dystrybucja	305	232	625	488	372	517	521	697	596	524	758	665	542
Wytwarzanie	27	156	216	72	21	154	310	102	5	262	362	88	36
Pozostałe	-12	-39	-11	-33	8	-12	-1	6	13	-6	-10	-4	-6
Eliminacje	6	7	-3	15	-1	10	-1	-4	-2	8	4	2	5
Saldo finansowe	-77	-86	-31	-75	-109	-131	-72	14	-96	-70	48	-68	7
Inne	6	-8	-7	7	0	129	0	0	-51	0	0	-41	-19
Zysk brutto	810	0	1 520	543	806	757	1 590	961	480	-17	1 769	-36	507
Zysk netto	654	-161	1 181	338	616	688	1 243	621	291	-21	1 386	-115	358

Źródło: BDM S.A., spółka, *wyniki skorygowane o odpisy/odwrócenia odpisów w E&P (poza sejsmika), w Obrócie (głównie zapasy gazy) oraz Wytwarzaniu

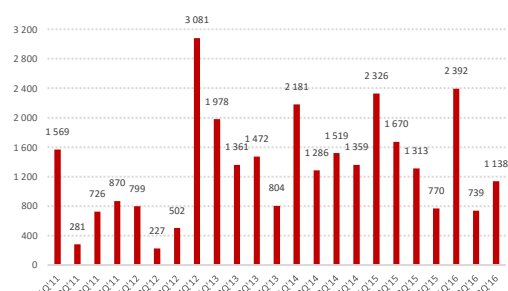
Wyniki skonsolidowane za 3Q'16

	3Q'15	3Q'16	zmiana r/r	3Q'16P BDM	odchyl	3Q'16P kons.	odchyl.	1-3Q'15	1-3Q'16	zmiana r/r
Przychody ze sprzedaży	6 305	5 701	-9,6%	5 570	2,4%	5 570	2,4%	26 695	23 050	-13,7%
EBITDA skoryg.	1 311	1 126	-14,1%	1 092	3,1%	1 193	-5,6%	5 325	4 751	-10,8%
EBITDA	1 313	1 138	-13,3%	1 092	4,2%	1 193	-4,6%	5 309	4 269	-19,6%
Poszukiwanie i Wydobycie	767	496	-35,3%	502	-1,2%	550	-9,8%	2 309	992	-57,0%
Obrót/Magazynowanie	-66	-8	-87,9%	-7	13,0%	-7	14,3%	758	763	0,6%
Dystrybucja	596	542	-9,1%	582	-6,8%	600	-9,7%	1 814	1 965	8,3%
Wytwarzanie	5	109	2080,0%	21	429,8%	22	395,5%	417	559	34,0%
Pozostałe/Eliminacje	11	-1	-	-5	-	0	-	11	-9	-
EBIT	627	519	-17,2%	422	23,1%	530	-2,1%	3 236	2 313	-28,5%
Zysk (strata) brutto	480	507	-	456	-	-	-	3 031	2 240	-26,1%
Zysk (strata) netto	291	358	23,0%	319	12,3%	372	-3,8%	2 155	1 629	-24,4%
Marża EBITDA	20,8%	20,0%		19,6%		21,4%		19,9%	18,5%	
Marża EBIT	9,9%	9,1%		7,6%		9,5%		12,1%	10,0%	
Marża zysku netto	4,6%	6,3%		5,7%		6,7%		8,1%	7,1%	

Źródło: BDM S.A., spółka

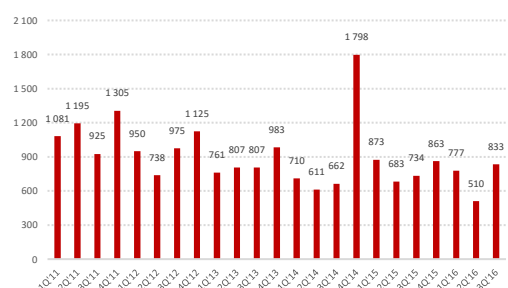
EBITDA w 3Q'16 była praktycznie zgodna z naszymi prognozami i nieco niższe niż konsensusu. Spadek r/r jest pochodną głównie niższego wyniku w Wydobyciu – słabsze wolumeny, niższe ceny gazu. Skonsolidowany wynik był nieco lepszy niż pierwotnie komunikowany przez spółkę raportem bieżącym rezultat szacunkowy ze względu na rozpoznanie 73 mln PLN jednorazowego zysku na zakupie aktywów SEJ (zaksięgowane w segmencie Wytwarzania). Wpływ zdarzeń jednorazowych był jednak praktycznie neutralny. Wynik raportowany został z drugiej strony obciążony przez 35 mln PLN odpisów w segmencie Wydobycia oraz 26 mln PLN odpisu na zapasie gazu w Obrocie. Generalnie oczyszczone wyniki w poszczególnych segmentach (szczegółowo prezentujemy je w kolejnych rozdziałach) są bliskie naszych założeń, nieco negatywnie zaskoczył jedynie segment Dystrybucji, gdzie powyżej naszych założeń wzrosły koszty wynagrodzeń (+63 mln PLN r/r), ze względu na zmianę modelu premiowania i wzrost nagrody rocznej. Oceniamy, że w krótkim terminie w obszarze dystrybucji jest ograniczone pole do poprawy wyników. Saldo finansowe było w zasadzie neutralne. Strata na PGG wyniosła jedynie -19 mln PLN. Efektywna stopa podatkowa wyniosła blisko 30%, nieco niższe r/r, ze względu na słabszy wynik w Norwegii. Przepływy z działalności operacyjnej: +0,4 mld PLN – nieco wyższe r/r (sezonowo jest to zwykle najniższy okres w roku ze względu na wzrost zapasów gazu). Dług netto po 3Q'16: 0,85 mld PLN (1,56 mld PLN rok temu, gotówka netto: -1,69 mld PLN w 2Q'16) – wyraźny wzrost q/q pochodną m.in. dywidendy, skupu akcji i akwizycji SEJ.

EBITDA [mln PLN]



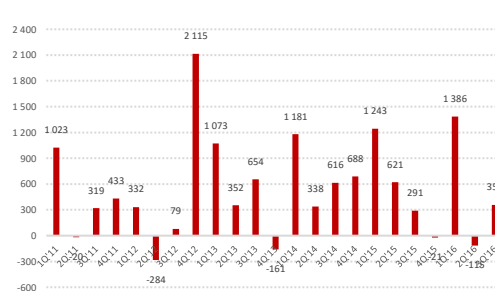
Źródło: BDM S.A., spółka

CAPEX [mln PLN]



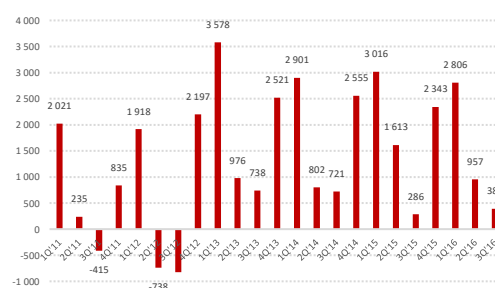
Źródło: BDM S.A., spółka

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'15	3Q'15	4Q'15	1Q'16	2Q'16	3Q'16	2015	2016P	2017P
Przychody	1 316	1 179	1 143	1 045	1 094	957	4 855	4 257	4 657
- w tym wewn. PGNiG	423	446	432	367	393	354	1 707	1 553	1 619
Zużycie surowców i materiałów	79	65	82	58	40	84	293	269	310
Świadczenia pracownicze	205	212	281	191	259	194	903	929	988
Usługi obce	412	216	301	226	231	189	1 111	958	1 053
Inne	-44	-81	362	-49	687	-6	123	555	-228
EBITDA	664	767	117	619	-123	496	2 425	1 545	2 534
EBITDA skoryg. *	727	746	537	619	587	531	2 888	2 290	2 534
Amortyzacja	378	342	294	286	289	236	1 331	1 115	1 246
CAPEX	380	339	344	294	276	359	1 460	1 448	1 855
Wydobycie gazu [mln m3]	1 109	1 137	1 198	1 179	1 083	1 032	4 629	4 496	4 516
Wydobycie ropy [tys ton]	317	367	358	348	328	298	1 428	1 306	1 313
- udział ropy [jako boe]	24,5%	26,8%	25,4%	25,1%	25,6%	24,8%	26,0%	24,8%	24,8%
Przychody/boe [USD]	38	31	28	26	30	28	32	28	29
Koszty/boe [USD]*	19	11	25	11	34	13	16	18	13

Źródło: BDM S.A., spółka, *o odpisy na środki trwałe w budowie, aktywa wydobywcze oraz rezerwy na likwidację odwiertów, **bez amortyzacji

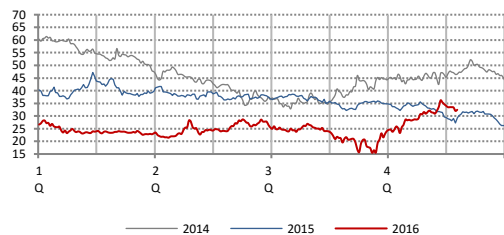
3Q'16:

- Spadek wydobywania w 3Q'16 związany z planowanym przestojem w Norwegii (kolejny duży przestój za 4 lata).
- Dodatkowo wyraźny spadek cen gazu w Europie w ujęciu r/r wpływa na niższe przychody i wynik EBITDA
- EBITDA spadła z 746 mln PLN do 531 mln PLN.
- Wpływ zdarzeń jednorazowych (odpisy itp.) w 3Q'16 był niewielki
- Porównywalny r/r CAPEX.

