

14 czerwca 2010

Aktualizacja raportu

**Sektor gazowy**

Polska

Cena bieżąca	3,45 PLN
Cena docelowa	4,32 PLN
Kapitalizacja	20,36 mld PLN
Free float	3,05 mld PLN
Średni dzienny obrót (3 mies.)	36,67 mln PLN

Struktura akcjonariatu

Skarb Państwa	72,9%
Pracownicy	12,1%
Pozostali	15,0%

Strategia dotycząca sektora

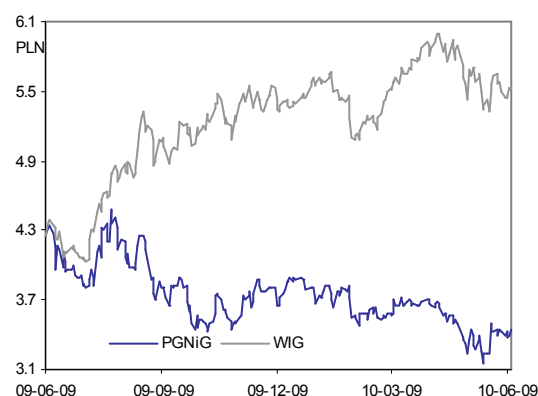
Spółka działa na rynku regulowanym i prawdopodobnie w najbliższym czasie niewiele się w tym zakresie zmieni, tak więc nadal w dużej mierze wyniki PGNiG będą determinowane polityką taryfową URE. W obecnych zmiennych warunkach makro decyzje regulatora mają dla Spółki jeszcze większe znaczenie. Stabilizację przepływów pieniężnych zapewnia segment dystrybucyjny.

Profil spółki

PGNiG jest największą w Polsce spółką w sektorze wydobywania i dystrybucji gazu ziemnego o rocznej sprzedaży ponad 13-14 mld m³ gazu. Dodatkowo, Spółka działa w segmencie wydobywania ropy naftowej, której sprzedaż wyłączona jest z systemu taryfowego, dzięki czemu jest wysoce rentowna.

Ważne daty

31.08- publikacja raportu za 1H'2010

Kurs akcji PGNiG na tle WIG**Kamil Kliszcz**

(48 22) 697 47 06

kamil.kliszcz@dibre.com.pl

www.dibre.com.pl

Dom Inwestycyjny BRE Banku nie wyklucza złożenia emitentowi papierów wartościowych, będących przedmiotem rekomendacji oferty świadczenia usług maklerskich. Informacje o konfliktach interesów powstałym w związku ze sporządzeniem rekomendacji (o ile występuje) znajdują się na ostatniej stronie niniejszego raportu.

PGNiG

PGNI.WA; PGN PW

Kupuj

(Niezmieniona)

Nieoszacowany potencjał w E&P

Perspektywa wejścia akcji pracowniczych do obrotu oraz osłabienie złotego infekowały kurs PGNiG w ostatnich tygodniach, ale w naszej opinii te ryzyka mogą być przez rynek przeszacowywane. Z drugiej strony inwestorzy wyraźnie niedoszacowują wartości aktywów wydobywczych Spółki, w szczególności projektów zagranicznych, a tymczasem to ten obszar może w najbliższych miesiącach znaleźć się w centrum zainteresowania rynku w kontekście planowanego uruchomienia produkcji na szelfie norweskim (nawet 1 mld PLN dodatkowego zysku operacyjnego od 2013 roku) oraz doniesień o nowych odkryciach w Pakistanie. Utrzymujemy rekomendację kupuj i wycenę akcji PGNiG na poziomie 4,32 PLN.

Potencjał w zagranicznych aktywach

Zagraniczne aktywa wydobywcze PGNiG w ostatnich latach generowały tylko wydatki inwestycyjne i obciążały dług netto (łącznie capex na projekty E&P poza Polską w ostatnich latach wyniósł 720 mln USD). Jednocześnie w większości rynkowych prognoz te przedsięwzięcia nie są w ogóle uwzględniane jako przyszłe źródło przychodów, co strukturalnie zaniża wycenę Spółki. Wszystko wskazuje na to, że po ostatnich doniesieniach o nowych odkryciach czy potwierdzeniu szacunkowych zasobów, rynek powinien zacząć zwracać większą uwagę na te projekty. Według naszych szacunków pole Skarv powinno w perspektywie kilku lat generować około 380 mln USD zysku operacyjnego, a wartość rynkową posiadanych licencji w Pakistanie i Danii można szacować na około 400 mln USD. Dodatkowo Spółka prowadzi prace nad bardzo obiecującymi złożami w Egipcie i Libii.

Akcje pracownicze- przeszacowane ryzyko?

W ostatnich miesiącach kurs akcji PGNiG zachowywał się znacznie gorzej od szerokiego rynku, co w dużej mierze miało związek z perspektywą wprowadzenia 1 lipca do obrotu 750 mln akcji pracowniczych i obawą inwestorów o negatywny efekt wzmocnionej podaży walorów. W naszej opinii ryzyko z tym związane może być mocno przeszacowywane, a spodziewany wzrost freefloatu o 85% i związany z tym wyższy udział w indeksach (w WIG20 szacujemy wzrost z obecnych 2,7% do 4,7%) mogą nawet wpłynąć pozytywnie na kurs.

Perspektywa kolejnych kwartałów- ryzyko braku taryfy

Obserwowane w ostatnich tygodniach osłabienie złotego względem dolara mocno komplikuje kwestię rentowności segmentu obrotu z uwagi na szybko drożejący gaz z importu. Zwracamy jednak uwagę, że w związku z polityką zabezpieczeń walutowych (około 0,5 mld USD zabezpieczone po kursie 3,11 na 2Q i prawdopodobnie podobny skala zabezpieczeń na 3Q po kursie 3,19) problem ten może istotnie wpłynąć na wyniki dopiero 4Q. Spółka na pewno będzie wnioskować o nową taryfę od października i naszym zdaniem podwyżka o około 5% jest jak najbardziej realna, co powinno pozwolić na zminimalizowanie strat na handlu gazem (dodatkowo wynik segmentu powinny poprawiać rozwiązania rezerw na należności ZCH Police i ZAK).

(mln PLN)	2008	2009	2010P	2011P	2012P
Przychody	18 432,0	19 290,4	20 861,5	21 546,0	22 338,6
EBITDA	2 225,6	2 830,0	3 663,5	3 963,9	5 065,9
marża EBITDA	12,1%	14,7%	17,6%	18,4%	22,7%
EBIT	800,7	1 333,8	2 087,0	2 270,2	3 141,0
Zysk netto	865,3	1 202,0	1 685,1	1 602,1	1 929,3
DPS	0,19	0,03	0,08	0,11	0,11
P/E	23,5	16,9	12,1	12,7	10,6
P/CE	8,9	7,5	6,2	6,2	5,3
P/BV	1,0	1,0	0,9	0,9	0,8
EV/EBITDA	8,9	7,5	6,3	6,3	4,8
DYield	5,5%	0,7%	2,3%	3,3%	3,1%

