

24 marca 2010

Aktualizacja raportu

**Sektor gazowy**

Polska

Cena bieżąca	3,70 PLN
Cena docelowa	4,32 PLN
Kapitalizacja	21,83 mld PLN
Free float	3,27 mld PLN
Średni dzienny obrót (3 mies.)	36,0 mln PLN

Struktura akcjonariatu

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

Strategia dotycząca sektora

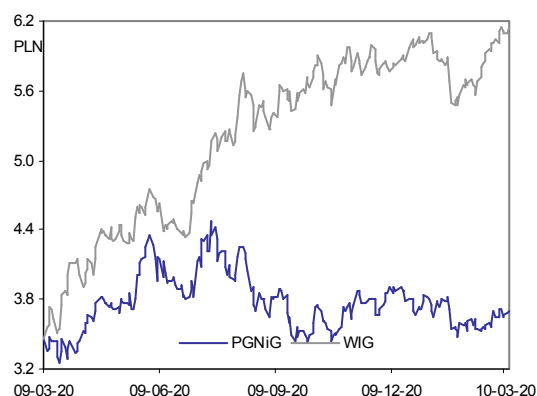
Spółka działa na rynku regulowanym i prawdopodobnie w najbliższym czasie niewiele się w tym zakresie zmieni, tak więc nadal w dużej mierze wyniki PGNiG będą determinowane polityką taryfową URE. W obecnych zmiennych warunkach makro decyzje regulatora mają dla Spółki jeszcze większe znaczenie. Stabilizację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

13.05- publikacja raportu za 1Q'2010
31.08- publikacja raportu za 1H'2010

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

(48 22) 697 47 06

kamil.klisczcz@dibre.com.pl

www.dibre.com.pl

PGNiG

Kupuj

PGNI.WA; PGN PW

(Niezmieniona)

2 mld PLN zysku nawet bez zmiany taryfy

Bardzo dobre wyniki za 4Q to w naszej ocenie dopiero zapowiedź rekordowych rezultatów, jakie Spółka może osiągnąć w 1Q'2010. Konsensus prognoz zysku netto na ten rok kształtuje się około 20% poniżej naszej prognozy i w naszej opinii, przy założeniu utrzymania się obecnych warunków makro (cen ropy i kursu USD/PLN), rynek przeszacowuje negatywny wpływ ewentualnego braku akceptacji URE dla podwyżki taryfy hurtowej na wyniki segmentu obrotu w drugim półroczu. Obecnie PGNiG, po uwzględnieniu udziałów z złożach norweskich i EuRoPolGazie, wyceniane jest z 23% dyskontem do porównywalnych spółek dla wskaźnika EV/EBITDA'10. W tym kontekście, wyceniając akcje Spółki na 4,32 PLN, podtrzymujemy rekomendację kupuj.

Wyniki za 4Q- powyżej oczekiwań, nawet bez one-offów

Wyniki kwartalne PGNiG okazały się być znacząco lepsze od naszych oczekiwań i rynkowego konsensusu, ale częściowo wynikało to z księgowych odpisów i rozwiązania rezerw. Po oczyszczeniu wyniku EBIT o saldo efektów jednorazowych (+266 mln PLN), wyniósłby on 1,25 mld PLN, a więc byłby wyższy od naszych szacunków o około 10%. W ujęciu segmentowym bardzo dobry rezultat operacyjny wypracowany został na dystrybucji (265 mln PLN nie licząc odwrócenia odpisów wobec prognozowanych przez nas 215 mln PLN). Poprawa w ujęciu r/r to przede wszystkim zasługa wyższych stawek sieciowych i wyższych wolumenów sprzedaży (+2% głównie dzięki klientom domowym), co dobrze rokuje w kontekście 1Q'10 i oczekiwanego wzrostu wolumenów. Zysk segmentu wydobywczego, bez negatywnych odpisów, wyniósłby 255 mln PLN i byłby istotnie wyższy od naszych prognoz (200 mln PLN). Odchylenie wynikało z wyższych niż zakładaliśmy wolumenów sprzedaży ropy (+2%) oraz wyższej jednostkowej ceny jej sprzedaży (+3,1%). W przypadku segmentu obrotu Spółka zanotowała EBIT na poziomie 631 mln PLN vs. oczekiwane przez nas 717 mln PLN, ale rezultat na tej działalności obciążyla rezerwa na należności od spółki ZCH Police w kwocie -96 mln PLN.

Szansa na rekordowe wyniki 2010

W 2010 roku przy naszym konserwatywnym scenariuszu braku akceptacji URE dla podwyżek taryfy hurtowej i taryf sieciowych, spodziewamy się że zysk netto PGNiG przekroczy poziom 2 mld PLN. Poprawa rezultatów w ujęciu r/r będzie widoczna na wszystkich segmentach, począwszy od działalności wydobywczej (wyższa jednostkowa cena sprzedaży ropy, brak odpisów na majątek kopalniany), przez segment obrotu (średnia marża jednostkowa na gazie zbliżona do poziomu z roku 2007, kiedy segment zanotował prawie 1,2 mld PLN zysku operacyjnego) po dystrybucję (wyższe wolumeny przede wszystkim w segmencie klientów domowych oraz wyższy średnioroczny poziom taryf- podwyżka wprowadzona w czerwcu 2009). Uważamy również, że istnieje duże prawdopodobieństwo rozwiązania rezerwy na należności od Polic.

