

8 marca 2010

Aktualizacja raportu

**Rafineryjny**

Polska

Cena bieżąca	35,35 PLN
Cena docelowa	40,20 PLN
Kapitalizacja	15,12 mld PLN
Free float	9,40 mld PLN
Średni dzienny obrót (3 mies.)	80,72 mln PLN

Struktura akcjonariatu

Skarb Państwa	27,52%
ING OFE	5,17%
AVIVA OFE	5,08%

Pozostali 62,23%

Strategia dotycząca sektora

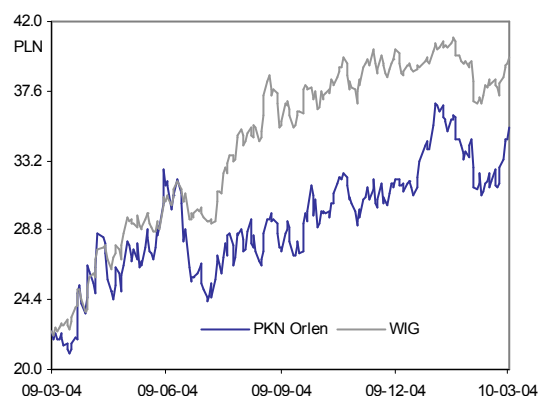
W ostatnich miesiącach otoczenie zewnętrzne dla rafinerii nie było sprzyjające, zarówno jeśli chodzi o marżę, jak i dyferencjał Ural/Brent. Pojawiają się już jednak sygnały poprawy sytuacji w tym zakresie. Utrzymanie obecnego ożywienia popytu na światowym rynku paliwowym powinno systematycznie wspierać sentyment w sektorze.

Profil spółki

PKN Orlen jest największą rafinerią w regionie, posiadającą 14,1 mln ton mocy głębokiego przerobu ropy naftowej rocznie. Ponadto poprzez spółki zależne, PKN Orlen jest aktywny w segmencie chemicznym (Anwil) i petrochemicznym (BOP). W 2005 roku PKN Orlen przejął czeską grupę Unipetrol, a w 2006 sfinalizował transakcję nabycia Mazeikiu Nafta na Litwie.

Ważne daty

30.04- publikacja raportu za rok 2009
13.05- publikacja raportu za 1Q'10

Kurs akcji PKN Orlen na tle WIG**Kamil Kliszcz**

(48 22) 697 47 06

kamil.kliszcz@dibre.com.pl

www.dibre.com.pl

PKN Orlen Akumuluj

PKNA.WA; PKN PW

(Niemieniona)

Pozytywne tendencje w sektorze

Począwszy od publikacji raportu za 4Q, akcje Orleu zachowują się lepiej od szerokiego rynku. Oprócz zaskakującego obniżenia długu netto poprzez operacje optymalizujące kapitał obrotowy, kurs Spółki powinien być teraz wspierany przez pozytywne tendencje w makro rafineryjnym, przede wszystkim przez naszemu zdaniem trwały wzrost dyferencjału napędzany rosnącą produkcją OPEC i coraz większą konkurencją na rynku ropy zasiarzonej. Zwracamy też uwagę na kończący się w tym roku ogromny projekt inwestycyjny w petrochemii, który oznacza dodatkowe przepływy pieniężne od 2011 roku i szansę na obniżenie capexu w kolejnych latach umożliwiające wypłatę dywidendy z tegorocznego zysku netto. Podtrzymujemy rekomendację akumuluj i wyznaczamy cenę docelową na poziomie 40,2 PLN.