Perspektywy na rok 2010 według segmentów

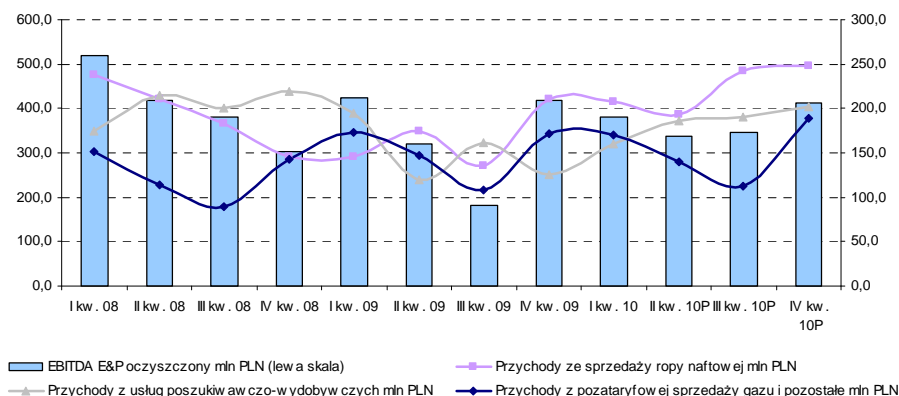
Skonsolidowane wyniki kwartalne PGNiG

(mln PLN)	I kw. 08	II kw. 08	III kw. 08	IV kw. 08	I kw. 09	II kw. 09	III kw. 09	IV kw. 09	I kw. 10
Przychody	5 330,4	3 929,2	3 653,5	5 518,9	6 378,9	3 874,7	3 407,9	5 628,9	6 622,2
EBITDA	1 337,8	665,0	529,0	-320,4	-87,7	170,9	841,7	1 905,0	1 582,2
EBIT	987,4	293,6	192,7	-687,7	-457,2	-222,0	494,8	1 518,2	1 216,3
Upstream	374,4	255,1	248,5	44,6	272,1	-16,2	21,3	123,2	241,5
Obrót	320,4	117,2	-39,3	-845,6	-1 126,8	-99,3	481,4	630,9	445,6
Dystrybucja	267,1	-13,7	-5,0	169,9	393,8	-92,2	-16,2	265,4	535,9
Inne	25,5	-65,0	-11,5	-56,6	3,7	-14,4	8,3	498,7	-6,7
Zysk brutto	978,4	392,4	228,1	-662,6	-433,8	-143,1	490,0	1 529,0	1 225,4
Zysk netto	779,0	280,3	181,1	-373,3	-398,8	-94,6	406,2	1 289,2	987,7
Taryfa PLN/tys. m3	778,8	858,5	898,3	964,2	997,1	968,1	910,0	910,0	910,0
Gaz w USD/tys. m3	352,2	394,4	468,0	520,4	453,7	343,3	242,9	269,0	313,5
Gaz rosyjski w PLN	841,4	859,9	1 031,1	1 496,3	1 564,2	1 121,0	713,8	760,5	905,0
Spread import/taryfa	-62,6	-1,4	-132,8	-532,2	-567,1	-152,9	196,2	149,5	5,0

Źródło: PGNiG, szacunki DI BRE

- Segment wydobywczy-** w 1Q'2010 wynik operacyjny segmentu wydobywczego sięgnął 241 mln PLN wobec oczekiwanych przez nas 226 mln PLN. Pozytywne odchylenie było przede wszystkim konsekwencją niższej amortyzacji, natomiast ani na poziomie wolumenów ani na poziomie rezerw nie odnotowaliśmy istotnych zaskoczeń. W związku ze zmianami w otoczeniu makro (ceny ropy i kurs USD/PLN) oraz ustaleniem nowej taryfy hurtowej gazu (bezpośredni wpływ na ceny w sprzedaży pozataryfowej) zdecydowaliśmy się jednak podwyższyć prognozę roczną dla tego obszaru działalności z 785 mln PLN do 906 mln PLN. Oprócz poprawy rentowności na działalności wydobywczej oczekujemy również lepszych rezultatów finansowych w spółkach świadczących usługi poszukiwawcze, które będą korzystać na osłabieniu złotego oraz poprawie sentymentu w sektorze, co powinno znaleźć odzwierciedlenie w pozyskiwaniu nowych zleceń. W naszych prognozach zakładamy brak księgowych odpisów majątku kopalnianego (w 2009 roku dokonany został szczegółowy przegląd tych aktywów i dokonane przeszacowanie sięgnęło 3,6% majątku trwałego ogółem przyporządkowanego do tego segmentu). Z kolei koszty nieudanych odwiertów w związku z utrzymaniem wysokich nakładów na poszukiwania i eksplorację złóż w Polsce i za granicą, zapewne pozostaną na wyższym poziomie niż notowane w ubiegłym roku.

EBITDA segmentu wydobywczego vs. przychody wg. kategorii

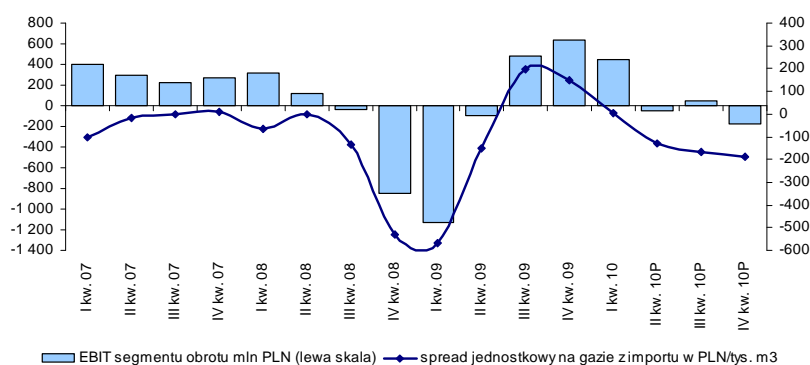


*EBITDA oczyszczona o odpisy na aktywa kopalniane w kwocie 324 mln PLN w 2009 roku (koszty nieudanych odwiertów traktujemy jako normalne koszty działalności operacyjnej)
 Źródło: PGNiG, szacunki DI BRE

- Segment obrotu-** w obszarze handlu gazem PGNiG w pierwszym kwartale tego roku zanotował wyniki znacznie gorsze od naszych oczekiwań (445 mln PLN vs. 812 mln PLN), a głównym powodem tego odchylenia były wyższe niż zakładaliśmy koszty

sprzedanego gazu. Był to efekt zarówno niedoszacowania przez nas ceny surowca importowanego jak i struktury koszyka sprzedaży (mniejsze niż oczekiwaliśmy zużycie tańszego gazu z magazynów mimo rekordowego popytu). Dodatkowo wynik segmentu obniżył odpis należności od ZA Kędzierzyn w kwocie 56 mln PLN. Słabszy rezultat w 1Q'2010 oraz znaczna deprecjacja złotego względem dolara skłaniają nas do istotnej rewizji rocznej prognozy na działalność obrotu (z 1,05 mld PLN do 428 mn PLN). Zwracamy uwagę, że przy obecnej taryfie (przypominamy podwyżka o 4,9% obowiązuje od czerwca) wyniki segmentu w II-gim i III-cim kwartale powinny oscylować blisko break even dzięki polityce hedgingowej (na koniec marca Spółka miała zabezpieczony zakup 0,5 mld USD po kursie 3,11 w 2Q i 240 mln USD po 3,19 w 3Q). Natomiast w przypadku utrzymania się obecnego kursu USD/PLN w 4Q spółka będzie zapewne wnioskować do URE o kolejną podwyżkę cennika, co już zresztą zapowiedział Zarząd. W naszych prognozach zakładamy podwyżkę na poziomie 5%, która jedynie zmniejszy oczekiwaną stratę na gazie importowanym. Zwracamy jednocześnie uwagę, że w związku z otrzymaniem przez ZCH Police pomocy ratunkowej od ARP w naszych szacunkach uwzględniamy rozwiązanie rezerw na należności od tego klienta w kwocie 129 mln PLN