Kolejne okresy:

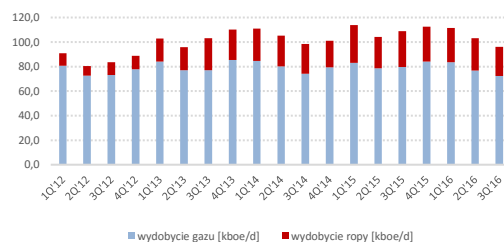
- W 4Q'16 wyraźnie rosną ceny gazu w ujęciu q/q (powrót do poziomów z 4Q'15), nieco wyższe są na razie ceny ropy oraz kurs USD/PLN.
- Zaktualizowane przez zarząd w październiku prognozy wydobywania ropy/gazu implikują porównywalne wolumeny ogółem r/r w 4Q'16, w 2017 roku oraz wzrost w 2018 (głównie ropa w Polsce oraz gaz w Pakistanie).

Ceny gazu w Europie, NBP UK spot [USD/boe]



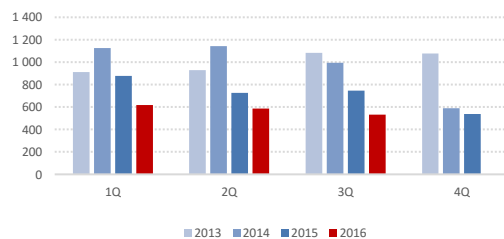
Źródło: BDM S.A., Bloomberg

Wydobywanie gazu/ropy



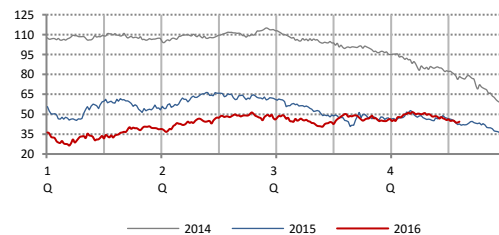
Źródło: BDM S.A., spółka

Wydobywanie: EBITDA skoryg. [mln PLN]



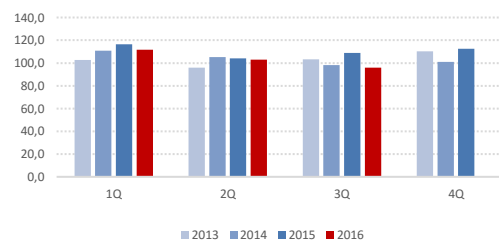
Źródło: BDM S.A., spółka

Ceny ropy w Europie, Brent spot [USD/bbl]



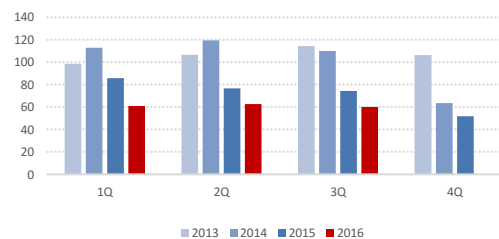
Źródło: BDM S.A., Bloomberg

Wydobywanie: wolumen [tys boe/d]



Źródło: BDM S.A., spółka

Wydobywanie: skoryg. EBITDA/boe [PLN]



Źródło: BDM S.A., spółka

Transakcje M&A na rynku ropy/gazu na Morzu Północnym

data informacji	status	kupujący	sprzedający	wartość [mln USD]	rezerwy 2P [mln boe]	udział ropy [% w 2P]	produkcja [tys boe/d]	EV/2P [USD/boe]
2016							Średnia ważona:	8,1
2016-11-08	ogłoszona	Siccar Point Energy	OMV	875,0			1,1	
2016-08-09	ogłoszona	Suncor Energy	OMV	50,0				
2016-07-14	ogłoszona	Faroe Petroleum	DONG	70,2	19,8		10,0	3,5
2016-06-10	ogłoszona	Aker; Det Norske Oljeselskap	BP	1 146,5	158,2	70%	43,1	7,2
2016-05-03	zakończona	Lundin Petroleum	Statoil	470,0	30,9	94%	10,0	15,2
2016-05-03	ogłoszona	Statoil	Lundin Petroleum	68,0				
2016-04-18	ogłoszona	Kerogen Capital	Hurricane Energy Plc	62,7				
2016-01-14	zakończona	Statoil	Lundin Petroleum	538,9				
2016-01-13	zakończona	Premier Oil	E.ON AG	120,0			15,0	
2015							Średnia ważona:	9,9
2015-12-11	zakończona	Repsol	Statoil	404,7	24,7	66%	11,8	16,4
2015-11-16	zakończona	Det Norske Oljeselskap	Premier Oil	120,0	23,2	98%		5,2
2015-10-30	zakończona	Grupa Lotos	ExxonMobil	160,0	20,8	30%	16,0	7,7
2015-10-19	zerwana	Sequa Petroleum NV	Total	172,9	33,6	65%		5,1
2015-10-14	zakończona	L1 Energy	E.ON AG	1 500,0	122,8	37%	45,0	12,2
2015-10-14	zakończona	Det Norske Oljeselskap	Svenska	75,0				
2015-10-11	zakończona	INEOS	L1 Energy	750,0			22,8	
2015-10-09	zakończona	Delek Group	Ithaca Energy Inc	66,0	14,0	54%	2,5	4,7
2015-08-06	zakończona	Hibiscus; Ping Petroleum	Shell; ExxonMobil	105,0	45,1	90%	5,3	2,3
2015-07-29	zakończona	SSE Plc	Total	876,0	63,3		16,7	13,8
2015-06-18	zerwana	Sequa Petroleum NV	Wintershall	602,0	59,0			10,2
2015-06-02	b.d.	FlowStream Commodities	Premier Oil	100,0				
2015-04-24	zakończona	MOL	Ithaca Energy Inc	60,0				
2015-04-08	zakończona	Shell	BG	81 849,2				
2014							Średnia ważona:	12,5
2014-09-29	zakończona	PGNiG (Poland)	Total	302,2	33,0	72%	8,9	9,2
2014-09-25	zakończona	Dyas	Cairn Energy	182,0	8,9	100%		20,5
2014-09-12	zakończona	Wintershall	Statoil	1 300,0	121,9	22%	20,0	10,7
2014-09-05	zakończona	Mercuria Energy	Tullow Oil	81,1				
2014-06-30	zakończona	MOL	Premier Oil	130,0	14,3	73%	3,7	9,1
2014-06-23	zakończona	Ithaca Energy Inc	Sumitomo	170,0	12,0	90%	2,5	14,2
2014-06-02	zakończona	Det Norske Oljeselskap	Marathon	2 700,0	136,0	80%	70,3	19,9
2014-04-30	zakończona	Faroe Petroleum	Tullow Oil	58,8	6,0	5%	4,2	9,9
2014-03-19	zakończona	OMV	Hess	50,0				
2014-01-10	zakończona	Alpha Petroleum	ATP	133,0	65,0			2,0
2013							Średnia ważona:	9,9
2013-12-13	zakończona	MOL	Wintershall	375,0	28,0	97%	1,3	13,4
2013-10-22	zakończona	EnQuest	Centrica	75,0	4,7	100%	2,0	15,9
2013-10-18	zakończona	Grupa Lotos	Centrica	175,8	9,0	30%	5,0	19,5
2013-09-16	zakończona	Spike Exploration	Bridge Energy AS	169,4	3,7	42%	1,1	46,1
2013-08-19	zakończona	OMV	Statoil	2 650,0	320,0	70%	26,0	8,3
2013-03-01	zakończona	Ithaca Energy	Valiant Petroleum	459,0	19,0	100%	9,5	24,2
2013-02-13	zerwana	Vitol	Sterling Resources	242,7	34,6	24%		7,0
2012							Średnia ważona:	10,5
2012-12-28	zakończona	Iona Energy	Carrizo	176,0	7,0	87%	6,0	25,1
2012-12-17	zakończona	SSE	BP	288,0	28,3		18,0	10,2
2012-11-28	zakończona	Abu Dhabi National Energy	BP	1 308,0			21,0	
2012-11-14	zakończona	Shell; Perenco	Murphy	211,6	22,0	95%	2,3	9,6
2012-11-14	zakończona	SSE	Perenco	52,8	3,3		1,1	15,8
2012-10-25	zakończona	Shell	Hess	525,0			15,0	
2012-10-22	zakończona	Wintershall	Statoil	1 450,0	86,0	48%	39,0	16,9
2012-10-16	b.d.	OMV	RWE	320,8	38,0	100%		8,4
2012-09-13	zakończona	Shell	BP	240,0	15,9	100%	6,0	15,1
2012-07-23	zakończona	Sinopec	Talisman	1 500,0	223,4	94%	30,9	6,7
2012-06-22	zakończona	Mitsui	BP	280,0	23,2	39%	7,1	12,0
2012-06-20	b.d.	Apache	OMV	118,0				
2012-06-13	zakończona	Cairn Energy	Nautical Petroleum	534,0				
2012-06-12	zakończona	Iona Energy	MPX; Sorgenia	77,3	7,2	100%		10,7
2012-05-30	zakończona	Maersk	Noble Energy	127,0			4,4	
2012-05-30	zakończona	Shell	Hess	503,0	55,9	100%	5,5	9,0
2012-05-29	zakończona	Kufpec	EnQuest PLC	182,0	10,3			17,7
2012-04-26	zakończona	EnQuest PLC	First Oil	90,0				
2012-04-03	zakończona	Cairn Energy	Agora Oil & Gas AS	375,0	19,5	100%		19,2
2012-03-27	zakończona	Perenco	BP	400,0			25,0	
2012-03-19	zakończona	Trap Oil Group plc	Dyas	54,7	2,1	100%	2,7	25,5
2012-02-23	zakończona	Korea National Oil Corp.	Hess	170,0	15,8	89%	5,5	10,8
2012-02-22	zakończona	Centrica; BP	Total	388,0	22,0	64%	9,3	17,6
2012-02-13	zakończona	Abu Dhabi National Energy	Fairfield	62,0				
2012-01-30	zakończona	Centrica	ConocoPhillips	223,0	36,0	60%	11,0	6,2
2012-01-24	zakończona	EnQuest	Nautical Petroleum	150,0				
2012-01-09	zakończona	EnQuest	Canamens Energy	90,0				