Wyniki za 4Q - wyraźne obniżenie zadłużenia

Wyniki wypracowane przez Orlen w ostatnim kwartale 2009 roku w kontekście opublikowanego wcześniej komunikatu o szacunkowych danych nie były zaskoczeniem dla rynku. Pozytywną niespodzianką było natomiast obniżenie aż o 3,4 mld PLN zadłużenia netto, głównie dzięki optymalizacji kapitału obrotowego. Zaprezentowana skala możliwości Spółki w zakresie uwolnienia gotówki poprzez factoring należności, czy wydłużenie terminów płatności za ropę przy niższych kosztach finansowania tych operacji w relacji do kredytów bankowych zneutralizowała mocno obawy inwestorów o możliwe złamanie kowenantów w przyszłości. Zarząd zapewnił, że będzie z tych instrumentów korzystał również w przyszłości (sygnalizowana już transakcja na zapasach obowiązkowych), tak więc zmniejszenie długu może mieć trwały charakter.

Pozytywne tendencje w sektorze rafineryjnym

Początek 2010 roku przyniósł poprawę marży rafineryjnej, głównie dzięki rosnącemu popytowi na frakcje benzynowe w Azji oraz wzmocnionej sezonowej konsumpcji oleju opałowego. Oczekiwane ożywienie na rynku diesla powinno zapewnić utrwalenie tej pozytywnej tendencji. Dodatkowo rosnąca produkcja krajów OPEC i decyzja Arabii Saudyjskiej o agresywnej polityce cenowej, zaostrzyły konkurencję na rynku ropy zasiarzonej i doprowadziło do dynamicznej zwyżki dyferencjału Ural/Brent do 1,7 USD/Bbl. Dalsza poprawa makro w sektorze stanowiłaby w szczególności silną dźwignię dla wyników finansowych zagranicznych rafinerii Orleu, które w ubiegłym roku zanotowały stratę LIFO przekraczającą 760 mln PLN.

Perspektywa zakończenia największej inwestycji

Ważnym wydarzeniem dla koncernu w tym roku będzie oddanie do użytku instalacji PX/PTA, nakłady na którą są szacowane na 1 mld EUR. Z jednej strony już od 2011 roku zapewni to dodatkowy strumień EBITDA (roczne przychody z PTA przy pełnych mocach mogą sięgać 1,6 mld PLN) i pozwoli na bardziej optymalne wykorzystanie potencjału destylacji ropy w Płocku, a z drugiej strony będzie oznaczać znaczny spadek rocznych wydatków inwestycyjnych i możliwość wypłaty dywidendy już z tegorocznego zysku.

(mln PLN)	2008	2009	2010P	2011P	2012P
Przychody	79 533,0	67 928,0	83 784,3	89 823,6	99 210,0
EBITDA	888,4	3 665,0	4 248,3	4 964,1	6 337,1
marża EBITDA	1,1%	5,4%	5,1%	5,5%	6,4%
EBIT	-1 603,0	1 097,0	1 619,3	2 030,3	3 412,9
Zysk netto	-2 505,2	1 308,7	1 553,0	1 502,7	2 549,1
DPS	1,62	0,00	0,00	0,74	0,72
P/E	-	11,6	9,7	10,1	5,9
P/CE	-	3,9	3,6	3,4	2,8
P/BV	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7
EV/EBITDA*	34,2	7,7	7,1	6,3	5,1
DYield	4,6%	0,0%	0,0%	2,1%	2,0%