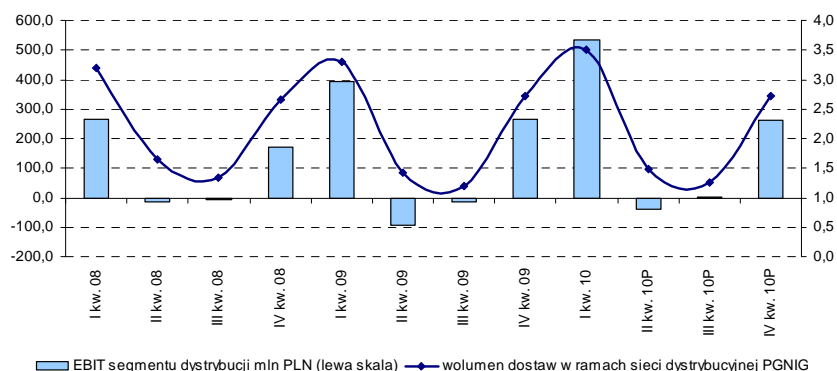
EBIT segmentu obrotu* vs. spread na gazie importowanym



*EBIT segmentu w 2010 roku bez uwzględnianego w prognozie rozwiązania rezerw na należności od ZCH Police
Źródło: PGNiG, szacunki DI BRE

- Segment dystrybucji**- segment dystrybucji w 1Q'2010 wygenerował EBIT rzędu 536 mln PLN, czyli powyżej oczekiwanych 503 mln PLN. Bardzo dobry rezultat w tym kluczowym kwartale oraz niewielka podwyżka taryf sieciowych przyznana przez URE od czerwca skłaniają nas do podwyższenia naszej dotychczasowej dość konserwatywnej rocznej prognozy dla tego obszaru działalności, która wynosiła 661 mln PLN. Nawet gdyby Spółka w kolejnych kwartałach tylko powtórzyła ubiegłoroczne wyniki, udałoby się przekroczyć ten poziom o ponad 30 mln PLN, a tymczasem należy wziąć pod uwagę wyższy poziom taryfy w ujęciu r/r w 2Q'10. Ostatecznie szacujemy więc, że PGNiG osiągnie w tym segmencie zysk operacyjny rzędu 750 mln PLN. Zwracamy uwagę, że w związku z bardziej sprzyjającą polityką URE w zakresie zwrotu z majątku przesyłowego (nie tylko w przypadku gazociągów, ale również w energetyce) można spodziewać się systematycznej poprawy wyników w tym obszarze w kolejnych latach (pełny zwrot z aktywów dystrybucyjnych PGNiG na poziomie 10% oznaczałby wypracowanie EBIT powyżej 1 mld PLN).

EBIT segmentu dystrybucji vs. wolumen dostaw



Źródło: PGNiG, szacunki DI BRE

Zagraniczne aktywa wydobywcze

Projekt norweski- podstawowym aktywem PGNiG na norweskim szelfie jest projekt Skarv, którego zasoby przyporządkowane bezpośrednio do polskiego koncernu szacowane są na 51,7 mln boe (w tym 5 mld m³ gazu i 1,7 mln ton ropy naftowej). Dodatkowo dzięki ostatniemu odkryciu złóż na sąsiednim polu Snadd North, potencjał w dyspozycji PGNiG powiększony został o około 9 mln boe (złożę to zostanie scalone ze Skarv i eksploatowane przy użyciu tej samej infrastruktury). Obecnie projekt znajduje się w fazie przygotowania do produkcji, która ma rozpocząć się w sierpniu 2011 roku. Węglowodory będą wydobywane przy pomocy urządzenia zwanego pływającą jednostką FPSO (jednostka, na której odbywa się wydobywanie, magazynowanie ropy i gazu oraz załadunek surowców). Transport będzie realizowany przez wahadłowo operujący zespół tankowców ropy oraz gazociąg do lądowego terminalu w Karsto. Łączne nakłady na zagospodarowanie złoża do poniesienia przez PGNiG wynoszą w sumie 600 mln USD, z czego 300 mln USD zostało poniesione do końca 2009, a kolejne 200 mln USD zostanie wydane w tym roku. Po uwzględnieniu ceny zakupu udziałów w koncesji (360 mln USD) łączny capex dla projektu Skarv sięgnie około 1 mld USD. Dotychczas w naszym modelu uwzględnialiśmy ten projekt po wartości poniesionych nakładów (na koniec grudnia 2009 było to 660 mln USD), ale w związku ze zbliżającym się momentem uruchomienia produkcji zdecydowaliśmy się na pełną konsolidację tego przedsięwzięcia w rachunku zysków i strat. Poniżej przedstawiamy nasze prognozy dotyczące przychodów i zysków działalności wydobywczej na szelfie norweskim, zwracając uwagę na wysoki poziom stopy podatkowej (78%=28% CIT+ 50% specjalny podatek od zysków z wydobywania). W tych szacunkach zakładamy koszt wydobywania na średnim poziomie notowanym przez Statoil na szelfie norweskim oraz eksploatację złoża do 2028 roku (osiągnięcie optymalnego poziomu w 2013 roku). Uwzględniamy wolumeny według aktualnych potwierdzonych zasobów, które według Spółki są określone bardzo konserwatywnie i nie jest wykluczone rozpoznanie kolejnych złóż na tej koncesji analogicznie do Snadd North.

Rachunek wyników projektu Skarv w mln USD

(mln USD)	2010P	2011P	2012P	2013P	2014P	2015P
Produkcja w mboe	-	1,5	4,2	6,0	6,0	6,0
Cena ropy Brent w USD/Bbl	75	80	90	90	90	90
Przychody ze sprzedaży	-	105,8	340,2	486,0	486,0	486,0
Koszty produkcji	-	11,0	31,5	45,0	45,0	45,0
Amortyzacja	-	11,5	32,8	56,5	56,5	56,5
EBIT	-	83,3	275,9	384,5	384,5	384,5
EBITDA	-	94,8	308,7	441,0	441,0	441,0
Podatek dochodowy	-	65,0	215,2	299,9	299,9	299,9
Zysk netto	-	18,3	60,7	84,6	84,6	84,6

Źródło: szacunki DI BRE

Oprócz projektu Skarv PGNiG jest jeszcze współwłaścicielem następujących 4 koncesji poszukiwawczych na szelfie norweskim: PL350 (30% udział w licencji zlokalizowanej 10 km od Skarv- pierwszy odwiert planowany na 2011 rok), PL419 (25% w licencji zlokalizowanej na północ od złóż Troll- pierwsze wiercenie jeszcze w tym roku), PL521 (25% udział- w tym roku planowane badania sejsmiczne) oraz PL558 (15% w licencji bezpośrednio sąsiadującej ze złożami Skarv i licencją PL350). Na razie jednak Spółka nie podaje jednak nawet szacunkowych danych o potencjale tych złóż.