Źródło: BDM S.A., Bloomberg

OBRÓT I MAGAZYNOWANIE

Obrót i magazynowanie: wyniki segmentu [mln PLN]

	2Q'15	3Q'15	4Q'15	1Q'16	2Q'16	3Q'16	2015	2016P	2017P
Przychody*	6 634	5 296	8 623	9 619	5 264	4 727	31 742	27 334	27 820
- w tym wewn. PGNiG	45	55	249	93	74	66	468	456	461
Zużycie surowców i materiałów	5 309	4 292	6 942	7 770	4 125	3 681	25 539	21 646	22 224
Świadczenia pracownicze	117	81	217	86	108	107	514	511	505
Usługi obce	962	847	1 207	1 265	914	892	4 403	4 332	4 276
Inne	41	142	392	-162	6	55	665	38	249
EBITDA	205	-66	-135	660	111	-8	623	806	565
EBITDA **	180	-47	84	495	60	18	816	616	565
Amortyzacja	43	43	115	61	64	65	242	255	261
CAPEX	29	38	51	26	10	46	171	205	438
Marża na sprzedaży gazu E	-3%	-3%	-1%	2%	-2%	-3%	0%	-	-
Sprzedaż gazu w GK [mln m3]	4 803	3 936	6 541	7 986	4 738	4 270	23 000	23 755	23 958
- PGNiG S.A.	2 893	2 095	3 847	4 612	2 897	2 552	13 177	14 132	14 339
- w tym na TGE	1 551	1 119	2 564	3 399	1 577	1 165	8 089	8 705	8 705
- PGNiG OD	1 492	1 093	2 074	2 597	1 329	1 033	7 502	7 033	7 033
Import gazu [mln m3]	2 495	2 398	1 863	2 702	2 837	3 020	9 330	10 658	10 517
- w tym ze wschodu [mln m3]	2 219	2 329	1 774	2 657	2 623	2 429	2 657	2 623	2 429
Stan magazynów [mln m3]	1 796	2 770	1 737	907	1 613	2 811	1 737	1 886	1 886
Brent 9M avg -1Q [PLN/bbl]	287	242	216	205	165	161	276	175	195
Taryfa E [PLN/MWh]	106	97	96	89	80	72	102	79	82
Taryfa detal [PLN/MWh]	116	114	109	105	99	98	114	100	86
TGE spot [PLN/MWh]	93	88	78	64	63	62	89	67	79
TTF 1M [PLN/MWh]	85	83	74	55	57	57	83	61	73

Źródło: BDM S.A., spółka, *od 3Q'14 konsolidacja PGNiG OD (przychody nie podlegają wyłączeniom), **oczyszcz. aktualizację wartości zapasów gazu

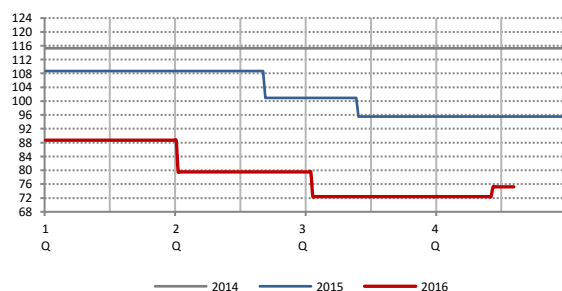
3Q'16:

- Przychody niższe r/r – wyraźny spadek cen w taryfach i na TGE.
- Wolumeny wyższe r/r – wzrost w PGNiG S.A. m.in. do rafinerii (+0,09 mld m3) oraz zakładów azotowych (+0,11 mld m3) plus pojawienie się eksportu (Ukraina, 0,19 mld m3). Odbiorcy domowi – stabilny wolumen. Pozostali odbiorcy przemysłowi nadal pod presją wolumenów.
- Wyraźny wzrost importu gazu (dostawy LNG, wzrost wolumenu z Gazpromu). Minimalnie wyższy r/r stan magazynów na koniec okresu.
- EBITDA raportowana wyniosła -8 mln PLN (vs -66 mln PLN rok wcześniej). Koszty regazyfikacji LNG: 83 mln PLN. Spory negatywny wpływ zrealizowanego wyniku na hedgingu (-134 mln PLN vs -88 mln PLN rok temu). Odpis na zapasie gazu: -26 mln PLN (vs -19 mln PLN w 3Q'15). Po oczyszczeniu o odpis wynik EBITDA 3Q'16: +18 mln PLN vs 3Q'15: -47 mln PLN.
- Marża operacyjna na sprzedaży gazu E wg kalkulacji spółki: -3% (podobnie jak 3Q'15).

Kolejne okresy:

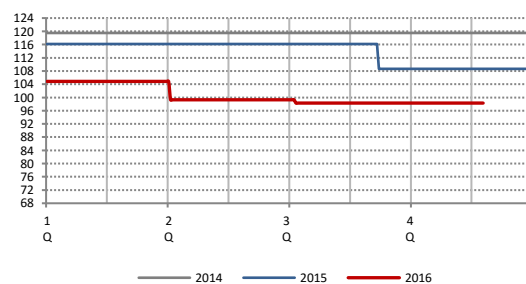
- Wzrost giełdowych cen gazu (TTF, TGE) powyżej cen taryfy przemysłowej w ostatnich może limitować wynik segmentu w 4Q'16 (ostatni kwartał relatywnie niskich cen gazu rosyjskiego, od 1Q'17 spodziewamy się podwyżek – wzrost 9M średniej ropopochodnych + bieżący wzrost ceny TTF).
- Według ostatnich doniesień taryfa przemysłowa mogłaby zostać zniesiona od 4Q'17, trwają także prac na socjalizacją kosztów terminala LNG.
- Rozstrzygnięcie arbitrażu dotyczącego formuły cenowej z Gazpromu spodziewane jest w połowie 2017 roku. Okienko negocjacyjne trwa już od listopada 2014. Za cały ten okres spółce może przysługiwać płatność retroaktywna (jednorazowy wpływ gotówki), jeśli dojdzie do zmian w formule (podobnie jak miało to miejsce w 2012 roku – wg naszych kalkulacji obecna formuła opiera się w 40% na TTF a w 60% na ropopochodnych). Dostarczony od listopada 2014 wolumen gazu z Gazpromu to ok. 16 mld m3. Do końca 2Q'17 liczba ta może wzrosnąć do ok 22-23 mld m3. Według naszych kalkulacji średni koszt pozyskania gazu przez PGNiG z Gazpromu (przy przyjęciu 40% TTF w formule) do 3Q'16 był wyższy o 37 USD/1000 m3 od ceny rosyjskiego gazu raportowanej na granicy niemieckiej (wg danych Bloomberg). Trudno powiedzieć jak będzie wyglądać nowa formuła PGNiG. Przy założeniu wejścia nowej formuły od 3Q'17 i przejściu na 66% TFF wg naszych kalkulacji spółce należałoby się płatność na poziomie ok. 1,5 mld PLN, a przy przejściu na 100% TFF według naszych szacunków może to być ponad 3 mld PLN.

Taryfa przemysłowa [PLN/MWh]



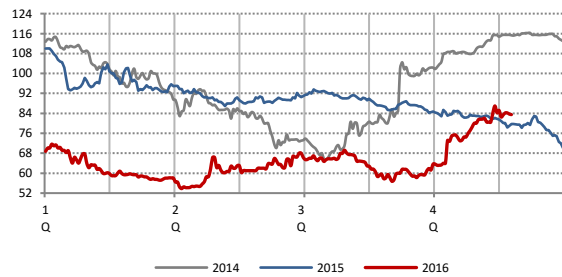
Źródło: BDM S.A., Bloomberg

Taryfa detaliczna [PLN/MWh]



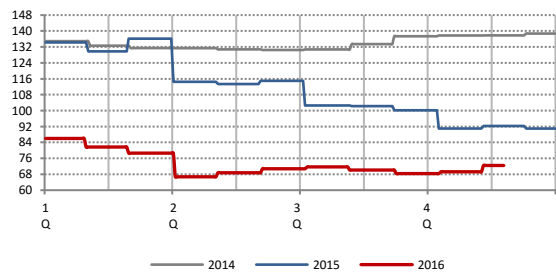
Źródło: BDM S.A., Bloomberg

TGE 1M [PLN/MWh]



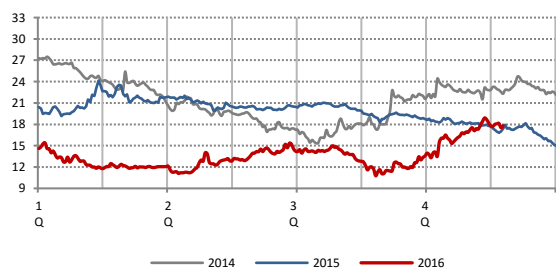
Źródło: BDM S.A., Bloomberg

Gazprom kontrakt z PGNiG koszt szac. [PLN/MWh]