(mln PLN)	2008	2009	2010P	2011P	2012P
Przychody	18 432,0	19 290,4	20 751,9	21 034,5	21 739,4
EBITDA	2 225,6	2 830,0	4 082,7	3 935,7	4 119,7
marża EBITDA	12,1%	14,7%	19,7%	18,7%	19,0%
EBIT	800,7	1 333,8	2 504,4	2 177,2	2 281,5
Zysk netto	865,3	1 202,0	2 028,9	1 706,6	1 732,0
DPS	0,19	0,03	0,08	0,14	0,12
P/E	25,2	18,2	10,8	12,8	12,6
P/CE	9,5	8,1	6,1	6,3	6,1
P/BV	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9
EV/EBITDA	9,6	8,0	5,8	6,3	6,0
DYield	5,1%	0,7%	2,2%	3,7%	3,1%

4Q'2009 – powyżej oczekiwań, częściowo dzięki rozwiązaniu rezerw

Wyniki kwartalne PGNiG okazały się być znacząco lepsze od naszych oczekiwań i rynkowego konsensusu, ale częściowo wynikało to z księgowych odpisów i rozwiązania rezerw. Po oczyszczeniu wyniku EBIT o saldo efektów jednorazowych (+266 mln PLN), wyniósłby on 1,25 mld PLN, a więc byłby wyższy od naszych szacunków o około 10%. W ujęciu segmentowym najlepszy rezultat operacyjny (759 mln PLN) wypracował segment dystrybucyjny, ale było to możliwe dzięki rozwiązaniu części rezerw na majątek przesyłowy (+494 mln PLN). Bez tego jednorazowego efektu księgowego EBIT na tej działalności wyniósłby 265 mln PLN wobec prognozowanych przez nas 215 mln PLN i 169,9 mln PLN. Poprawa w ujęciu r/r to przede wszystkim zasługa wyższych stawek sieciowych i wyższych wolumenów sprzedaży (+2% głównie dzięki klientom domowym), co dobrze rokuje w kontekście 1Q'10 i oczekiwanego mocniejszego wzrostu wolumenów. Segment wydobywczy zanotował zysk operacyjny na poziomie 123 mln PLN, ale został on obciążony negatywnymi odpisami na majątek kopalniany w kwocie -132 mln PLN, bez których EBIT wyniósłby 255 mln PLN i byłby wyższy od naszych prognoz (200 mln PLN). Odchylenie wynikało głównie z wyższych niż zakładaliśmy wolumenów sprzedaży ropy (+2%) oraz wyższej jednostkowej ceny jej sprzedaży (+3,1%). W przypadku segmentu obrotu Spółka zanotowała EBIT na poziomie 631 mln PLN vs. oczekiwane przez nas 717 mln PLN, ale rezultat na tej działalności obciążyła rezerwa na należności od spółki ZCH Police w kwocie -96 mln PLN. Bez tego odpisu rezultat byłby nieco wyższy od naszych szacunków.

Skonsolidowane wyniki kwartalne PGNiG

(mln PLN)	IVQ2009	IVQ2008	zmiana	IVQ2009P	wynik vs. prognoza	konsensus	wyniki vs. konsensus	2009	2008	zmiana
Przychody	5 628,9	5 518,9	2,0%	5 112,6	10,1%	5 319	5,8%	19 290,4	18 432,0	4,7%
EBITDA	1 905,0	-717,3	-	1 505,3	26,6%	1 589	19,9%	2 830,0	2 225,6	27,2%
marża EBITDA	33,8%	-13,0%	-	29,4%	-	29,9%	-	14,7%	12,1%	-
EBIT	1 518,2	-687,7	-	1 135,9	33,6%	1 189	27,7%	1 333,8	800,7	66,6%
Zysk brutto	1 529,0	-662,6	-	1 135,9	34,6%	-	-	1 442,1	935,4	54,2%
Zysk netto	1 289,2	-373,3	-	920,1	40,1%	933	38,2%	1 202,0	865,3	38,9%

Źródło: PGNiG, szacunki DI BRE, PAP

Saldo na działalności finansowej wyniosło +11 mln PLN, podczas gdy my zakładaliśmy jego neutralny wpływ na wynik netto. Ostatecznie zysk netto wyniósł 1,29 mld PLN, a bez jednorazowych efektów 1,075 mld PLN, czyli 16,7% więcej niż oczekiwaliśmy. Przepływy z działalności operacyjnej wyniosły +1,5 mld PLN, co przy wydatkach inwestycyjnych rzędu 1 mld PLN pozwoliło na obniżenie długu netto na koniec roku do poziomu 0,8 mld PLN. Całoroczny capex wyniósł 3,8 mld PLN wobec 3,9 mld PLN naszych prognoz i zapowiadane wcześniej przez Zarząd 5 mld PLN.