Złoża roponośne w Egipcie i Danii- w 2007 roku PGNiG pozyskało dwie lądowe koncesje poszukiwawcze w Egipcie i Danii (tu PGNiG jest właścicielem 80% praw, a pozostałe 20% należy do rządowej firmy duńskiej). Ciekawsza po względem potencjału wydaje się koncesja w Afryce (PGNiG szacuje zasoby na 22 mln ton ropy), gdyż zasoby pola duńskiego oceniane są na 2,2 mln ton surowca. Dotychczas w obydwu przypadkach prace skoncentrowane były na wykonaniu i analizie zdjęć sejsmicznych, a pierwsze odwierty zostały zaplanowane na rok bieżący stąd ewentualna weryfikacja perspektywicznych zasobów tych złóż będzie możliwa najwcześniej w przyszłym roku. Na ten moment wycena koncesji w Egipcie na podstawie syntetycznych wskaźników typu EV/2P nie jest możliwa. W przypadku złoża w Danii wspomniane zasoby 2,2 mln ton powinny zostać potwierdzone z dużym prawdopodobieństwem, tak więc ich wartość można oceniać na co najmniej 80-105 mln USD. Łączne nakłady na prace poszukiwawcze w Egipcie i Danii w 2010 roku są szacowane na około 55 mln PLN.

Złoża gazonośne w Libii i Pakistanie- jeśli chodzi o zagraniczne koncesje gazonośne poza Norwegią, PGNiG jest jeszcze obecne w Pakistanie i Libii. Prace na złożu pakistańskim Spółka

prowadzi już od kilku lat i obecnie jest już na etapie analiz produkcyjnego zagospodarowania koncesji, której zasoby wydobywalne szacuje się na 11,6 mld m³ gazu (udział PGNiG w konsorcjum z państwową spółką Pakistan Petroleum wynosi 70%). Wykonany odwiert oraz zabieg szczelinowania przeprowadzony w 1Q'2010 potwierdziły potencjał tej koncesji, co przy zasobach przyporządkowanych PGNiG rządu 56 mln boe aktywno to można wycenić na 300-350 mln USD. W przypadku Libii perspektywa potwierdzenia złóż jest bardziej odległa, gdyż w tym roku planowany jest dopiero pierwszy odwiert. PGNiG wiąże jednak z tą koncesją duże nadzieje, gdyż szacowane zasoby sięgają aż 146 mld m³ gazu i 15 mln ton kondensatu. Na koniec grudnia 2009 wartość księgowa libijskich aktywów w bilansie PGNiG wynosiła 218 mln PLN. Tegoroczne nakłady inwestycyjne na koncesjach w Pakistanie i Libii mają sięgnąć odpowiednio 80 mln PLN i 100 mln PLN.

Akcje pracownicze i wzrost free float

Z dniem 1 lipca 2010 roku do obrotu trafi około 750 mln akcji pracowniczych (całkowita liczba akcji wynosi dokładnie 750 mln sztuk, ale kilkadziesiąt tysięcy walorów przyznanych członkom Zarządu wejdzie do obrotu dopiero w lipcu 2011 roku), które zostały przyznane obecnym i byłym pracownikom Grupy PGNiG w związku z procesem prywatyzacji. Uprawnionych do nieodpłatnego objęcia tych walorów było ponad 60 tys. osób (aktualny stan zatrudnienia koncernu wynosi 31,4 tys. osób), tak więc średnio na jednego beneficjenta przypada około 12,5 tys. akcji o wartości rynkowej 42,5 tys. PLN. Wejście tych akcji do obrotu stanowi w naszej opinii jedną z przyczyn negatywnego nastawienia inwestorów do Spółki w ostatnich kilku miesiącach, gdyż obawiają się oni wzmogonej podaży osłabiającej notowania (wartość rynkowa akcji pracowniczych sięga 2,5 mld PLN). Zwracamy jednak uwagę, że walory należące do pracowników będą zaliczone do free floatu i wpłyną na zwiększenie udziału PGNiG w indeksach GPW (prawdopodobnie przy okazji korekty wrześniowej). Według naszych szacunków udział Spółki w WIG20 zwiększy się z obecnych 2,7% do 4,9% (4,7% po uwzględnieniu Taurona), a w indeksie WIG z obecnych 1,7% do 3,2%. Teoretycznie odzwierciedlenie tej zmiany tylko w portfelach OFE mogłoby generować popyt ze strony tych instytucji na poziomie 1 mld PLN. Ostatecznie może się więc okazać, że obawy rynku o wzmogoną podaż są istotnie przesadzone, a wejście akcji pracowniczych do obrotu raczej wesprze niż osłabi kurs PGNiG.

Założenia makroekonomiczne

Założenia makroekonomiczne przyjęte do modelu DCF

	2010P	2011P	2012P	2013P	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P
Cena ropy naftowej w USD/Bbl	77	80	90	90	90	90	90	90	90	90
Cena ropy naftowej z 9M opóźnieniem w USD/Bbl	64	75	83	90	90	90	90	90	90	90
Cena ważona gazu importowanego w USD/tys. m ³	337	361	360	360	360	360	360	360	360	360
Średni ważony poziom taryfy hurtowej w PLN/tys. m ³	948	955	928	928	938	947	952	956	961	966
PLN/USD średniorocznie	3,20	3,00	2,80	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70
EUR/PLN średniorocznie	4,05	3,80	3,60	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50
Sprzedaż gazu w PGNiG w mld m ³	14,0	14,1	14,5	15,1	15,7	16,3	16,9	17,3	17,7	18,2
Import gazu w mld m ³	9,7	9,8	10,0	10,6	11,2	12,0	12,4	12,8	13,2	13,7
Wydobycie krajowe w mld m ³	4,3	4,3	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Wydobycie ropy naftowej w mln ton	0,5	0,5	0,5	0,7	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Sprzedaż gazu poza taryfą w mld m ³	0,64	0,64	0,84	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
Udział w hurtowym rynku gazu ziemnego w Polsce	98,8%	98,5%	98,3%	98,0%	97,8%	97,5%	97,3%	97,3%	97,3%	97,3%

Źródło: Bloomberg, PGNiG, szacunki DI BRE

Prognoza wyników i wycena

Na podstawie modelu DCF (po uwzględnieniu wartości bieżącej umowy leasingu aktywów przesyłowych oraz posiadanych udziałów w EuRoPolGazie), cenę docelową akcji PGNiG szacujemy w perspektywie 9-mcy na poziomie 4,32 PLN.

	waga	cena
Wycena porównawcza	50%	4,07
Wycena DCF	50%	3,96
	cena wynikowa	4,01
	cena docelowa za 9 m-cy	4,32