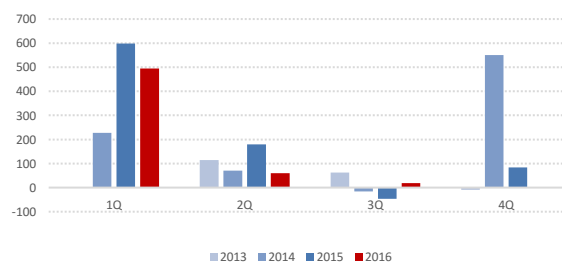
Źródło: BDM S.A., Bloomberg

TTF 1M [EUR/MWh]



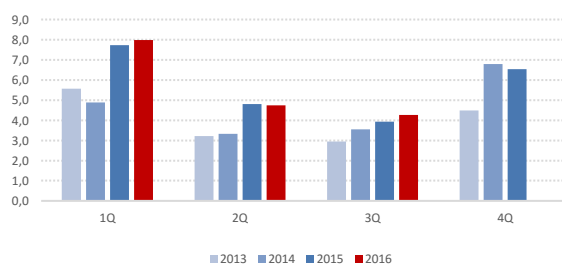
Źródło: BDM S.A., Bloomberg

Obrót i magazynowanie: EBITDA [mln PLN]



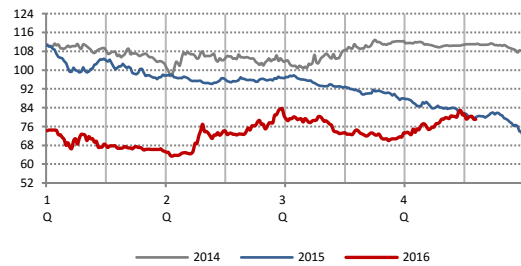
Źródło: BDM S.A., spółka

Wolumen sprzedaży gazu [mld m3]*



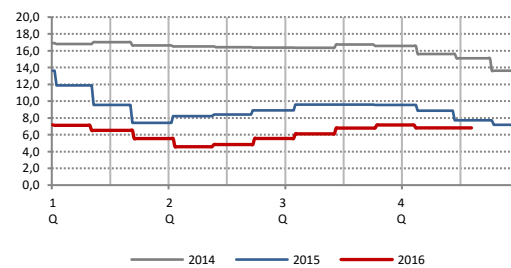
Źródło: BDM S.A., spółka, *łącznie z wolumenem PGNiG OD

TGE 1Y [PLN/MWh]



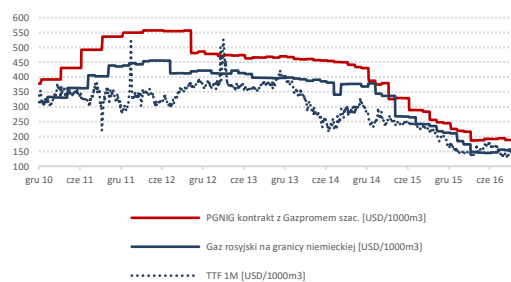
Źródło: BDM S.A., Bloomberg

Cena eksportowa katarskiego LNG (powiązanie 100% ropa) [USD/mmBtu]



Źródło: BDM S.A., Bloomberg, 1MWh=3,41 mmBtu

Porównanie cen gazu [USD/1000 m3]



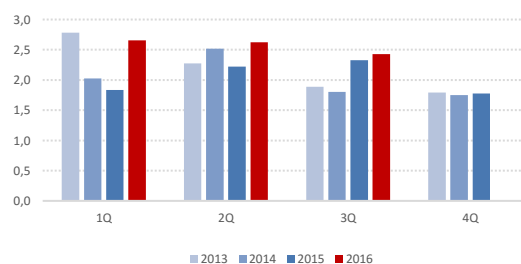
Źródło: BDM S.A., Bloomberg

Grupy odbiorców gazu [mld m3]

	1Q'15	2Q'15	3Q'15	4Q'15	1Q'16	2Q'16	3Q'16
TGE	2,94	1,59	1,16	2,64	3,45	1,62	1,22
PST	0,52	0,50	0,64	0,61	0,76	0,58	0,61
Rafinerie i petchem	0,32	0,31	0,31	0,29	0,27	0,34	0,40
Elektrownie i ciepł.	0,38	0,25	0,20	0,25	0,28	0,22	0,19
Zakłady azotowe	0,52	0,45	0,35	0,51	0,49	0,47	0,46
Handel, hurt, usługi	0,68	0,34	0,18	0,46	0,61	0,28	0,18
Przemysł pozostali	0,95	0,70	0,57	0,62	0,66	0,51	0,49
Odbiorcy domowi	1,36	0,69	0,51	1,10	1,45	0,68	0,52
Eksport	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,19

Źródło: BDM S.A., spółka

Wolumen importu gazu z kierunku wschodniego [mld m3]



Źródło: BDM S.A., spółka

DYSTRYBUCJA

Dystrybucja: wyniki segmentu [mln PLN]

	2Q'15	3Q'15	4Q'15	1Q'16	2Q'16	3Q'16	2015	2016P	2017P
Przychody	1 078	1 030	1 160	1 397	1 065	1 037	4 585	4 662	4 514
- w tym wewn. PGNiG	909	886	911	1 153	846	824	3 931	3 678	3 543
Zużycie surowców i materiałów	-35	17	103	170	-50	21	264	245	248
Świadczenia pracownicze	210	179	324	217	203	242	1 055	1 005	1 069
Usługi obce	193	179	249	160	187	181	776	778	752
Inne	13	59	-40	92	60	51	151	175	173
EBITDA	697	596	524	758	665	542	2 339	2 460	2 271
Amortyzacja	220	223	227	225	230	232	889	917	927
CAPEX	228	258	327	362	189	250	1 180	1 146	1 076
Wynik na niezbilansowaniu systemu	172	172	-130	-150	156	139	61	15	15
Wolumen [mld m3]	2 024	1 680	2 862	3 488	2 050	1 877	9 821	10 212	10 417
zmiana r/r	8%	6%	-1%	7%	1%	12%	2%	4%	2%
Przychody z dystrybucji	901	801	1 144	1 345	924	835	4 106	4 218	4 216
Oplata przyłączeniowa	26	29	42	23	27	31	120	110	123
Inne przychody	151	200	-26	29	114	171	359	334	175

Źródło: BDM S.A., spółka

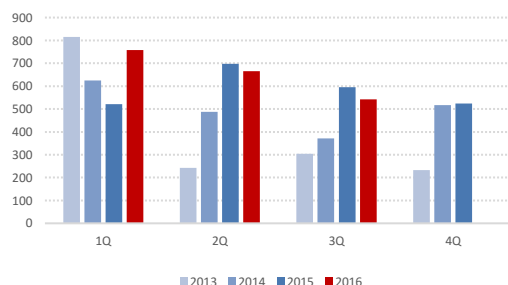
3Q'16:

- Wzrost wolumenu r/r, ale głównie w grupach taryfowych o niższych stawkach – niewielki wzrost przychodów.
- Spadek EBITDA (-54 mln PLN r/r) wskutek m.in. przez niższego wyniku na niezbilansowaniu systemu oraz wzrostu kosztów pracy (zmiana modelu premiowania i wzrost nagrody rocznej)
- CAPEX porównywalny r/r.

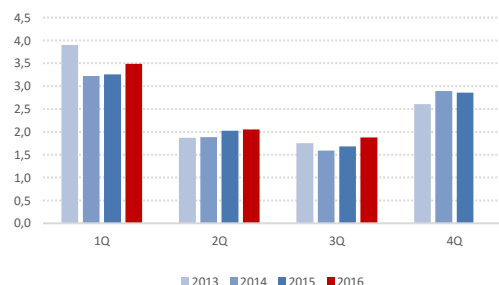
Kolejne okresy:

- W 4Q'15 wynik na niezbilansowaniu powinien być sezonowo ujemny.
- W poprzednich okresach wyniki segmentu były mocno wyśrubowane (efekty restrukturyzacji zatrudnienia, utrzymanie taryfy dystrybucyjnej z 2015 roku) – pole do pozytywnych zaskoczeń jest naszym zdaniem ograniczone.
- Nowa taryfa dystrybucyjna teoretycznie powinna pojawić się w grudniu. Kwestią do rozwiązania jest socjalizacja kosztów terminala LNG.

Dystrybucja: EBITDA [mln PLN]

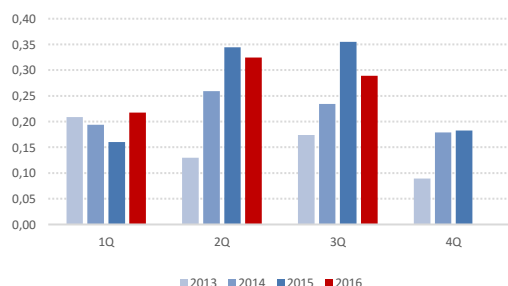


Wolumen dystrybucji gazu [mld m3]



Źródło: BDM S.A., spółka

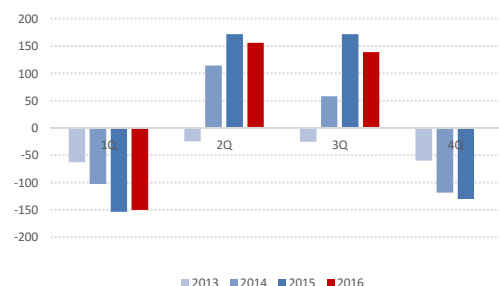
Dystrybucja: EBITDA/wolumen [PLN/m3]