Skonsolidowane wyniki kwartalne PGNiG

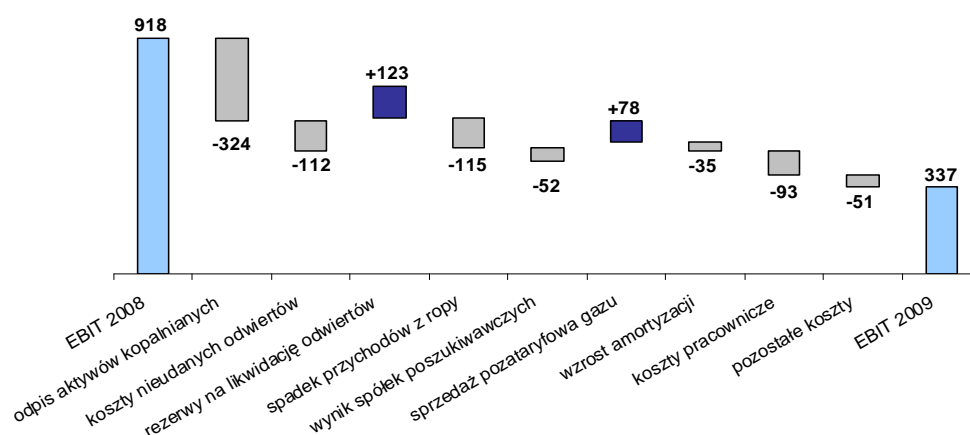
(mln PLN)	I kw. 08	II kw. 08	III kw. 08	IV kw. 08	I kw. 09	II kw. 09	III kw. 09	IV kw. 09
EBITDA	1 337,8	665,0	529,0	-717,3	-87,7	170,9	841,7	1 905,0
EBIT	987,4	293,6	192,7	-687,7	-457,2	-222,0	494,8	1 518,2
Upstream	374,4	255,1	248,5	44,6	272,1	-16,2	21,3	123,2
Obrót	320,4	117,2	-39,3	-845,6	-1 126,8	-99,3	481,4	630,9
Dystrybucja	267,1	-13,7	-5,0	169,9	393,8	-92,2	-16,2	265,4
Inne	25,5	-65,0	-11,5	-56,6	3,7	-14,4	8,3	498,7
Zysk netto	779,0	280,3	181,1	-373,3	-398,8	-94,6	406,2	1 289,2
Taryfa PLN/tys. m3	778,8	858,5	898,3	964,2	997,1	968,1	910,0	910,0
Gaz rosyjski w tys. m3	352,2	394,4	468,0	520,4	453,7	343,3	242,9	261,2
Spread import/taryfa	-62,6	-1,4	-132,8	-532,2	-567,1	-152,9	196,2	171,7
USD/PLN	2,39	2,18	2,20	2,88	3,45	3,27	2,94	2,83
Wydobycie gazu	1,1	1,0	0,9	1,1	1,1	0,9	1,0	1,1
Import gazu	3,4	1,9	1,6	2,8	3,4	1,6	1,2	2,9
Sprzedaż gazu	4,5	2,9	2,5	3,9	4,5	2,6	2,2	4,0
Sprzedaż ropy	142,0	117,0	103,0	137,0	136,0	131,0	99,0	140,0

Źródło: PGNiG, szacunki DI BRE

Perspektywy na kolejne kwartały

- Segment wydobywczy-** w 2009 roku wynik operacyjny segmentu wyniósł zaledwie 337 mln PLN wobec 918 mln PLN rok wcześniej. Spadek zysków na tej działalności był w dużej mierze pochodną pogorszenia warunków makro (spadek cen ropy o 16% spowodował obniżenie przychodów, a dodatkowo załamanie na rynku surowców z przełomu 2008 i 2009 roku wpłynęło na spadek obłożenia mocy przerobowych w spółkach poszukiwawczych). Dodatkowo wynik był obciążony wyższymi odpisami aktuarialnymi aktywów kopalnianych w kwocie 324 mln PLN, a w związku z natężeniem prac poszukiwawczych (428 mln PLN) wzrosły także koszty nietrafionych odwiertów (Spółka odpisała 264 mln PLN nakładów z uwagi na zakwalifikowanie 14 z 27 prowadzonych odwiertów za negatywne- rok wcześniej było to 152 mln PLN). Częściowo spadek zysków był zamortyzowany wzrostem przychodów ze sprzedaży pozataryfowej gazu (wyższy o 5% wolumen i wyższa o około 10% cena) oraz niższym poziomem rezerw na likwidację odwiertów w związku ze zmianą stopy dyskonta do ich kalkulacji (z 2% do 3,65%).

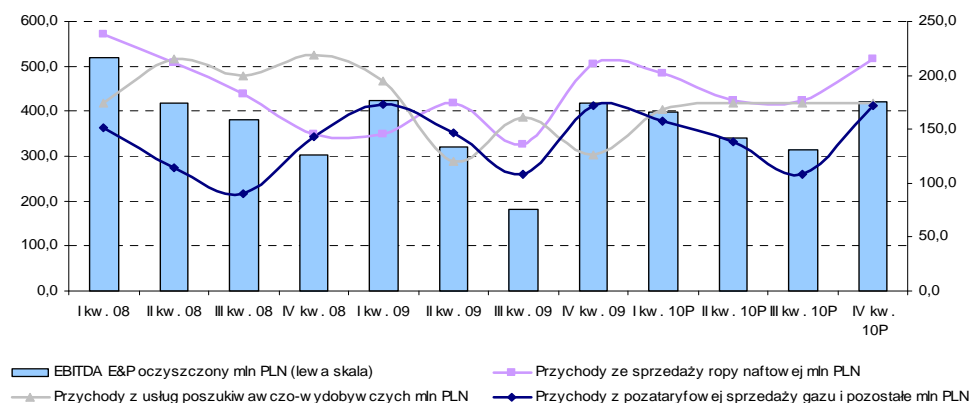
Przyczyny zmiany EBIT segmentu wydobywczego w ujęciu r/r