Wycena DCF

Założenia modelu

1. Przepływy pieniężne dyskontujemy na koniec czerwca 2010 r. Przy ustalaniu wartości firmy uwzględniamy dług netto na koniec 2009 roku.
2. W modelu uwzględniamy przedstawione wcześniej założenia makroekonomiczne.
3. W stosunku do poprzednich raportów zmieniamy sposób uwzględnienia w modelu projektu wydobywczego na norweskim szelfie. W związku z planowanym uruchomieniem produkcji w połowie 2011 roku zdecydowaliśmy się na pełną konsolidację wyników z tego przedsięwzięcia, podczas gdy do tej pory w wycenie braliśmy pod uwagę tylko wartość projektu według poniesionych nakładów (2 mld PLN).
4. Capex po roku 2013 obniżamy do poziomu wydatków odtworzeniowych z uwagi na fakt, iż w naszych prognozach wydobywania gazu i ropy nie uwzględniamy żadnych nowych projektów poza tymi prowadzonymi obecnie.
5. Oczekujemy, że uruchomienie projektu LMG rozpocznie się w 2013 roku i począwszy od 2014 roku wydobycie ropy naftowej zwiększy się do poziomu 0,9 mln ton. W prognozach wydobywania gazu na lata 2010-11 zgodnie z zapowiedziami Zarządu zakładamy produkcję na poziomie 4,3 mld m³ wobec 4,1 mld m³ w 2009 roku, z uwagi na wyższy poziom wykorzystania odazotowni Grodzisk oraz wyższy pobór gazu przez klientów bezpośredni podłączonych do kopalni gazu zaazotowanego. Począwszy od 2012 roku oczekujemy wydobywania na poziomie 4,5 mld m³, co będzie wynikać z wprowadzenia do eksploatacji zaazotowanych złóż w zachodniej Polsce (Wielichowo, Ruchochice, Międzychód) oraz wysokometanowych złóż na Podkarpaciu (Jasionka II, Kupno, Pilzno II i Rudka).
6. Wartość firmy powiększamy o aktualną wartość umowy leasingu aktywów przesyłowych (0,283 mld PLN) oraz wartość księgową posiadanego przez PGNiG pakietu spółki EuRoPolGaz (0,539 mld PLN). Zwracamy uwagę, że WZA podjęło decyzję o wypłacie dywidendy z zysku za rok 2009 w kwocie 472 mln PLN (8 groszy/akcję), w tym 340 mln PLN w formie niepieniężnej dla Skarbu Państwa. Dzień dywidendy wyznaczono na 27 lipca, tak więc po tej dacie nasza cena docelowa powinna być skorygowana o 8 groszy do 4,24 PLN.
7. W roku 2019 amortyzacja jest nieco niższa niż CAPEX, co nie jest możliwe do utrzymania w dłuższym terminie, dlatego przy obliczaniu wartości rezydualnej, korygujemy wielkość amortyzacji do 2,19 mld PLN.
8. Przy obliczaniu FCF_{TV} do wartości rezydualnej przyjmujemy dynamikę sprzedaży na poziomie 1,5% oraz marżę EBITDA z roku 2019 przy odrębnym uwzględnieniu projektu norweskiego.
9. Po roku 2019 zakładamy wzrost FCF na poziomie 2%. Ponadto przyjmujemy stopę wolną od ryzyka na poziomie 5,83%, współczynnik beta na poziomie 0,9.



Model DCF wyceny akcji PGNiG

(mln PLN)	2010P	2011P	2012P	2013P	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2019+
Przychody ze sprzedaży	20 862	21 546	22 339	23 765	25 023	26 069	26 907	27 587	28 061	28 590	29 129
zmiana	8,1%	3,3%	3,7%	6,4%	5,3%	4,2%	3,2%	2,5%	1,7%	1,9%	1,9%
EBITDA	3 663,5	3 963,9	5 065,9	5 911,4	6 304,6	6 247,3	6 561,8	6 650,4	6 538,4	6 462,7	6 445,2
marża EBITDA	17,6%	18,4%	22,7%	24,9%	25,2%	24,0%	24,4%	24,1%	23,3%	22,6%	22,1%
Amortyzacja	1 576,5	1 693,7	1 925,0	2 029,7	2 041,2	2 036,9	2 057,8	2 107,5	2 177,9	2 258,9	2 191,4
EBIT	2 087,0	2 270,2	3 141,0	3 881,7	4 263,4	4 210,4	4 504,0	4 542,9	4 360,5	4 203,8	4 253,8
marża EBIT	10,0%	10,5%	14,1%	16,3%	17,0%	16,2%	16,7%	16,5%	15,5%	14,7%	14,6%
Opodatkowanie EBIT	396,5	578,9	1 052,6	1 350,1	1 422,6	1 412,5	1 468,3	1 475,7	1 321,6	1 192,7	1 120,0
NOPLAT	1 690,5	1 691,3	2 088,3	2 531,6	2 840,8	2 797,9	3 035,7	3 067,2	3 038,9	3 011,1	3 133,9
CAPEX	-4 602	-3 849	-2 745	-2 177	-2 015	-2 061	-2 099	-2 129	-2 160	-2 191	-2 191
Kapitał obrotowy	-426,3	-562,5	274,5	-584,2	-264,4	-217,1	282,3	-115,6	-107,5	-112,3	-112,3
Inwestycje kapitałowe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
FCF	-1 761,6	-1 026,0	1 542,5	1 800,0	2 602,1	2 556,5	3 276,4	2 929,7	2 949,3	2 966,3	3 021,5
WACC	9,8%	9,6%	9,7%	9,8%	10,3%	10,3%	10,3%	10,3%	10,3%	10,3%	10,3%
współczynnik dyskonta	95,4%	87,1%	79,4%	72,3%	65,5%	59,4%	53,8%	48,8%	44,2%	40,1%	40,1%
PV FCF	-1 681,1	-893,8	1 225,0	1 301,7	1 705,6	1 518,8	1 764,2	1 429,9	1 304,7	1 189,3	
WACC	9,8%	9,6%	9,7%	9,8%	10,3%	10,3%	10,3%	10,3%	10,3%	10,3%	10,3%
Koszt długu	6,8%	6,8%	6,8%	6,8%	6,8%	6,8%	6,8%	6,8%	6,8%	6,8%	6,8%
Stopa wolna od ryzyka	5,83%	5,83%	5,83%	5,83%	5,83%	5,83%	5,83%	5,83%	5,83%	5,83%	5,83%
Premia za ryzyko	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Efektywna stopa podatkowa	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%
Dług netto / EV	10,9%	16,2%	13,3%	10,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Koszt kapitału własnego	10,3%	10,3%	10,3%	10,3%	10,3%	10,3%	10,3%	10,3%	10,3%	10,3%	10,3%
Premia za ryzyko	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Beta	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Wzrost FCF po okresie prognozy					2,0%	Analiza wrażliwości					
Wartość rezydualna (TV)					36 273	Wzrost FCF w nieskończoności					
Zdyskontowana wartość rezydualna (PV TV)					14 543	0,0%	1,0%	2,0%	3,0%	4,0%	
Zdyskontowana wartość FCF w okresie prognozy					8 864	WACC +1,0pp	3,59	3,79	4,02	4,32	4,69
Wartość firmy (EV)					23 408	WACC +0,5pp	3,68	3,90	4,16	4,49	4,92
Dług netto					832	WACC	3,79	4,02	4,32	4,69	5,19
Udziałowcy mniejszościowi					9	WACC -0,5pp	3,90	4,16	4,49	4,92	5,51
Wartość firmy					22 576	WACC -01,0pp	4,02	4,32	4,69	5,19	5,88
Wartość udziałów w EuRoPolGazie					539						
Bieżąca wartość leasingu majątku przesyłowego					283						
Ostateczna wartość PGNiG					23 389						
Liczba akcji (mln)					5 900						
Wartość firmy na akcję (PLN)					3,96						
9-cio miesięczny koszt kapitału własnego					7,8%						
Cena docelowa					4,27						
EV/EBITDA('10) dla ceny docelowej					7,1						
P/E('10) dla ceny docelowej					14,9						
Udział TV w EV					62%						

Wycena porównawcza

W grupie porównawczej uwzględniliśmy zarówno spółki funkcjonujące w segmencie użyteczności publicznej (dystrybucja i wytwarzanie energii elektrycznej, wody i gazu), jak i podmioty typowo wydobywcze czy przesyłowe. Z uwagi na relatywnie wysoki poziom amortyzacji w PGNiG zdecydowaliśmy się zastąpić tradycyjnie wykorzystywany wskaźnik P/E, wskaźnikiem P/CE który neutralizuje niemiernodajne wyniki uzyskiwane na bazie mnożnika cena/zysk netto. Horyzont wyceny porównawczej ustaliliśmy na lata 2010-12 i dla każdego roku przyjęliśmy identyczną wagę. Ostateczny wynik uzyskany z wyceny porównawczej powiększamy o wartość leasingu aktywów przesyłowych i wartość EuRoPolGazu.