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'15	3Q'15	4Q'15	1Q'16	2Q'16	3Q'16	2015	2016P	2017P
Przychody	343	239	617	742	381	315	1 887	2 137	2 397
- w tym wewn. PGNiG	131	103	208	232	162	133	672	762	924
Zużycie surowców i materiałów	162	129	271	300	176	160	856	893	1 025
Świadczenia pracownicze	32	32	62	30	48	47	157	195	215
Usługi obce	27	48	43	23	45	52	140	169	269
Inne	20	25	-21	27	24	-53	54	18	95
EBITDA	102	5	262	362	88	109	680	862	793
EBITDA skoryg.	102	5	262	362	88	36	679	789	793
Amortyzacja	78	74	77	96	80	83	312	349	360
CAPEX	34	93	123	105	22	171	353	433	238
Przychody									
Ciepło	192	113	388	485	191	130	1 126	1 246	1 334
Energia elektryczna	104	66	187	226	104	71	585	613	753
Handel	47	60	42	31	86	114	176	278	310
Produkcja									
Ciepło [TJ]	5 810	2 701	12 643	16 152	5 309	2 969	36 209	38 337	39 410
Energii elektr. [GWh]	674	328	1 136	1 390	590	418	3 532	3 647	3 845
Ceny									
EC uzyskana [PLN/GJ]	33,0	41,8	30,7	30,0	36,0	43,8	31,1	32,5	33,9
EE uzyskana [PLN/MWh]	154,2	201,2	164,7	162,6	176,4	169,7	165,6	168,1	195,8

Źródło: BDM S.A., spółka

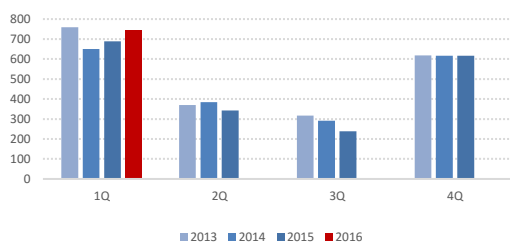
3Q'15:

- Wzrost wolumenów pochodną konsolidacji SEJ/PEC.
- Raportowana EBITDA uwzględniła dodatni one-off na przejściu SEJ (+73 mln PLN).
- EBITDA skorygowana wyższa ze względu na spadek cen węgla, wzrost taryfy na ciepło oraz konsolidację nowych aktywów
- CAPEX wyraźnie wyższy r/r.

Kolejne okresy:

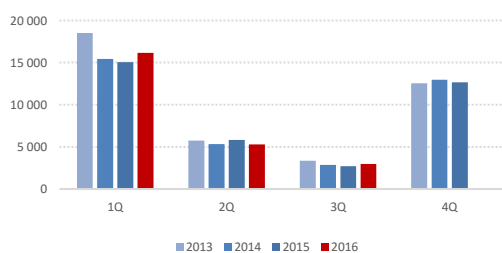
- W 4Q'15 powinny być widoczne pełne efekty konsolidacji SEJ.
- Podwyżki cen węgla mogą negatywnie wpłynąć na rentowność segmentu (zwracamy jednocześnie uwagę na konsolidację nowych aktywów w 1H'17, rosnące taryfy na ciepło i możliwą mroźniejszą zimę).

Wytwarzanie: przychody [mln PLN]



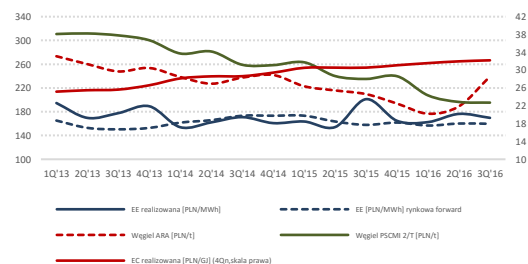
Źródło: BDM S.A., spółka

Produkcja ciepła [TJ]



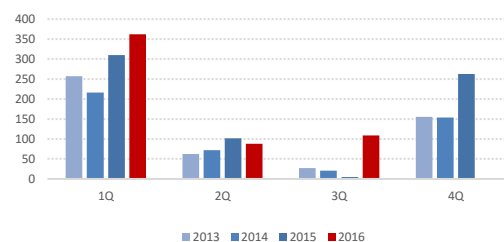
Źródło: BDM S.A., spółka

Ceny produktów i węgla



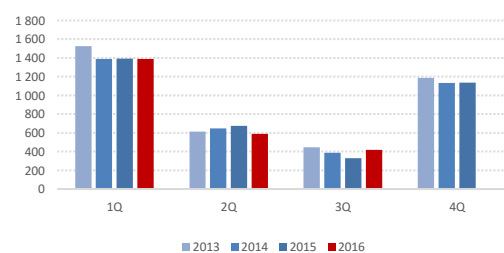
Źródło: BDM S.A., Bloomberg

Wytwarzanie: EBITDA [mln PLN]



Źródło: BDM S.A., spółka

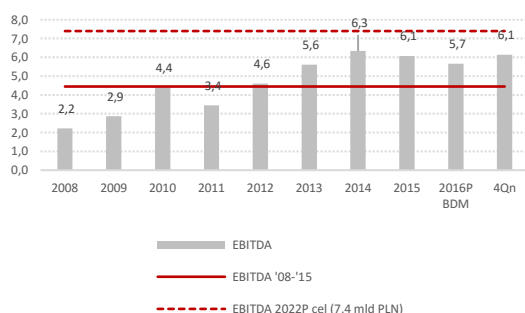
Produkcja energii elektrycznej [GWh]



Źródło: BDM S.A., spółka

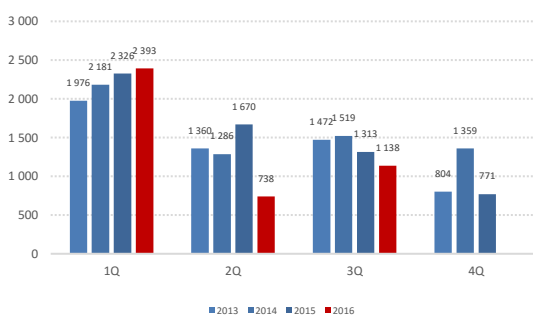
PROGNOZA WYNIKÓW

EBITDA [mld PLN]



Źródło: BDM S.A., spółka

Kwartałna EBITDA [mln PLN]



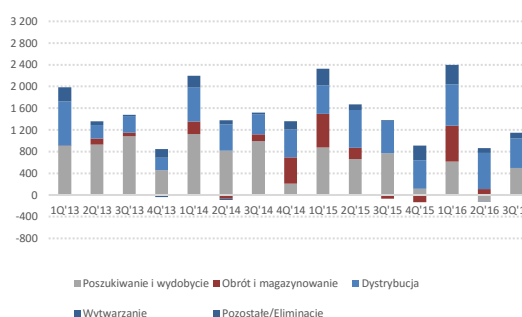
Źródło: BDM S.A., spółka

Strategia PGNiG na lata 2014-22 (aktualizowana w kwietniu 2016) zakłada stabilizację EBITDA w 2022 roku na poziomie 7,4 mld PLN. Raportowany wynik za ostatnie 4Q wynosi 5,0 mld PLN a skorygowany o one-offy 6,2 mld PLN.

Spółka nie przedstawiała oficjalnej prognozy wyników na 2016 rok. W strategii zapisano jednak, że w perspektywie 2017 roku celem jest utrzymanie poziomu EBITDA z 2015 roku (6,1 mld PLN - w prezentacji dotyczącej strategii spółka operuje wynikiem raportowanym, a nie oczyszczonym – ten wyniósł 6,7 mld PLN).

W strategii zapisano także, że średnioroczne nakłady inwestycyjne na rozwój organiczny i przejęcia będą wyższe o ok. 30% wobec średniorocznych nakładów z lat 2008-2013 (4,1 mld PLN).

Kwartałna EBITDA [mln PLN]



Źródło: BDM S.A., spółka

Skorygowane prognozy wyników na lata 2016-2017 rok [mln PLN]

	2015P	2015		2016P	2016P		2017P	2017P*	
	poprzednio*	realizacja	zmiana	poprzednio*	aktualnie	zmiana	poprzednio*	aktualnie	zmiana
Przychody	35 782	36 464	1,9%	28 462	32 070	12,7%	30 044	32 970	9,7%
EBITDA	6 272	6 080	-3,1%	5 645	5 661	0,3%	5 645	6 150	9,0%
EBIT	3 508	3 290	-6,2%	2 970	3 013	1,5%	2 856	3 344	17,1%
Zysk (strata) netto	2 324	2 134	-8,2%	2 033	1 980	-2,6%	1 890	2 199	16,3%
Marża EBITDA	17,5%	16,7%		19,8%	17,7%		18,8%	18,7%	
Marża EBIT	9,8%	9,0%		10,4%	9,4%		9,5%	10,1%	
Marża zysku netto	6,5%	5,9%		7,1%	6,2%		6,3%	6,7%	

Źródło: Dom Maklerski BDM S.A., wynik bez uwzględniania możliwego efektu retroaktywnego, *poprzednio: rekomendacja z 01.02.2016

Prognozy wyników skonsolidowanych na 2016-18 [mln PLN]

	2015	2016P	zmiana r/r	2017P	zmiana r/r	2018P	zmiana r/r
Przychody ze sprzedaży	36 464	32 070	-12,1%	32 970	2,8%	33 627	2,0%
EBITDA skoryg.	6 735	6 143	-8,8%	6 150	0,1%	6 581	175
EBITDA	6 080	5 661	-6,9%	6 150	8,6%	6 581	7,0%
Poszukiwanie i Wydobywanie	2 426	1 545	-36,3%	2 534	64,0%	2 860	12,8%
Obrót/Magazynowanie	623	806	29,3%	565	-29,9%	643	13,8%
Dystrybucja	2 338	2 460	5,3%	2 271	-7,7%	2 316	2,0%
Wytwarzanie	679	862	26,9%	793	-8,1%	776	-2,2%
Pozostałe/Eliminacje	14	-13	-	-12	-	-13	2,6%
EBIT	3 290	3 013	-8,4%	3 344	11,0%	3 638	8,8%
Zysk (strata) brutto	3 014	2 874	-4,6%	3 215	11,9%	3 527	9,7%
Zysk (strata) netto	2 134	1 980	-7,2%	2 199	11,0%	2 366	7,6%
Marża EBITDA	16,7%	17,7%		18,7%		19,6%	
Marża EBIT	9,0%	9,4%		10,1%		10,8%	
Marża zysku netto	5,9%	6,2%		6,7%		7,0%	

Źródło: BDM S.A., spółka

Obecnie zakładamy, że raportowana EBITDA w 2016 roku wyniesie 5,7 mld PLN (a skorygowana o one-offy: 6,1 mld PLN, zdarzenia jednorazowe w 2016 roku: -0,75 mld PLN odpisów w Wydobyciu, +0,19 mld PLN odwrócenie odpisów za zapasach w Obrocie i +0,07 mld PLN zysku na akwizycji w Wytwarzaniu).