Źródło: PGNiG, szacunki DI BRE

W 2010 roku spodziewamy się znacznej poprawy rezultatu segmentu wydobywczego w związku z wyższą średnią ceną sprzedaży ropy naftowej (+140 mln PLN przychodów) oraz założeniu braku księgowych odpisów majątku kopalnianego (w 2009 roku dokonany został szczegółowy przegląd tych aktywów i dokonane przeszacowanie sięgnęło 7% majątku kopalnianego przyporządkowanego do tego segmentu). Koszty nieudanych odwiertów w związku z utrzymaniem wysokich nakładów na poszukiwania i eksplorację złóż w Polsce, zapewne pozostaną na wyższym poziomie notowanym w ubiegłym roku. Ostatecznie więc EBIT powinien sięgnąć 785 mln PLN.

EBITDA segmentu wydobywczego vs. przychody wg. kategorii

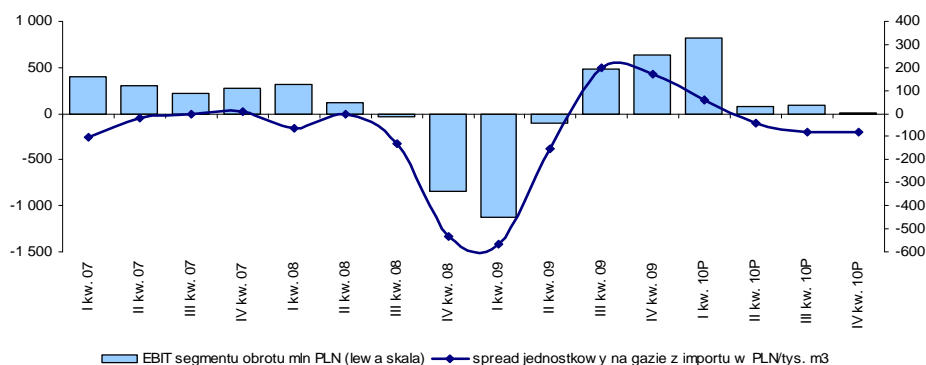


*EBITDA oczyszczona o odpisy na aktywa kopalniane w kwocie 324 mln PLN w 2009 roku (koszty nieudanych odwiertów traktujemy jako normalne koszty działalności operacyjnej)

Źródło: PGNiG, szacunki DI BRE

- Segment obrotu-** W 2009 roku PGNiG znacznie ograniczył stratę operacyjną na handlu gazem (z -509 mln PLN w 2008 roku do -50 mln PLN). Było to możliwe dzięki korzystniejszym relacjom taryfy hurtowej i ceny gazu importowanego, w szczególności w drugim półroczu, kiedy to Spółka notowała dodatni spread na sprzedaży surowca rosyjskiego. W 2010 roku, choć z kwartału na kwartał spodziewamy się wzrostu cen gazu importowanego (efekt powiązania z cenami ropy przy stałym poziomie kursu USD/PLN) to średni poziom marży w segmencie obrotu powinien być w naszej opinii wyższy niż w roku poprzednim, nawet w zakładanym przez nas scenariuszu braku akceptacji URE dla podwyżki taryfy. Kluczowy dla realizacji naszych prognoz będzie 1Q'2010, w którym ze względu na wysoki wolumen sięgający 5 mld m³, przy nadal dodatnim spreadzie na gazie kupowanym od Gazpromu oraz neutralnej średnioważonej cenie gazu zgromadzonego w magazynach Spółka powinna wypracować na tej działalności nawet 800 mln PLN. W pozostałych kwartałach roku, choć PGNiG będzie już traciło na każdym m³ gazu rosyjskiego, to przy naszych założeniach, nie powinno notować straty operacyjnej na tym segmencie (marża na gazie krajowym będzie neutralizować ujemny spread importowy sięgający 80-100 PLN/tys. m³). W związku z poprawą sytuacji finansowej Polic, oczekujemy również rozwiązania 129 mln PLN rezerw na należności od tego klienta (Police już na bieżąco regulują płatności).

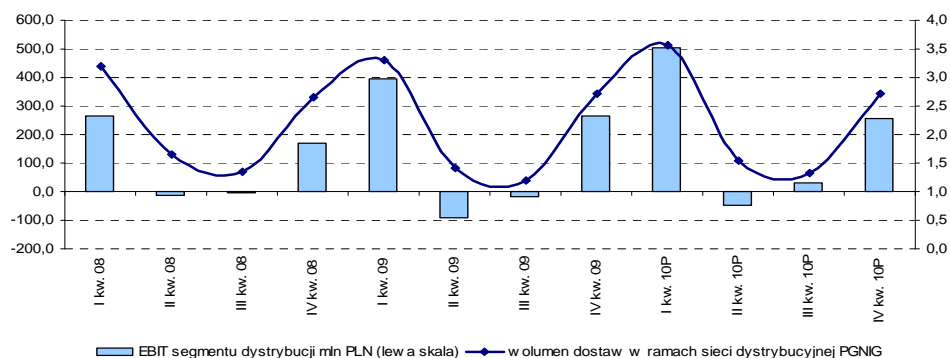
EBIT segmentu obrotu vs. spread na gazie importowanym