*wskaźnik liczony bez uwzględniania Polkomtela i zapasów obowiązkowych

4Q'09- mocne obniżenie zadłużenia

Wynik operacyjny Orlenu w 4Q wyniósł 334 mln PLN, czyli nieco więcej niż zakładaliśmy, ale nie odbiega to od kwoty jakiej można się było spodziewać po ogłoszeniu przez Spółkę komunikatu o szacunkowych danych operacyjnych. Segment rafinerijny wypracował 333 mln PLN zysku operacyjnego (nasze szacunki to 168 mln PLN) przy efekcie przeszacowania zapasów na poziomie 163 mln PLN (nasza prognoza 254 mln PLN). Oznacza to że EBIT LIFO na tej działalności wyniósł 170 mln PLN, podczas gdy my spodziewaliśmy się straty -126 mln PLN. Odchylenie to częściowo spowodowane jest zyskami ze sprzedaży uprawnień emisyjnych CO₂ (+62 mln PLN r/r) oraz raportowanymi oszczędnościami na poziomie 140 mln PLN. Segment detaliczny wypracował 207 mln PLN, co było zgodne z naszymi prognozami (212 mln PLN), z tym że wynik ten został wsparty dodatkimi przeszacowaniami aktywów na 29 mln PLN. Zawiódł nieco segment petrochemiczny, który zanotował stratę operacyjną rzędu -17 mln PLN (prognoza +50 mln PLN) mimo prawie 50 mln PLN pozostałych przychodów z tytułu sprzedaży uprawnień CO₂. Koszty nieprzypisane wyniosły 189 mln PLN vs. 263 mln PLN w 4Q'08, a ich spadek to przede wszystkim efekt mniejszych rezerw na świadczenia pracownicze. W komunikacie o szacunkowych danych operacyjnych Spółka informowała, że efekt zdarzeń jednorazowych wyniesie około +300 mln PLN, a tymczasem typowe one-offy, czyli sprzedaż CO₂ to tylko 128 mln PLN. Pozostała część tej kwoty to oszczędności kosztowe i optymalizacja wydatków. Biorąc pod uwagę tylko CO₂ to oczyszczony EBIT LIFO Orlenu w 4Q wyniósł 43 mln PLN vs. szacowane przez nas 33 mln PLN.

Skonsolidowane wyniki kwartalne PKN Orlen

(mln PLN)	IVQ 2009	IVQ 2008	zmiana	IVQ 2009P	wynik vs. prognoza	konsensus	wyniki vs. konsensus	2009	2008	zmiana
Przychody	17 807	16 445	8,3%	17 568,4	1,4%	18 511	-3,8%	67 928,0	79 533,0	-14,6%
EBITDA	967	-3 637	-	936,1	3,3%	950	1,8%	3 665,0	888,4	312,7%
marża EBITDA	5,4%	-22,1%	-	5,33%	-	5,1%	-	5,4%	1,1%	-
EBIT	334	-4 327	-	287,9	16,0%	303	10,2%	1 097,0	-1 603,0	-
Zysk brutto	269	-5 968	-	564,0	-52,3%	-	-	1 440,7	-2 915,4	-
Zysk netto	302	-4 893	-	464,3	-35,0%	315	-4,1%	1 308,7	-2 505,2	-

Źródło: PAP, Orlen, szacunki DI BRE

Na poziomie działalności finansowej saldo było ujemne i wyniosło -64 mln PLN (już po uwzględnieniu zysku z Polkomtela), podczas gdy my oczekiwaliśmy +276 mln PLN. Możliwe duże odchylenie na tym poziomie sygnalizowaliśmy już jednak po opublikowaniu przez Spółkę szacunkowych danych na początku miesiąca, kiedy to Orlen informował o wysokich ujemnych różnicach kursowych na zobowiązaniach w związku z osłabieniem złotego w grudniu. Ostatecznie po uwzględnieniu ujemnego podatku w kwocie 14 mln PLN i straty przyporządkowanej udziałowcom mniejszościowym (19 mln PLN) zysk netto Spółki wyniósł w 4Q09 302 mln PLN.