W przyszłym roku zakładamy poziom 6,1-6,2 mld PLN (co pokrywa się z celem zarządu, by utrzymać poziom z 2015 w perspektywie 2017 roku).

Analizując prognozę według segmentów na 2017 rok, poprawy wyniku spodziewamy się głównie w Wydobyciu: brak odpisów, porównywalne wolumeny, wyższe ceny. Zakładamy utrzymanie presji na wynik w Obrocie (konkurencja, zakładany wzrost cen gazu rosyjskiego, w 1H'17 koszty LNG, których nie było w 1H'16). Miejsca do pozytywnego zaskoczenia upatrujemy głównie w kwestii ustalenia nowej formuły cenowej z Gazpromu (w wyniku negocjacji albo w efekcie wykonania wyroku arbitrażu), co przyniosłoby rozliczenie efektu retroaktywnego (jednorazowy wpływ gotówki). Zakładamy słabszy wynik w segmencie Dystrybucji. W poprzednich okresach wyniki segmentu były mocno wyśrubowane (efekty restrukturyzacji zatrudnienia, utrzymanie taryfy dystrybucyjnej z 2015 roku) – pole do pozytywnych zaskoczeń jest naszym zdaniem ograniczone. Nowa taryfa dystrybucyjna teoretycznie powinna pojawić się w grudniu 2016. Kwestią do rozwiązania jest socjalizacja kosztów terminala LNG. W segmencie Wytwarzania powinny być widoczne pełne efekty konsolidacji SEJ, ale podwyżki cen węgla mogą negatywnie wpłynąć na rentowność segmentu (z drugiej strony rosną taryfy na ciepło, możliwa jest także mroźniejsza zima).

Prognozy EBITDA wg ostatnich raportów analitycznych [mln PLN]

Data rekomendacji	2016P	2017P	zmiana r/r	2018P	zmiana r/r
2016-11-15	5 670	6 172	8,9%	-	-
2016-11-09	6 045	6 384	5,6%	6 399	0,2%
2016-11-03	6 078	6 172	1,5%	6 256	1,4%
2016-10-25	6 296	5 948	-5,5%	-	-
2016-10-18	6 822	6 881	0,9%	-	-
2016-09-19	6 386	6 601	3,4%	7 270	10,1%
2016-09-12	6 059	6 350	4,8%	6 974	9,8%

Źródło: BDM S.A., Bloomberg

Ostatnie prognozy wchodzące do konsensusu oscylowały w okolicach 6,0 mld PLN w 2016 roku, przy czym pojawiły się już analizy mówiące niższych poziomach. Pytanie czy prognozy w konsensusie są raportowane czy oczyszczone o odpisy. My zakładamy, że raportowana EBITDA w 2016 roku wyniesie 5,7 mld PLN a skorygowana o one-offy: 6,1 mld PLN. Nasze prognozy na 2017-18 są minimalnie poniżej konsensusu na poziomie EBITDA.

Konsensus rynkowy vs prognozy BDM [mln PLN]

	2016P kons.	2016P BDM	odchyl.	2017P kons.	2017P BDM	odchyl.	2018P kons.	2018P BDM	odchyl.
Przychody ze sprzedaży	31 127	32 070	3,0%	31 738	32 970	3,9%	33 235	33 627	1,2%
EBITDA	6 194	5 661	-8,6%	6 358	6 150	-3,3%	6 713	6 581	-2,0%
EBIT	3 508	3 013	-14,1%	3 777	3 344	-11,5%	4 132	3 638	-11,9%
Zysk netto	2 563	1 980	-22,7%	2 592	2 199	-15,2%	2 818	2 366	-16,0%
Dług (gotówka) netto	-180	168	-	-512	-291	-43,2%	-246	-1 063	332,0%
Marża EBITDA	19,9%	17,7%		20,0%	18,7%		20,2%	19,6%	
Marża EBIT	11,3%	9,4%		11,9%	10,1%		12,4%	10,8%	
Marża zysku netto	8,2%	6,2%		8,2%	6,7%		8,5%	7,0%	

Źródło: BDM S.A., Bloomberg (konsensus)

Prognoza wyników kwartalna i roczna [mln PLN]

	1Q'15	2Q'15	3Q'15	4Q'15	2015	1Q'16	2Q'16	3Q'16	4Q'16P	2016P	2017P*	2018P	2019P	2020P
USD/PLN	3,73	3,70	3,77	3,89	3,77	3,96	3,87	3,89	4,01	3,93	4,10	4,08	3,99	3,94
EUR/PLN	4,19	4,09	4,19	4,26	4,18	4,36	4,37	4,34	4,37	4,36	4,47	4,50	4,50	4,50
Ropa Brent [USD/bbl]	53,9	62,1	50,2	43,5	52,4	34,5	46,0	45,8	46,9	43,3	49,5	52,3	54,2	55,9
USA [Henry Hub, spot] [EUR/MWh]	8,7	8,4	8,4	6,6	8,0	6,1	6,4	8,7	8,5	7,4	9,5	9,0	7,2	7,1
TTF [Holandia, spot] [EUR/MWh]	21,2	20,7	19,8	17,3	19,7	12,6	13,1	13,1	17,1	14,0	16,4	16,2	16,3	16,1
Polska [TGE, spot] [EUR/MWh]	23,4	22,7	20,9	18,2	21,3	14,8	14,5	14,4	17,8	15,3	17,6	17,5	17,0	16,9
Polska [TGE, spot] [PLN/MWh]	98,0	92,7	87,7	77,7	89,0	64,5	63,2	62,3	77,7	66,9	78,8	78,6	76,6	76,0
Polska [TGE, 1M] [PLN/MWh]	98,0	90,2	88,6	79,6	89,1	62,2	61,2	62,8	79,5	66,4	78,8	78,6	76,6	76,0
Gaz wysokometanowy E (Taryfa) [PLN/MWh]	108,7	106,1	97,3	95,5	101,9	88,7	79,5	72,4	74,3	78,7	82,0	82,2	81,2	81,0
Powyższe dane – średnia roczna														
Dane operacyjne														
Wydobycie gazu [mln m3]	1 185	1 109	1 137	1 198	4 629	1 179	1 083	1 032	1 203	4 496	4 516	4 688	4 698	4 708
Wydobycie ropy [tys t]	386	317	367	358	1 428	348	328	298	332	1 306	1 313	1 419	1 378	1 310
Sprzedaż gazu [mln m3]	7 721	4 803	3 936	6 541	23 000	7 986	4 738	4 270	6 762	23 755	23 958	23 963	23 974	23 972
- w tym przez TGE [mln m3]	2 940	1 588	1 164	2 639	8 331	3 450	1 620	1 220	2 564	8 854	8 705	8 705	8 705	8 705
Przychody [mln PLN]														
Poszukiwanie i Wydobywanie	1 217	1 316	1 179	1 143	4 855	1 045	1 094	957	1 161	4 257	4 657	5 143	5 154	5 048
Obrót, magazynowanie	11 190	6 634	5 296	8 623	31 743	9 619	5 264	4 727	7 724	27 334	27 820	27 828	27 444	27 313
Dystrybucja	1 316	1 078	1 030	1 160	4 584	1 397	1 065	1 037	1 163	4 662	4 514	4 583	4 681	4 770
Wytwarzanie	688	343	239	617	1 887	742	381	315	700	2 137	2 397	2 518	2 549	2 571
Pozostałe	88	73	89	74	324	47	73	65	76	261	266	271	277	282
Eliminacje	-2 004	-1 549	-1 528	-1 849	-6 930	-1 870	-1 507	-1 401	-1 804	-6 582	-6 683	-6 716	-6 758	-6 782
EBITDA [mln PLN]														
Poszukiwanie i Wydobywanie	878	664	767	117	2 426	619	-123	496	553	1 545	2 534	2 860	2 871	2 777
Obrót, magazynowanie	619	205	-66	-135	623	660	111	-8	44	806	565	643	735	575
Dystrybucja	521	697	596	524	2 338	758	665	542	496	2 460	2 271	2 316	2 381	2 437
Wytwarzanie	310	102	5	262	679	362	88	109	303	862	793	776	767	769
Pozostałe	-1	6	13	-6	12	-10	-4	-6	-5	-25	-16	-17	-17	-17
Eliminacje	-1	-4	-2	8	1	4	2	5	1	12	4	4	4	4
EBITDA skoryg. [mln PLN]														
Poszukiwanie i Wydobywanie	878	727	746	537	2 888	619	587	531	553	2 290	2 534	2 860	2 871	2 777
Obrót, magazynowanie	599	180	-47	84	816	495	60	18	44	616	565	643	735	575
Dystrybucja	521	697	596	524	2 338	758	665	542	496	2 460	2 271	2 316	2 381	2 437
Wytwarzanie	310	102	5	262	679	362	88	36	303	789	793	776	767	769
Pozostałe	-1	6	13	-6	12	-10	-4	-6	-5	-25	-16	-17	-17	-17
Eliminacje	-1	-4	-2	8	1	4	2	5	1	12	4	4	4	4
EBIT														
Saldo finansowe	-72	14	-96	-70	-224	48	-68	7	-26	-39	-129	-111	-93	-79
Inne	0	0	-51	0	-51	0	-41	-19	-40	-100	0	0	0	0
Zysk brutto	1 590	961	480	-17	3 014	1 769	-36	507	634	2 874	3 215	3 527	3 687	3 505
Zysk netto	1 243	621	291	-21	2 134	1 386	-115	358	351	1 980	2 199	2 366	2 496	2 252