Źródło: PGNiG, szacunki DI BRE

- Segment dystrybucji-** segment dystrybucji w 2009 roku osiągnął rekordowy wynik przekraczający 1 mld PLN, ale w znacznej części poprawa w ujęciu r/r to efekt odwrócenia części odpisów na aktywach sieciowych (+494 mln PLN). Bez tego jednorazowego efektu EBIT również jednak zanotował dodatnią dynamikę (+132 mln PLN), co było konsekwencją podwyżki taryf sieciowych o 7,3% zatwierdzonej w czerwcu przy 2% spadku wolumenów przesłanego gazu. W 2010 roku również spodziewamy się poprawy rezultatu na tej działalności, co będzie miało związek z oczekiwanym wzrostem wolumenów w związku z mroźnym początkiem roku (+6%) oraz uwzględnieniem podwyższonego cennika w 1Q'2010 (wyższe stawki nie obowiązywały rok temu w tym kluczowym ze względów sezonowych okresie). Według naszych szacunków EBIT na dystrybucji powinien sięgnąć 661 mln PLN, bez uwzględnienia wnioskowanej przez PGNiG podwyżki stawek sieciowych, która jest obecnie analizowana przez URE.

EBIT segmentu dystrybucji vs. wolumen dostaw



Źródło: PGNiG, szacunki DI BRE



Założenia makroekonomiczne

Założenia makroekonomiczne przyjęte do modelu DCF

	2007	2008	2009P	2010P	2011P	2012P	2013P	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P
Cena ropy naftowej w USD/Bbl	73	98	62	75	80	90	90	90	90	90	90	90	90
Cena ropy naftowej z 9M opóźnieniem w USD/Bbl	65	98	68	64	75	83	90	90	90	90	90	90	90
Cena ważona gazu importowanego w USD/tys. m ³	296	420	333	326	349	360	360	360	360	360	360	360	360
Średni ważony poziom taryfy hurtowej w PLN/tys. m ³	779	864	951	910	931	932	928	938	947	952	956	961	966
PLN/USD średniorocznie	2,77	2,42	3,12	3,00	2,90	2,80	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70
EUR/PLN średniorocznie	3,79	3,48	4,33	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	13,6	13,7	13,2	14,3	14,3	14,8	15,1	15,7	16,3	16,9	17,3	17,7	18,2
Import gazu w mld m ³	9,3	10,3	9,1	10,0	10,0	10,3	10,6	11,2	12,0	12,4	12,8	13,2	13,7
Wydobycie krajowe w mld m ³	4,3	4,1	4,1	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	0,5	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	0,63	0,61	0,64	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	99,5%	99,3%	99,0%	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, posiadanych udziałów w EuRoPolGazie oraz udziałów w złożach gazu na szelfie norweskim), cenę docelową akcji PGNiG szacujemy w perspektywie 9-mcy na poziomie 4,32PLN.

	waga	cena
Wycena porównawcza	50%	4,12
Wycena DCF	50%	3,91
	cena wynikowa	4,02
	cena docelowa za 9 m-cy	4,32