Skonsolidowane wyniki GK Orlen wg. segmentów

(mln PLN)	I kw. 07	II kw. 07	III kw. 07	IV kw. 07	I kw. 08	II kw. 08	III kw. 08	IV kw. 08*	I kw. 09	II kw. 09	III kw. 09	IV kw. 09
Przychody	13 408	16 218	17 265	16 902	17 938	22 090	23 057	16 449	14 702	16 770	18 649	17 807
EBIT	385	1 311	848	120	565	1 646	512	-1 965	-320	661	423	334
rafineria	65	921	462	241	330	1 407	184	-1 778	-116	770	137	333
LIFO	-229	596	267	564	355	845	-316	-2 713	-246	928	307	160
detal	68	113	175	67	70	109	247	165	87	223	363	207
petrochemia	370	349	294	55	278	35	104	-97	-162	-180	33	17
chemia	83	69	56	38	0	73	87	33	90	8	34	-34
pozostałe	-69	6	-9	-45	0	74	29	33	0	0	0	0
nieprzypisane	-132	-146	-130	-236	-113	-52	-139	-321	-219	-160	-142	-189
EBIT LIFO	614	715	581	-444	210	801	828	748	-74	-267	116	174
Amortyzacja	619	582	603	613	587	607	608	690	651	656	627	633
EBITDA	1 005	1 893	1 451	733	1 152	2 253	1 120	-1 275	331	1 317	1 050	967

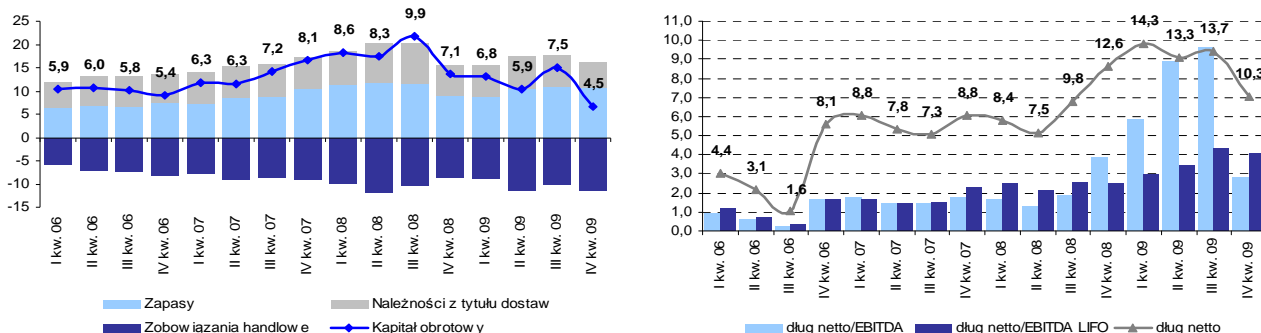
*wyniki nie uwzględniają odpisów dokonanych w raporcie rocznym za 2008 rok na kwotę -2,3 mld PLN

Źródło: PKN Orlen

Na uwagę w raporcie za 4Q zasługuje wygenerowanie wysokich dodatnich przepływów z działalności operacyjnej w kwocie 2,9 mld PLN, co było możliwe głównie dzięki optymalizacji kapitału obrotowego, głównie należności i zobowiązań (odpowiednio +1 mld PLN i +1,25 mld PLN). Pozostaje oczywiście pytanie o trwałość tych zmian, w szczególności jeśli chodzi o należności (cykl obrotu nie notowany do tej pory), bo zobowiązania wróciły do poziomu z 2Q. Dzięki tym przepływom oraz wpływom ze sprzedaży uprawnień CO₂ (702 mln PLN- transakcja polegała na sprzedaży praw za ponad 700 mln PLN przy jednoczesnym zawiązaniu rezerwy na konieczność dokupienia certyfikatów na 590 mln PLN- stąd wynik operacyjny na tej transakcji wyniósł łącznie 128 mln PLN) Orlen zmniejszył dług netto na koniec roku o 3,4 mld PLN do poziomu 10,3 mld PLN,

co implikuje wskaźnik długu do EBITDA na bezpiecznym poziomie 2,5. Wydaje się, że jest to najważniejsza pozytywna informacja płynąca z raportu za 4Q, aczkolwiek pozostają wątpliwości na ile poprawa kapitału obrotowego będzie trwała (oczywiście trzeba pamiętać o konieczności odkupienia CO₂ za 590 mln PLN).