Źródło: BDM S.A., spółka, *nie uwzględniamy efektu retroaktywnego na renegotiacji umowy z Gazpromem na poziomie EBITDA

POZYCJA GOTÓWKOWA

Największym znakiem zapytania dla nas jest obecnie przyszła pozycja gotówkowa PGNiG. Spółka po 3Q'16 miała jedynie 0,9 mld PLN długu netto (sezonowo najwyższy okres w roku ze względu na budowę zapasów, na koniec roku zadłużenie powinno być minimalne), co stanowi niewielki ułamek realnego potencjału - oczyszczona EBITDA za ostatnie 4Q to 6,1 mld PLN. Poniżej przedstawiamy kwestie, które mogą wpłynąć na przyszłą pozycję gotówkową spółki, a które nie są związane ze organicznym CAPEX-em spółki.

- **PGNiG Termika w konsorcjum z PGE, Enea oraz Energa** złożyły wspólnie niewiązącą ofertę na **zakup aktywów należących do EdF w Polsce**. Elektrownia Rybnik + elektrociepłownie Kraków/Wrocław/Zielona Góra/Trójmiasto/Toruń mogą być wycenione na małe kilka mld PLN. Z komunikatu EdF z października wynika, że prowadzone są wyłączone rozmowy z odpowiednio EPH i IFM Investors. Potrzebne jest jednak porozumienie z polskim rządem, który może preferować innych niż zagraniczni inwestorów strategicznych. Z październikowej wypowiedzi ministra energii wynika, że rząd oczekuje długoterminowego inwestora dla aktywów EdF w Polsce, który zgodzi się na „niekoniecznie rentowne, ważne dla bezpieczeństwa energetycznego inwestycje” i nie widzi w tej roli funduszu inwestycyjnego.
- **Dywersyfikacja koszyka nabywanego gazowego**. Obecny zarząd spółki optuje za odejściem od dominującej pozycji kierunku rosyjskiego w zakupach gazu. Preferowanym kierunkiem wydaje się być Norwegia. PGNiG posiada już od wielu lat aktywa wydobywcze w obszarze Morza Północnego (obecne wydobywanie to ok. 0,5 mld m3 gazu i bez akwizycji nowych złóż nie ulegnie większym zmianom z najbliższych lat). W koncepcji budowy połączenia gazowego Norwegia – Polska (o przepustowości 7-10 mld m3, z czego z części będzie korzystać Dania), główną rolę ma odgrywać Gaz-System (głównie chodzi o sfinansowania odcinka po dnie Bałtyku). PGNiG może przypaść tu rola sfinansowania jakiejś

części odcinka norweskiego. Ważniejszą kwestią jest jednak sama strategia dotycząca mixu pozyskiwania gazu: własne złoża/zakupy od innych podmiotów operujących w Norwegii. Według ostatnich zapowiedzi zarządu, w 2022 roku PGNiG mógłby pozyskiwać własnymi siłami 2-2,5 mld m3 gazu (obecnie 0,5 mld m3). Przy założeniu zakupu złoża, które gwarantowałby wydobycie na poziomie 2,0 mld m3 gazu rocznie przez 5 lat i wycenach EV/2P na poziomie ok. 9 USD/boe, koszt wyniósłby ok. 0,6 mld USD. Nie można wykluczyć, że zakupy byłyby większe, by zapewnić bezpieczeństwo energetyczne (kontrakt z Gazpromem to obecnie min. 8,7 mld m3 gazu/rok).

- **Zmiana struktury kapitału własnego** (podwyższenie nominalu akcji) i **zapłata podatku** z tego tytułu. Potrzeby budżetowe na lata 2017-18 mogą skłaniać do „niekonwencjonalnych” metod pozyskiwania środków ze spółek z udziałem Skarbu Państwa z pominięciem interesu akcjonariuszy mniejszościowych. Model przesunięcia kapitału zapasowego (czy zysków zatrzymanych) na podstawowy i tym samym podniesienie wartości nominalnej akcji, co skutkuje zapłatą podatku dochodowego, został już w 3Q'16 przetestowany w PGE. Według informacji prasowych w 2017 roku z tego typu operacji ma wpłynąć do budżetu 1,5 mld PLN. PGNiG ze względu na wysoki udział Skarbu Państwa w akcjonariacie oraz brak zadłużenia jest jednym z głównych kandydatów do wykonania takiego posunięcia w przyszłym roku. Poziom zysków zatrzymanych na bilansie jednostkowym to 17 mld PLN. W najbardziej skrajnym scenariusz zakładającym wykorzystanie całej tej kwoty spółka musiałaby zapłacić wg naszych kalkulacji 2,5 mld PLN podatku, czyli 0,44 PLN/akcję (podobnie jak w PGE efektywna stopa 23,5% z blisko 11 mld PLN – pozostała część ze wspomnianych 17 mld PLN musi wystarczyć na utrzymanie minimalnego poziom kapitału zapasowego oraz wspomniany podatek). W naszej wycenie uwzględniamy 50% tej kwoty.
- **Dalsze dofinansowanie górnictwa.** Przy obecnym wzroście cen węgla problem na razie może zejść na dalszy plan, jednak nie można jeszcze wykluczyć jakiejś formy dofinansowania potoczonych PGG i KHW, jeżeli zmaterializowałyby się taki scenariusz.
- **Finansowanie projektów energetycznych.** Spółki energetyczne dotychczas samodzielnie finansują budowy nowych bloków, nie wykluczają jednak pozyskiwania partnerów w tym celu (najgłośniej mówi o tym Tauron). PGNiG ze względu na PGNiG Termikę, silny bilans czy współpracę ze spółkami energetycznymi przy innych projektach (Stalowa Wola, PGG, EdF) mógłby także być kandydatem do wsparcia budowy nowych bloków węglowych.
- **Zmiany w strukturze akcjonariatu lub modelu biznesowym spółek Oil&Gas należących do Skarbu Państwa.** Po zmianie rządu pojawiły się spekulacje o możliwych przetasowaniach na tym polu. PGNiG mógłby np. odkupić działalność wydobywczą Lotosu (gdańska spółka pozyskałaby w ten sposób środki na zbudowanie nogi petrochemicznej).
- **Skup akcji.** W listopadzie spółka przeprowadziła drugi etap skupu akcji własnych (w I kupiono: 93 mln akcji, w II: 28,9 mln akcji). Skup miał naszym zdaniem głównie na celu pozyskanie środków przez TF Silesia ze zbycia akcji PGNiG (posiadała ich 118 mln sztuk) - konstrukcja skupu umożliwiła składanie ofert grupami (w ramach jednej grupy akcji nie musieli zbywać wszyscy akcjonariusze), a więc Skarb Państwa + TF Silesia (gdzie Skarb Państwa nie sprzedaje żadnych akcji). Nie spodziewamy się, by miało dojść do kolejnych skupów akcji o podobnym charakterze.
- **Rozstrzygnięcie arbitrażu dotyczącego formuły cenowej z Gazpromu** spodziewane jest w połowie 2017 roku. Spółce powinna przysługiwać **płatność retroaktywna** (jednorazowy wpływ gotówki wyrównujący cenę do nowej formuły), jeśli dojdzie do zmian w formule (podobnie jak miało to miejsce w 2012 roku, kiedy spółka otrzymała 3 mld PLN wyrównania). Trudno powiedzieć jak będzie wyglądać nowa formuła PGNiG. Przy założeniu wejścia w życie nowej formuły od 3Q'17 i przejściu na 66% TFF wg naszych kalkulacji spółce należałaby się płatność na poziomie ok. 1,5 mld PLN, a przy przejściu na 100% TFF według naszych szacunków może to być ponad 3 mld PLN. Teoretycznie środki to mogłyby trafić na dywidendę, równie dobrze mogą jednak sfinansować podatek od podniesienia wartości nominalnej akcji, jeśli główny właściciel nie będzie chciał dzielić się nimi z akcjonariuszami mniejszościowymi.