	Cena	P/CE				EV/EBITDA				
		2009	2010P	2011P	2012P	2009	2010P	2011P	2012P	
Centrica	2,87	8,7	7,3	6,8	6,2	7,4	6,3	5,8	5,4	
Enagas	13,82	6,5	5,8	5,4	5,1	8,8	7,9	7,2	6,7	
E.ON.	23,49	5,0	5,2	5,0	4,9	6,3	6,2	6,1	6,0	
Gaz de France	24,81	5,5	5,3	4,9	4,7	6,5	6,2	5,7	5,4	
Gazprom	155,86	4,2	3,4	3,0	2,5	4,9	3,8	3,3	2,9	
Gas Natural SDG	12,71	4,3	4,0	3,9	3,6	8,0	7,3	7,0	6,6	
Novatek	78,02	8,2	5,0	3,7	3,3	8,0	4,8	3,7	3,1	
RWE AG	56,16	5,8	5,1	5,0	4,6	5,1	4,5	4,4	4,1	
Maksimum		8,7	7,3	6,8	6,2	8,8	7,9	7,2	6,7	
Minimum		4,2	3,4	3,0	2,5	4,9	3,8	3,3	2,9	
Mediana		5,7	5,2	5,0	4,7	7,0	6,2	5,8	5,4	
PGNiG*	3,45	6,0	5,9	5,1	4,5	5,6	5,3	4,0	3,4	
(premia / dyskonto)		5,4%	14,7%	2,2%	-3,7%	-20,1%	-14,8%	-30,4%	-36,1%	
Implikowana wycena										
Mediana		5,7	5,2	5,0	4,7	7,0	6,2	5,8	5,4	
Waga wskaźnika			50,0%				50,0%			
Waga roku		0,0%	33,3%	33,3%	33,3%	0,0%	33,3%	33,3%	33,3%	
Implikowana wartość firmy na akcję (PLN)		3,9								
Wartość EuRoPolGazu na akcję		0,09								
Wartość umowy leasingu na akcję		0,05								
Ostateczna wartość 1 akcji PGNIG		4,07								

EV/EBITDA w oparciu o dług netto na koniec 2009

*od kapitalizacji rynkowej odejmujemy wartość leasingu i EuRoPolGazu (wyniki będące podstawą kalkulacji wskaźników są oczyszczone z wpływu tych czynników)

**Rachunek wyników**

(mln PLN)	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P	2013P
Przychody ze sprzedaży	16 652,1	18 432,0	19 290,4	20 861,5	21 546,0	22 338,6	23 765,3
<i>zmiana</i>	9,6%	10,7%	4,7%	8,1%	3,3%	3,7%	6,4%
EBIT, w tym	861,0	800,7	1 333,8	2 087,0	2 270,2	3 141,0	3 881,7
Segment Wydobycie i Produkcja	1 019,1	918,4	336,6	905,7	1 076,8	1 738,6	2 320,5
Segment Obrót i Magazynowanie	1 187,0	-509,9	-50,0	428,8	429,9	530,5	653,1
Segment Dystrybucja	-1 311,1	418,7	1 044,8	750,1	761,1	869,5	905,7
Pozostałe i wyłączenia konsolidacyjne	-34,1	-26,6	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
Koszty, zyski, odpisy jednorazowe	-1 384,0	0,0	41,0	129,0	0,0	0,0	0,0
EBIT oczyszczony	2 245,0	800,7	1 292,8	1 958,0	2 270,2	3 141,0	3 880,7
<i>zmiana</i>	-41,4%	-7,0%	66,6%	56,5%	8,8%	38,4%	23,6%
<i>marża EBIT</i>	13,5%	4,3%	6,7%	9,4%	10,5%	14,1%	16,3%
Wynik na działalności finansowej	157,8	134,5	108,7	-6,3	-109,8	-196,0	-263,5
Wynik zdarzeń nadzwyczajnych	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
Pozostałe	-16,0	0,2	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4
Zysk brutto	1 002,7	935,4	1 442,1	2 080,4	2 160,1	2 944,6	3 618,9
Podatek dochodowy	86,7	69,6	238,5	395,3	557,9	1 015,3	1 299,9
Udziałowcy mniejszościowi	1,0	0,4	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Zysk netto	915,0	865,3	1 202,0	1 685,1	1 602,1	1 929,3	2 318,9
<i>zmiana</i>	-31,1%	-5,4%	38,9%	40,2%	-4,9%	20,4%	20,1%
<i>marża</i>	5,5%	4,7%	6,2%	8,1%	7,4%	8,6%	9,8%
Amortyzacja	1 430,3	1 424,9	1 496,2	1 576,5	1 693,7	1 925,0	2 029,7
EBITDA	2 291,3	2 225,6	2 830,0	3 663,5	3 963,9	5 065,9	5 911,4
<i>zmiana</i>	-17,2%	-2,9%	27,2%	29,5%	8,2%	27,8%	16,7%
<i>marża EBITDA</i>	13,8%	12,1%	14,7%	17,6%	18,4%	22,7%	24,9%
Liczba akcji na koniec roku (mln)	5 900,0	5 900,0	5 900,0	5 900,0	5 900,0	5 900,0	5 900,0
EPS	0,2	0,1	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4
CEPS	0,4	0,4	0,5	0,6	0,6	0,7	0,7
ROAE	4,3%	4,1%	5,7%	7,7%	6,9%	8,0%	9,1%
ROAA	3,1%	3,0%	4,0%	5,2%	4,5%	5,1%	6,0%

**Bilans**

(mln PLN)	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P	2013P
AKTYWA	28 401,9	29 745,3	31 082,2	34 313,2	37 162,1	37 860,2	39 416,6
Majątek trwały	22 131,1	22 573,6	24 665,3	27 391,3	29 546,2	30 366,4	30 513,9
Rzeczowe aktywa trwałe	18 715,5	20 587,0	22 888,9	25 879,9	28 026,5	28 861,0	29 022,2
Wartości niematerialne i prawne	84,6	151,7	173,5	208,3	216,6	202,3	188,7
Udziały w innych podmiotach	557,5	556,9	556,5	556,5	556,5	556,5	556,5
Pozostałe aktywa trwałe	2 773,4	1 278,0	1 046,4	746,5	746,5	746,5	746,5
Majątek obrotowy	6 270,8	7 171,7	6 416,9	6 922,0	7 616,0	7 493,8	8 902,7
Zapasy	1 216,0	1 721,3	1 258,9	1 604,8	2 133,5	1 820,0	2 334,0
Należności krótkoterminowe	3 331,0	3 716,9	3 680,0	3 992,5	4 123,5	4 275,2	4 548,2
Pozostałe aktywa obrotowe	140,2	311,6	281,6	281,6	281,6	281,6	281,6
Środki pieniężne i ich ekwiwalent	1 583,6	1 421,9	1 196,3	1 043,1	1 077,3	1 116,9	1 738,9