Wycena DCF

Założenia modelu

1. Przepływy pieniężne dyskontujemy na koniec marca 2010 r. Przy ustalaniu wartości firmy uwzględniamy dług netto na koniec 2009 roku.
2. W modelu uwzględniamy przedstawione wcześniej założenia makroekonomiczne.
3. Posiadane udziały w złożach norweskich uwzględniamy po cenie ich nabycia skorygowanej o dotychczasowe zmiany cen węglowodorów oraz kursu USD/PLN. Ze względu na brak „efektów” tej inwestycji po stronie przychodów, wycenę korygujemy in plus również o wysokości dotychczasowych nakładów poniesionych na przygotowanie złoża Skarv (łącznie 2,0 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 wydobywanie 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, Ruchoćice, 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).
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.
9. Po roku 2019 zakładamy wzrost FCF na poziomie 2%. Ponadto przyjmujemy stopę wolną od ryzyka na poziomie 5,6%, 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	20 752	21 035	21 739	22 316	23 588	24 648	25 481	26 159	26 853	27 564	27 977
zmiana	7,6%	1,4%	3,4%	2,7%	5,7%	4,5%	3,4%	2,7%	2,7%	2,6%	1,5%
EBITDA	4 082,7	3 935,7	4 119,7	4 583,4	4 990,4	4 947,6	5 258,2	5 343,7	5 431,0	5 520,2	5 603,0
marża EBITDA	19,7%	18,7%	19,0%	20,5%	21,2%	20,1%	20,6%	20,4%	20,2%	20,0%	20,0%
Amortyzacja	1 578,3	1 758,5	1 838,2	1 882,0	1 893,4	1 888,4	1 909,0	1 958,2	2 028,6	2 109,6	2 191,4
EBIT	2 504,4	2 177,2	2 281,5	2 701,4	3 096,9	3 059,2	3 349,2	3 385,5	3 402,4	3 410,6	3 411,6
marża EBIT	12,1%	10,4%	10,5%	12,1%	13,1%	12,4%	13,1%	12,9%	12,7%	12,4%	12,2%
Opodatkowanie EBIT	475,8	413,7	433,5	513,3	588,4	581,2	636,3	643,2	646,5	648,0	648,2
NOPLAT	2 028,6	1 763,6	1 848,0	2 188,1	2 508,5	2 478,0	2 712,8	2 742,3	2 756,0	2 762,6	2 763,4
CAPEX	-3 984	-3 563	-2 768	-2 177	-2 015	-2 061	-2 099	-2 129	-2 160	-2 191	-2 191
Kapitał obrotowy	-351,6	-509,4	119,8	-485,8	-265,1	-217,9	282,5	-115,5	-118,3	-121,3	-121,3
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	-729,2	-550,0	1 037,7	1 407,2	2 121,4	2 087,4	2 804,9	2 455,6	2 506,3	2 559,5	2 642,1
WACC	9,8%	9,5%	9,6%	9,7%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%
współczynnik dyskonta	93,2%	85,1%	77,7%	70,8%	64,3%	58,4%	53,1%	48,2%	43,8%	39,8%	39,8%
PV FCF	-679,9	-468,2	805,9	996,4	1 364,4	1 219,3	1 488,2	1 183,3	1 096,9	1 017,5	
WACC	9,8%	9,5%	9,6%	9,7%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%
Koszt długu	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%
Stopa wolna od ryzyka	5,60%	5,60%	5,60%	5,60%	5,60%	5,60%	5,60%	5,60%	5,60%	5,60%	5,60%
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	7,0%	11,6%	10,4%	8,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Koszt kapitału własnego	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%
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)	32 619		Wzrost FCF w nieskończoności								
Zdyskontowana wartość rezydualna (PV TV)	12 967		0,0% 1,0% 2,0% 3,0% 4,0%								
Zdyskontowana wartość FCF w okresie prognozy	8 024	WACC +1,0pp	3,56	3,73	3,94	4,20	4,53				
Wartość firmy (EV)	20 991	WACC +0,5pp	3,64	3,83	4,06	4,35	4,73				
Dług netto	832	WACC	3,73	3,94	4,20	4,53	4,97				
Udziałowcy mniejszościowi	9	WACC -0,5pp	3,83	4,06	4,35	4,73	5,25				
Wartość firmy	20 159	WACC -0,1,0pp	3,94	4,20	4,53	4,97	5,58				
Wartość udziałów w EuRoPolGazie	539										
Bieżąca wartość leasingu majątku przesyłowego	283										
Wartość udziałów w złożach norweskich	2 000										
Ostateczna wartość PGNiG	23 072										
Liczba akcji (mln)	5 900										
Wartość firmy na akcję (PLN)	3,91										
9-cio miesięczny koszt kapitału własnego	7,8%										
Cena docelowa	4,20										
EV/EBITDA('10) dla ceny docelowej	6,3										
P/E('10) dla ceny docelowej	12,2										
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, wartość EuRoPolGazu i złóż norweskich.

	Cena	P/CE				EV/EBITDA				
		2009	2010P	2011P	2012P	2009	2010P	2011P	2012P	
Centrica	2,90	8,8	7,6	7,0	6,4	7,4	6,5	6,0	5,5	
Enagas	15,74	7,4	6,7	6,2	5,9	9,5	8,5	7,8	7,2	
E.ON.	26,47	5,7	5,7	5,6	5,5	6,7	6,5	6,4	6,3	
Gaz de France	27,67	6,2	5,9	5,5	5,3	7,0	6,6	6,1	5,8	
Gazprom	166,38	4,5	3,6	3,1	2,9	5,1	4,2	3,6	3,2	
Gas Natural SDG	13,76	4,7	4,3	4,2	3,8	8,3	7,4	7,1	6,7	
Novatek	72,44	7,6	5,3	3,9	3,5	7,5	4,9	3,7	3,2	
RWE AG	64,22	6,7	6,0	5,7	5,1	5,6	5,0	4,8	4,4	
Maksimum		8,8	7,6	7,0	6,4	9,5	8,5	7,8	7,2	
Minimum		4,5	3,6	3,1	2,9	5,1	4,2	3,6	3,2	
Mediana		6,4	5,8	5,5	5,2	7,2	6,5	6,0	5,6	
PGNiG*	3,70	7,0	5,3	5,5	5,3	7,0	5,0	5,0	4,8	
(premia / dyskonto)		9,8%	-9,5%	-0,7%	2,2%	-2,7%	-23,1%	-16,1%	-14,6%	
Implikowana wycena										
Mediana		6,4	5,8	5,5	5,2	7,2	6,5	6,0	5,6	
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)		3,6								
Wartość EuRoPolGazu na akcję		0,09								
Wartość umowy leasingu na akcję		0,05								
Wartość złóż norweskich na akcję		0,34								
Ostateczna wartość 1 akcji PGNiG		4,12								

EV/EBITDA w oparciu o dług netto na koniec 2009

*od kapitalizacji rynkowej odejmujemy wartość leasingu, EuRoPolGazu i posiadanych udziałów w złożach norweskich (wyniki będące podstawą kalkulacji wskaźników są oczyszczone z wpływu tych czynników)