DANE FINANSOWE

Bilans [mld PLN]	2013	2014	2015	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P
Aktywa trwałe	36,33	37,84	37,12	37,96	38,64	39,14	40,11	41,05	41,43	41,77	42,00	42,09	42,18
Wartości niematerialne i prawne	1,16	1,11	1,14	1,06	0,99	0,94	0,90	0,86	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77
Rzeczowe aktywa trwałe	33,03	33,53	32,97	33,67	34,54	35,23	36,23	37,21	37,62	37,98	38,23	38,34	38,44
Pozostałe aktywa trwałe	2,13	3,20	3,02	3,24	3,12	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97
Aktywa obrotowe	10,82	11,09	12,70	11,09	11,11	11,34	11,06	10,51	10,40	10,22	10,16	11,01	11,86
Zapasy	3,38	3,19	2,23	1,87	1,95	1,95	1,93	1,92	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91
Należności krótkoterminowe	4,31	4,37	3,52	2,90	2,98	3,04	3,01	3,00	2,99	3,01	3,02	3,03	3,04
Inwestycje krótkoterminowe	3,13	3,53	6,95	6,32	6,18	6,35	6,12	5,59	5,49	5,30	5,23	6,07	6,92
-środki pieniężne i ekwiwalenty	2,83	2,96	6,24	5,61	5,47	5,64	5,41	4,88	4,78	4,59	4,52	5,36	6,21
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	49,82	49,05	49,75	50,48	51,17	51,56	51,83	51,99	52,16	53,11	54,05
Kapitał (fundusz) własny	28,45	30,16	30,74	31,01	32,22	33,48	34,80	35,80	36,88	38,02	39,18	40,41	41,63
Udziały mniejszości	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Zobowiązania i rezerwy na zob.	18,69	18,76	19,08	18,04	17,53	17,00	16,37	15,75	14,95	13,96	12,98	12,69	12,41
Rezerwy na zobowiązania	4,52	6,38	6,08	6,08	6,08	6,08	6,08	6,08	6,08	6,08	6,08	6,08	6,08
Zobowiązania długoterminowe	5,44	5,15	5,90	5,30	4,70	4,10	3,50	2,90	2,10	1,10	0,10	0,10	0,10
- w tym dług oprocentowany	5,39	5,07	5,80	5,20	4,60	4,00	3,40	2,80	2,00	1,00	0,00	0,00	0,00
Zobowiązania krótkoterminowe	7,01	5,43	5,44	5,00	5,09	5,15	5,13	5,11	5,11	5,12	5,14	4,85	4,57
- w tym dług oprocentowany	2,28	0,77	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,28	0,00
Pasywa razem	47,14	48,93	49,82	49,05	49,75	50,48	51,17	51,56	51,83	51,99	52,16	53,11	54,05

Rachunek zysków i strat [mld PLN]	2013	2014	2015	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P
Przychody netto ze sprzedaży	32,04	34,30	36,46	32,07	32,97	33,63	33,35	33,20	33,16	33,32	33,45	33,60	33,64
EBITDA	5,61	6,35	6,08	5,66	6,15	6,58	6,74	6,55	6,44	6,47	6,49	6,59	6,61
EBIT	3,15	3,84	3,29	3,01	3,34	3,64	3,78	3,58	3,48	3,51	3,53	3,62	3,65
Saldo działalności finansowej	-0,40	-0,35	-0,23	-0,04	-0,13	-0,11	-0,09	-0,08	-0,06	-0,04	-0,01	0,02	0,03
Inne	-0,04	0,13	-0,05	-0,10	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	3,01	2,87	3,22	3,53	3,69	3,50	3,42	3,48	3,52	3,64	3,68
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	2,13	1,98	2,20	2,37	2,50	2,25	2,20	2,24	2,28	2,37	2,41

CF [mld PLN]	2013	2014	2015	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P
Przepływy z działalności operacyjnej	7,81	6,98	7,26	6,13	5,23	5,55	5,55	5,28	5,22	5,22	5,23	5,31	5,32
Przepływy z działalności inwestycyjnej	-3,06	-3,68	-3,15	-4,29	-3,62	-3,53	-3,87	-3,86	-3,29	-3,25	-3,15	-3,02	-3,00
Przepływy z działalności finansowej	-3,87	-3,17	-0,83	-2,46	-1,75	-1,85	-1,91	-1,96	-2,02	-2,16	-2,15	-1,45	-1,47
Przepływy pieniężne netto	0,88	0,13	3,28	-0,63	-0,14	0,17	-0,23	-0,54	-0,09	-0,19	-0,07	0,84	0,85
Środki pieniężne na początek okresu	1,95	2,83	2,96	6,24	5,61	5,47	5,64	5,41	4,88	4,79	4,59	4,52	5,36
Środki pieniężne na koniec okresu	2,83	2,96	6,24	5,61	5,47	5,64	5,41	4,88	4,79	4,59	4,52	5,36	6,21

Wybrane dane finansowe [mld PLN] i wskaźniki rynkowe

Dane finansowe	2015	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P
Przychody zmiana r/r	6%	-12%	3%	2%	-1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
EBITDA zmiana r/r	-4%	-7%	9%	7%	2%	-3%	-2%	0%	0%	2%	0%
EBIT zmiana r/r	-14%	-8%	11%	9%	4%	-5%	-3%	1%	0%	3%	1%
Zysk netto zmiana r/r	-24%	-7%	11%	8%	5%	-10%	-2%	2%	2%	4%	1%
Marża EBITDA	16,7%	17,7%	18,7%	19,6%	20,2%	19,7%	19,4%	19,4%	19,4%	19,6%	19,7%
Marża EBIT	9,0%	9,4%	10,1%	10,8%	11,3%	10,8%	10,5%	10,5%	10,6%	10,8%	10,8%
Marża brutto	8,3%	9,0%	9,8%	10,5%	11,1%	10,6%	10,3%	10,4%	10,5%	10,8%	10,9%
Marża netto	5,9%	6,2%	6,7%	7,0%	7,5%	6,8%	6,6%	6,7%	6,8%	7,1%	7,1%
ROE	6,9%	6,4%	6,8%	7,1%	7,2%	6,3%	6,0%	5,9%	5,8%	5,9%	0,0%
ROA	4,3%	4,0%	4,4%	4,7%	4,9%	4,4%	4,2%	4,3%	4,4%	4,5%	0,0%
Dług	6,38	5,78	5,18	4,58	3,98	3,38	2,58	1,58	0,58	0,28	0,00
D / (D+E)	12,8%	11,8%	10,4%	9,1%	7,8%	6,6%	5,0%	3,0%	1,1%	0,5%	0,0%
D / E	14,7%	13,4%	11,6%	10,0%	8,4%	7,0%	5,2%	3,1%	1,1%	0,5%	0,0%
Odsetki / EBIT	-6,8%	-1,3%	-3,9%	-3,1%	-2,5%	-2,2%	-1,8%	-1,0%	-0,2%	0,4%	0,9%
Dług / kapitał własny	20,8%	18,6%	16,1%	13,7%	11,4%	9,4%	7,0%	4,2%	1,5%	0,7%	0,0%
Dług netto	0,1	0,2	-0,3	-1,1	-1,4	-1,5	-2,2	-3,0	-3,9	-5,1	-6,2
Dług netto / kapitał własny	0,5%	0,5%	-0,9%	-3,2%	-4,1%	-4,2%	-6,0%	-7,9%	-10,0%	-12,6%	-14,9%
Dług netto / EBITDA	0,0	0,0	0,0	-0,2	-0,2	-0,2	-0,3	-0,5	-0,6	-0,8	-0,9
Dług netto / EBIT	0,0	0,1	-0,1	-0,3	-0,4	-0,4	-0,6	-0,9	-1,1	-1,4	-1,7
EV	28,5	27,9	27,4	26,7	26,3	26,2	25,5	24,7	23,8	22,7	21,5
Dług / EV	22,4%	20,7%	18,9%	17,2%	15,1%	12,9%	10,1%	6,4%	2,4%	1,2%	0,0%
CAPEX / Przychody	8,6%	10,1%	11,0%	10,7%	11,8%	11,8%	10,1%	9,9%	9,5%	9,1%	9,1%
CAPEX / Amortyzacja	113,0%	122,5%	128,7%	121,7%	132,5%	131,9%	112,9%	111,3%	107,9%	103,2%	103,0%
Amortyzacja / Przychody	8%	8%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%
Zmiana KO / Przychody	-3,1%	-1,8%	0,2%	0,0%	-0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Zmiana KO / Zmiana przychodów	-51,6%	13,4%	8,7%	0,4%	8,3%	3,9%	27,9%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-5,5%
Wskaźniki rynkowe	2015	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P
MC/S*	0,8	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
P/E*	13,3	14,0	12,6	11,7	11,1	12,3	12,6	12,4	12,2	11,7	11,5
P/BV*	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7
P/CE*	5,8	6,0	5,5	5,2	5,1	5,3	5,4	5,3	5,3	5,2	5,2
EV/EBITDA*	4,7	4,9	4,5	4,1	3,9	4,0	4,0	3,8	3,7	3,4	3,3
EV/EBIT*	8,7	9,3	8,2	7,3	7,0	7,3	7,3	7,0	6,7	6,3	5,9
EV/S*	0,8	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,6
BVPS	5,2	5,4	5,6	5,8	6,0	6,2	6,4	6,6	6,8	7,0	7,2
EPS	0,4	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
CEPS	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
DPS	0,20	0,18	0,17	0,19	0,20	0,22	0,19	0,19	0,19	0,20	0,21
Payout ratio**	41,8%	49,8%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%

Źródło: BDM S.A. * Obliczenia przy cenie 4,80 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 publikacji	godzina publikacji	kurs	WIG
Trzymaj	4,66	Redukuj	4,52	17.11.2016	08:55 CEST	4,80	47 635
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'16:

Kupuj	1	14%
Akumuluj	4	57%
Trzymaj	2	29%
Redukuj	0	0%
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 skierowany jest 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 obciążona 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 uwzględniać, 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 dodatknej 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 dodatknej stopy zwrotu i nie chroni go przed finalnym poniesieniem straty.

Niniejszy raport został po raz pierwszy udostępniony klientom BDM dnia 17.11.2016 roku, 08:55 CEST, a przy wykorzystaniu medialnych kanałów dystrybucji może dotrzeć również do innych podmiotów od dnia 21.11.2016 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 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 restrykcji 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 17.11.2016 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 zajść 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.