(mln PLN)	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P	2013P
PASYWA	28 401,9	29 745,3	31 082,2	34 313,2	37 162,1	37 860,2	39 416,6
Kapitał własny	21 013,1	20 706,9	21 391,6	22 605,0	23 533,5	24 822,3	26 175,9
Kapitał akcyjny	5 900,0	5 900,0	5 900,0	5 900,0	5 900,0	5 900,0	5 900,0
Pozostałe kapitały własne	15 113,1	14 806,9	15 491,6	16 705,0	17 633,5	18 922,3	20 275,9
Kapitał mniejszości	8,7	9,0	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
Zobowiązania długoterminowe	3 879,6	4 058,6	3 779,9	3 818,7	3 858,4	3 843,1	3 843,1
Pożyczki i kredyty	31,4	41,1	44,1	82,9	122,5	107,2	107,2
Pozostałe	3 848,2	4 017,6	3 735,8	3 735,8	3 735,8	3 735,8	3 735,8
Zobowiązania krótkoterminowe	3 500,6	4 970,7	5 900,2	7 879,0	9 759,8	9 184,3	9 387,2
Pożyczki i kredyty	106,7	871,8	1 984,1	3 730,8	5 514,3	4 826,2	4 826,2
Zobowiązania handlowe	2 408,0	3 222,5	2 733,4	2 965,5	3 062,8	3 175,5	3 378,3
Pozostałe	985,9	876,4	1 182,7	1 182,7	1 182,7	1 182,7	1 182,7
Dług	138,1	912,8	2 028,2	3 813,7	5 636,8	4 933,4	4 933,4
Dług netto	-1 445,5	-509,1	831,8	2 770,6	4 559,5	3 816,5	3 194,5
(Dług netto / Kapitał własny)	-6,9%	-2,5%	3,9%	12,3%	19,4%	15,4%	12,2%
(Dług netto / EBITDA)	-0,6	-0,2	0,3	0,8	1,2	0,8	0,5
BVPS	3,6	3,5	3,6	3,8	4,0	4,2	4,4



Przepływy pieniężne

(mln PLN)	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P	2013P
Przepływy operacyjne	3 028,7	1 492,9	2 554,9	2 962,8	3 033,9	4 510,2	4 155,8
Zysk netto	915,0	865,3	1 202,0	1 685,1	1 602,1	1 929,3	2 317,9
Amortyzacja	1 430,3	1 424,9	1 496,2	1 576,5	1 693,7	1 925,0	2 029,7
Kapitał obrotowy	-606,5	-145,9	-46,7	-426,3	-562,5	274,5	-584,2
Pozostałe	1289,9	-651,4	-96,6	127,5	300,5	381,5	392,3
Przepływy inwestycyjne	-2 455,6	-2 208,9	-3 637,7	-4 602,3	-3 848,6	-2 745,2	-2 177,1
CAPEX	-2 980,0	-2 579,5	-3 840,8	-4 602,3	-3 848,6	-2 745,2	-2 177,1
Pozostałe	524,4	370,6	203,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Przepływy finansowe	-2 547,5	552,0	858,2	1 486,2	849,0	-1 725,4	-1 356,6
Emisja akcji	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dług	-2 295,4	769,8	1 112,3	1 785,5	1 823,1	-703,4	0,0
Dywidenda (buy-back)	-153,0	-171,0	-148,5	-472,0	-674,0	-640,9	-964,7
Pozostałe	-99,1	-46,9	-105,6	172,7	-300,1	-381,1	-392,0
Zmiana stanu środków pieniężnych	-1 975,6	-161,7	-225,6	-153,2	34,2	39,6	622,0
Środki pieniężne na koniec okresu	1 583,6	1 421,9	1 196,3	1 043,1	1 077,3	1 116,9	1 738,9
DPS (PLN)	0,17	0,19	0,03	0,08	0,11	0,11	0,16
FCF	-1 381,9	-569,4	-1 295,9	-1 760,4	-1 005,1	1 579,8	1 850,1
(CAPEX / Przychody ze sprzedaży)	17,9%	14,0%	19,9%	22,1%	17,9%	12,3%	9,2%

Wskaźniki rynkowe

	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P	2013P
P/E	22,2	23,5	16,9	12,1	12,7	10,6	8,8
P/CE	8,7	8,9	7,5	6,2	6,2	5,3	4,7
P/BV	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8
P/S	1,2	1,1	1,1	1,0	0,9	0,9	0,9
FCF/EV	-7,3%	-2,9%	-6,1%	-7,6%	-4,0%	6,5%	7,9%
EV/EBITDA	8,3	8,9	7,5	6,3	6,3	4,8	4,0
EV/EBIT	8,4	24,8	16,4	11,8	11,0	7,7	6,1
EV/S	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,1	1,0
DYield	4,9%	5,5%	0,7%	2,3%	3,3%	3,1%	4,7%
Cena (PLN)	3,45						
Liczba akcji na koniec roku (mln)	5900,0	5900,0	5900,0	5900,0	5900,0	5900,0	5900,0
MC (mln PLN)	20 355,0	20 355,0	20 355,0	20 355,0	20 355,0	20 355,0	20 355,0
Kapitał udziałowców mniej. (mln PLN)	8,7	9,0	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
EV (mln PLN)	18 918,2	19 854,9	21 197,3	23 136,1	24 925,0	24 182,0	23 560,0



Michał Marczak tel. (+48 22) 697 47 38
Dyrektor Zarządzający
Dyrektor Departamentu Analiz
micchal.marczak@dibre.com.pl
Strategia, Telekomunikacja, Surowce, Metale, Media

Departament Analiz:

Marta Jeżewska tel. (+48 22) 697 47 37
Wicedyrektor
marta.jezewska@dibre.com.pl
Banki

Analitycy:

Kamil Kliszcz tel. (+48 22) 697 47 06
kamil.kliszcz@dibre.com.pl
Paliwa, Chemia, Energetyka, Handel

Piotr Grzybowski tel. (+48 22) 697 47 17
piotr.grzybowski@dibre.com.pl
IT, Media

Maciej Stokłosa tel. (+48 22) 697 47 41
maciej.stoklosa@dibre.com.pl
Budownictwo, Deweloperzy

Jakub Szkopek tel. (+48 22) 697 47 40
jakub.szkopek@dibre.com.pl
Przemysł

Departament Sprzedaży Instytucjonalnej:

Piotr Dudziński tel. (+48 22) 697 48 22
Dyrektor
piotr.dudzinski@dibre.com.pl

Marzena Łempicka– Wilim tel. (+48 22) 697 48 95
Wicedyrektor
marzena.lempicka@dibre.com.pl

Maklerzy:

Emil Onyszczyk tel. (+48 22) 697 49 63
emil.onyszczyk@dibre.com.pl

Grzegorz Stępień tel. (+48 22) 697 48 62
grzegorz.stepien@dibre.com.pl

Tomasz Dudź tel. (+48 22) 697 49 68
tomasz.dudz@dibre.com.pl

Michał Jakubowski tel. (+48 22) 697 47 44
micchal.jakubowski@dibre.com.pl

Tomasz Jakubiec tel. (+48 22) 697 47 31
tomasz.jakubiec@dibre.com.pl

Grzegorz Strublewski tel. (+48 22) 697 48 76
grzegorz.strublewski@dibre.com.pl

Zespół Obsługi Rynków Zagranicznych

Adam Prokop tel. (+48 22) 697 48 46
Kierownik Zespołu
adam.prokop@dibre.com.pl

Michał Roźmiej tel. (+48 22) 697 48 64
micchal.rozmiej@dibre.com.pl

Jakub Słotkiewicz tel. (+48 22) 697 48 64
jakub.slotkiewicz@dibre.com.pl

Jacek Wrześniewski tel. (+48 22) 697 49 85
jacek.wrzesniewski@dibre.com.pl

„Prywatny Makler”