**Rachunek wyników**

(mln PLN)	2006	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P
Przychody ze sprzedaży	15 197,7	16 652,1	18 432,0	19 290,4	20 751,9	21 034,5	21 739,4
<i>zmiana</i>	21,0%	9,6%	10,7%	4,7%	7,6%	1,4%	3,4%
EBIT, w tym	1 470,0	861,0	800,7	1 333,8	2 504,4	2 177,2	2 281,5
Segment Wydobycie i Produkcja	987,7	1 019,1	918,4	336,6	785,1	798,2	968,8
Segment Obrót i Magazynowanie	258,6	1 187,0	-509,9	-50,0	1 055,3	688,2	555,3
Segment Dystrybucja	231,3	-1 311,1	418,7	1 044,8	661,6	688,5	755,1
Pozostałe i wyłączenia konsolidacyjne	-7,6	-34,1	-26,6	2,4	2,4	2,4	2,4
Koszty, zyski, odpisy jednorazowe	0,0	-1 384,0	0,0	41,0	129,0	0,0	0,0
EBIT oczyszczony	1 470,0	2 245,0	800,7	1 292,8	2 375,4	2 177,2	2 281,5
<i>zmiana</i>	5,2%	-41,4%	-7,0%	66,6%	87,8%	-13,1%	4,8%
<i>marża EBIT</i>	9,7%	13,5%	4,3%	6,7%	11,4%	10,4%	10,5%
Wynik na działalności finansowej	24,6	157,8	134,5	108,7	0,8	-70,0	-142,9
Wynik zdarzeń nadzwyczajnych	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pozostałe	77,5	-16,0	0,2	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4
Zysk brutto	1 572,0	1 002,7	935,4	1 442,1	2 504,8	2 106,9	2 138,3
Podatek dochodowy	244,1	86,7	69,6	238,5	475,9	400,3	406,3
Udziałowcy mniejszościowi	0,5	1,0	0,4	1,6	0,0	0,0	0,0
Zysk netto	1 327,4	915,0	865,3	1 202,0	2 028,9	1 706,6	1 732,0
<i>zmiana</i>	50,9%	-31,1%	-5,4%	38,9%	68,8%	-15,9%	1,5%
<i>marża</i>	8,7%	5,5%	4,7%	6,2%	9,8%	8,1%	8,0%
Amortyzacja	1 296,1	1 430,3	1 424,9	1 496,2	1 578,3	1 758,5	1 838,2
EBITDA	2 766,2	2 291,3	2 225,6	2 830,0	4 082,7	3 935,7	4 119,7
<i>zmiana</i>	-1,2%	-17,2%	-2,9%	27,2%	44,3%	-3,6%	4,7%
<i>marża EBITDA</i>	18,2%	13,8%	12,1%	14,7%	19,7%	18,7%	19,0%
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	0,2	0,1	0,2	0,3	0,3	0,3
CEPS	0,4	0,4	0,4	0,5	0,6	0,6	0,6
ROAE	6,3%	4,3%	4,1%	5,7%	9,2%	7,3%	7,1%
ROAA	4,3%	3,1%	3,0%	4,0%	6,3%	4,9%	4,8%

**Bilans**

(mln PLN)	2006	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P
AKTYWA	30 677,5	28 401,9	29 745,3	31 082,2	33 597,8	35 965,6	36 911,4
Majątek trwały	23 234,5	22 131,1	22 573,6	24 665,3	26 771,6	28 575,7	29 505,8
Rzeczowe aktywa trwałe	18 762,1	18 715,5	20 587,0	22 888,9	25 259,9	27 055,7	27 999,9
Wartości niematerialne i prawne	80,8	84,6	151,7	173,5	208,6	217,0	202,8
Udziały w innych podmiotach	589,3	557,5	556,9	556,5	556,5	556,5	556,5
Pozostałe aktywa trwałe	3 802,4	2 773,4	1 278,0	1 046,4	746,5	746,5	746,5
Majątek obrotowy	7 443,0	6 270,8	7 171,7	6 416,9	6 826,2	7 390,0	7 405,7
Zapasy	1 351,2	1 216,0	1 721,3	1 258,9	1 535,5	2 031,0	1 876,6
Należności krótkoterminowe	2 473,3	3 331,0	3 716,9	3 680,0	3 971,5	4 025,6	4 160,5
Pozostałe aktywa obrotowe	79,4	140,2	311,6	281,6	281,6	281,6	281,6
Środki pieniężne i ich ekwiwalent	3 539,1	1 583,6	1 421,9	1 196,3	1 037,6	1 051,7	1 087,0

(mln PLN)	2006	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P
PASYWA	30 677,5	28 401,9	29 745,3	31 082,2	33 597,8	35 965,6	36 911,4
Kapitał własny	21 145,7	21 013,1	20 706,9	21 391,6	22 948,8	23 844,2	24 894,0
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	15 245,7	15 113,1	14 806,9	15 491,6	17 048,8	17 944,2	18 994,0
Kapitał mniejszości	7,7	8,7	9,0	10,5	10,5	10,5	10,5
Zobowiązania długoterminowe	6 724,1	3 879,6	4 058,6	3 779,9	3 796,0	3 827,2	3 822,7
Pożyczki i kredyty	2 343,8	31,4	41,1	44,1	60,2	91,3	86,9
Pozostałe	4 380,2	3 848,2	4 017,6	3 735,8	3 735,8	3 735,8	3 735,8
Zobowiązania krótkoterminowe	2 800,0	3 500,6	4 970,7	5 900,2	6 842,4	8 283,7	8 184,2
Pożyczki i kredyty	113,6	106,7	871,8	1 984,1	2 709,8	4 110,9	3 911,2
Zobowiązania handlowe	2 175,5	2 408,0	3 222,5	2 733,4	2 949,9	2 990,1	3 090,3
Pozostałe	511,0	985,9	876,4	1 182,7	1 182,7	1 182,7	1 182,7
Dług	2 457,5	138,1	912,8	2 028,2	2 770,0	4 202,3	3 998,1
Dług netto	-1 081,6	-1 445,5	-509,1	831,8	1 732,4	3 150,6	2 911,1
(Dług netto / Kapitał własny)	-5,1%	-6,9%	-2,5%	3,9%	7,5%	13,2%	11,7%
(Dług netto / EBITDA)	-0,4	-0,6	-0,2	0,3	0,4	0,8	0,7
BVPS	3,6	3,6	3,5	3,6	3,9	4,0	4,2



Przepływy pieniężne

(mln PLN)	2006	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P
Przepływy operacyjne	1 535,2	3 028,7	1 492,9	2 554,9	3 359,1	3 177,4	3 986,0
Zysk netto	1 327,9	915,0	865,3	1 202,0	2 028,9	1 706,6	1 732,0
Amortyzacja	1 296,1	1 430,3	1 424,9	1 496,2	1 578,3	1 758,5	1 838,2
Kapitał obrotowy	-537,0	-606,5	-145,9	-46,7	-351,6	-509,4	119,8
Pozostałe	-551,9	1289,9	-651,4	-96,6	103,5	221,8	296,0
Przepływy inwestycyjne	-867,2	-2 455,6	-2 208,9	-3 637,7	-3 984,4	-3 562,6	-2 768,2
CAPEX	-1 582,1	-2 980,0	-2 579,5	-3 840,8	-3 984,4	-3 562,6	-2 768,2
Pozostałe	714,9	524,4	370,6	203,1	0,0	0,0	0,0
Przepływy finansowe	-295,0	-2 547,5	552,0	858,2	466,6	399,3	-1 182,5
Emisja akcji	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dług	7,7	-2 295,4	769,8	1 112,3	741,8	1 432,3	-204,2
Dywidenda (buy-back)	-203,5	-153,0	-171,0	-148,5	-472,0	-811,6	-682,6
Pozostałe	-99,2	-99,1	-46,9	-105,6	196,8	-221,4	-295,7
Zmiana stanu środków pieniężnych	352,9	-1 975,6	-161,7	-225,6	-158,7	14,1	35,2
Środki pieniężne na koniec okresu	3 539,1	1 583,6	1 421,9	1 196,3	1 037,6	1 051,7	1 087,0
DPS (PLN)	0,15	0,17	0,19	0,03	0,08	0,14	0,12
FCF	402,9	-1 381,9	-569,4	-1 336,9	-858,2	-536,7	1 064,9
(CAPEX / Przychody ze sprzedaży)	10,4%	17,9%	14,0%	19,9%	19,2%	16,9%	12,7%

Wskaźniki rynkowe

	2006	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P
P/E	16,4	23,9	25,2	18,2	10,8	12,8	12,6
P/CE	8,3	9,3	9,5	8,1	6,1	6,3	6,1
P/BV	1,0	1,0	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9
P/S	1,4	1,3	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0
FCF/EV	1,9%	-6,8%	-2,7%	-5,9%	-3,6%	-2,1%	4,3%
EV/EBITDA	7,5	8,9	9,6	8,1	6,0	6,3	6,0
EV/EBIT	14,1	9,1	26,6	17,5	9,9	11,5	10,8
EV/S	1,4	1,2	1,2	1,2	1,1	1,2	1,1
DYield	4,1%	4,6%	5,1%	0,7%	2,2%	3,7%	3,1%
Cena (PLN)	3,70						
Liczba akcji na koniec roku (mln)	5900,0	5900,0	5900,0	5900,0	5900,0	5900,0	5900,0
MC (mln PLN)	21 830,0	21 830,0	21 830,0	21 830,0	21 830,0	21 830,0	21 830,0
Kapitał udziałowców mniej. (mln PLN)	7,7	8,7	9,0	10,5	10,5	10,5	10,5
EV (mln PLN)	20 756,1	20 393,2	21 329,9	22 672,3	23 572,9	24 991,0	24 751,6



Michał Marczak tel. (+48 22) 697 47 38
Dyrektor Zarządzający
Dyrektor Departamentu Analiz
michal.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

Analicycy:

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
michal.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

„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 na 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 stanowić 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 PGNiG

rekomendacja	Sprzedaj	Trzymaj	Akumuluj	Kupuj
data wydania	2009-08-05	2009-09-03	2009-11-13	2010-03-05
kurs w dniu rekomendacji	4,42	3,75	3,73	3,55
WIG w dniu rekomendacji	35363,92	35784,36	40229,36	39885,37