Jacek Szczepański tel. (+48 22) 697 48 26
Dyrektor BSOZ
jacek.szczepanski@dibre.com.pl

Paweł Szczepanik tel. (+48 22) 697 49 47
Sprzedaż
pawel.szczepanik@dibre.com.pl

Dom Inwestycyjny
BRE Banku S.A.
ul. Wspólna 47/49
00-950 Warszawa
www.dibre.com.pl



Wyjaśnienia użytych terminów i skrótów:

EV - dług netto + wartość rynkowa (EV- wartość ekonomiczna)

EBIT - Zysk operacyjny

EBITDA - zysk operacyjny przed operacjami finansowymi, opodatkowaniem i amortyzacją

BOOK VALUE - wartość księgową

WNDB - wynik na działalności bankowej

P/CE - cena do zysku wraz z amortyzacją

MC/S - wartość rynkowa do przychodów ze sprzedaży

EBIT/EV - zysk operacyjny do wartości ekonomicznej

P/E - (Cena/Zysk) - Cena dzielona przez roczny zysk netto przypadający na jedną akcję

ROE - (Return on Equity - Zwrot na kapitale własnym) - Roczny zysk netto dzielony przez średni stan kapitałów własnych

P/BV - (Cena/Wartość księgową) - Cena dzielona przez wartość księgową przypadającą na jedną akcję

Dług netto - kredyty + papiery dłużne + oprocentowane pożyczki - środki pieniężne i ekwiwalent

Marża EBITDA - EBITDA / Przychody ze sprzedaży

Rekomendacje Domu Inwestycyjnego BRE Banku S.A.

Rekomendacja jest ważna w okresie 6-9 miesięcy, o ile nie nastąpi wcześniejsza jej zmiana. Oczekiwane zwroty z poszczególnych rekomendacji są następujące:

KUPUJ - oczekujemy, że stopa zwrotu z inwestycji wyniesie co najmniej 15%

AKUMULUJ - oczekujemy, że stopa zwrotu z inwestycji znajdzie się w przedziale 5%-15%

TRZYMAJ - oczekujemy, że stopa zwrotu z inwestycji znajdzie się w przedziale -5% do +5%

REDUKUJ - oczekujemy, że stopa zwrotu z inwestycji znajdzie się w przedziale od -5% do -15%

SPRZEDAJ - oczekujemy, że inwestycja przyniesie stratę większą niż 15%.

Rekomendacje są aktualizowane przynajmniej raz na 9 miesięcy.

Niniejsze opracowanie wyraża wiedzę oraz poglądy jego autorów, według stanu na dzień sporządzenia opracowania. Niniejsze opracowanie zostało sporządzone z zachowaniem należytej staranności, rzetelności oraz zasad metodologicznej poprawności i obiektywizmu na podstawie ogólnodostępnych informacji, które DI BRE Banku S.A. uważa za wiarygodne, w tym informacji publikowanych przez emitentów, których akcje są przedmiotem rekomendacji. DI BRE Banku S.A. nie gwarantuje jednakże dokładności ani kompletności opracowania, w szczególności w przypadku, gdyby informacje w których oparto się przy sporządzaniu opracowania okazały się niedokładne, niekompletne, lub nie w pełni odzwierciedlały stan faktyczny.

Niniejsze opracowanie nie stanowi oferty lub zaproszenia do subskrypcji lub zakupu instrumentów finansowych. Niniejszy dokument ani żaden z jego zapisów nie będzie stanowił podstawy do zawarcia umowy lub powstania zobowiązania. Niniejsze opracowanie jest przedstawione wyłącznie w celach informacyjnych i nie może być kopiowane lub przekazywane osobom trzecim. W szczególności ani niniejszy dokument, ani jego kopia nie mogą zostać bezpośrednio lub pośrednio przekazane lub wydane w USA, Australii, Kanadzie, Japonii.

DI BRE Banku S.A. nie ponosi odpowiedzialności za decyzje inwestycyjne podjęte na podstawie niniejszego opracowania, ani za szkody poniesione w wyniku decyzji inwestycyjnych podjętych na podstawie niniejszego opracowania.

Do rekomendacji wybrano istotne dane z całej historii Spółki będącej przedmiotem rekomendacji ze szczególnym uwzględnieniem okresu jaki upłynął od poprzedniej rekomendacji. Inwestowanie w akcje wiąże się z szeregiem ryzyk związanych między innymi z sytuacją makroekonomiczną kraju, zmianą regulacji prawnych, zmianami sytuacji na rynkach towarowych. Wyeliminowanie tych ryzyk jest praktycznie niemożliwe.

Jest możliwe, że DI BRE Banku S.A. świadczy, będzie świadczyć, lub w przeszłości świadczył usługi na rzecz przedsiębiorców i innych podmiotów wymienionych w niniejszym opracowaniu.

Raport nie został przekazany do emitenta przed jego publikacją.

DI BRE Banku S.A. otrzymuje wynagrodzenie od emitenta za świadczone usługi.

DI BRE Banku, jego akcjonariusze i pracownicy mogą posiadać długie lub krótkie pozycje w akcjach emitenta lub innych instrumentach finansowych powiązanych z akcjami emitenta.

Powielanie bądź publikowanie niniejszego opracowania lub jego części, lub rozpowszechnianie w inny sposób informacji zawartych w niniejszym opracowaniu wymaga uprzedniej, pisemnej zgody DI BRE Banku S.A.

Adresatami rekomendacji są wszyscy Klienci Domu Inwestycyjnego BRE Banku SA .

Nadzór nad działalnością Domu Inwestycyjnego BRE Banku SA sprawuje Komisja Nadzoru Finansowego.

Osoby, które nie uczestniczyły w przygotowaniu rekomendacji ale miały lub mogły mieć dostęp do rekomendacji przed jej przekazaniem do publicznej wiadomości, to osoby zatrudnione w DI BRE Banku S.A. upoważnione do bezpośredniego dostępu do pomieszczeń, w których opracowywane były rekomendacje, inne niż analitycy wymienieni jako sporządzający niniejszą rekomendację.

Silne i słabe strony metod wyceny zastosowanych w rekomendacji:

DCF – uważana za najbardziej właściwą metodologicznie techniką wyceny; polega ona na dyskontowaniu przepływów finansowych generowanych przez spółkę; jej wadą jest duża wrażliwość na zmiany założeń prognostycznych w modelu

Wskaźnikowa – opiera się na porównaniu mnożników wyceny firm z branży; prosta w konstrukcji, lepiej niż DCF odzwierciedla bieżący stan rynku; do jej wad można zaliczyć dużą zmienność (wahania wraz z indeksami giełdowymi) oraz trudność w doborze grupy porównywalnych spółek.

Ostatnie wydane rekomendacje dotyczące Spółki

rekomendacja	Akumuluj	Kupuj	Kupuj
data wydania	2009-11-13	2010-03-05	2010-03-24
kurs z dnia rekomendacji	3,73	3,55	3,70
WIG w dniu rekomendacji	40229,36	39885,37	41882,58