Kwartalne zmiany kapitału obrotowego oraz dług netto (mld PLN) w relacji do EBITDA

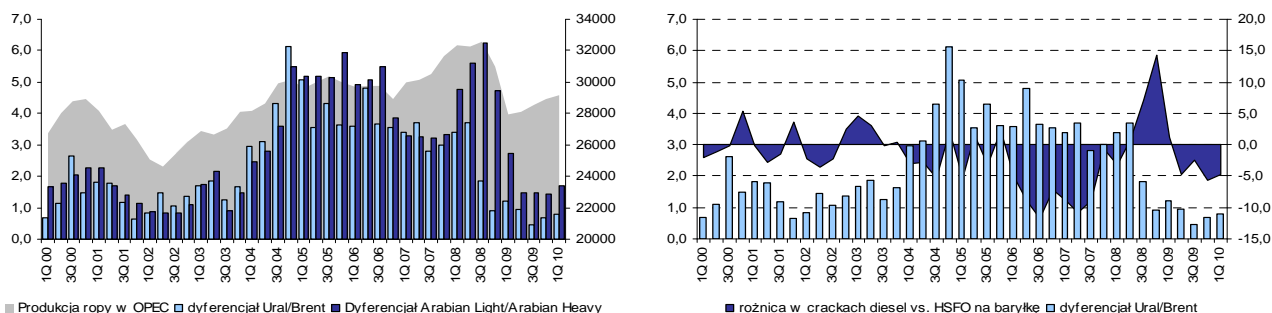


Źródło: Orlen, opracowanie DI BRE

Segment rafineryjny- pozytywne tendencje mogą się utrzymać

Początek 2010 roku przyniósł wyraźną poprawę warunków funkcjonowania w sektorze rafineryjnym, choć oczywiście nie można zapominać że odbicie następuje z bardzo niskich poziomów, zarówno jeśli chodzi o marże przerobowe, jak i dyferencjał Ural/Brent. Istnieje jednak kilka przesłanek, które mogą wskazywać na trwałość tych pozytywnych tendencji. W szczególności zwracamy uwagę na zwiększające się dyskonto w cenie ropy zasiarczonej, który to scenariusz prezentowaliśmy w naszym poprzednim raporcie. Wówczas jako główne czynniki odbudowy tego parametru wskazywaliśmy możliwy wzrost produkcji w krajach OPEC przy wyższe notowań surowca (zwiększenie podaży ropy ciężkiej, ograniczonej mocno po kryzysowych cięciach wydobywania w 2H'08) oraz rosnącą dysproporcję między pogarszającymi się ujemnymi crackami na ciężkich pozostałościach i słabymi crackami na dieslu, które nie rekompensowały utraconej marży na przerobie ciężkiej ropy. Okazało się, że choć drugi z tych czynników na razie miał małe znaczenie (sroga zima zwiększyła popyt na HSFO i ustabilizowała cracki na HSFO) to pierwszy argument zaczął odgrywać istotny wpływ na kształtowanie się dyferencjału Ural/Brent. Podaż ropy z krajów OPEC zwiększyła się już od lokalnego minimum o ponad 5% i z uwagi na satysfakcjonującą cenę będzie prawdopodobnie dalej rosta. Kraje arabskie chcąc uplasować nowe wolumeny na rynku będą z kolei musiały oferować coraz atrakcyjniejsze dyskonta. Kilka dni temu Arabia Saudyjska zdecydowała się właśnie na obniżenie cen ropy zasiarczonej kierowanej na rynek azjatycki w kontraktach kwietniowych. Zwiększy to konkurencję w tym segmencie rynku i zapewne wpłynie na decyzje cenowe eksporterów rosyjskich, którzy po uruchomieniu I-szego etapu rurociągu ESPO sprzedawali w tamtym regionie coraz więcej. Wzrost dyferencjału Ural/Brent do poziomu 1,7 USD/Bbl z poprzedniego tygodnia to prawdopodobnie efekt tych komunikatów.

Dyferencjały w cenie rop ciężkich na tle produkcji OPEC oraz relacji cracków na dieslu i HSFO



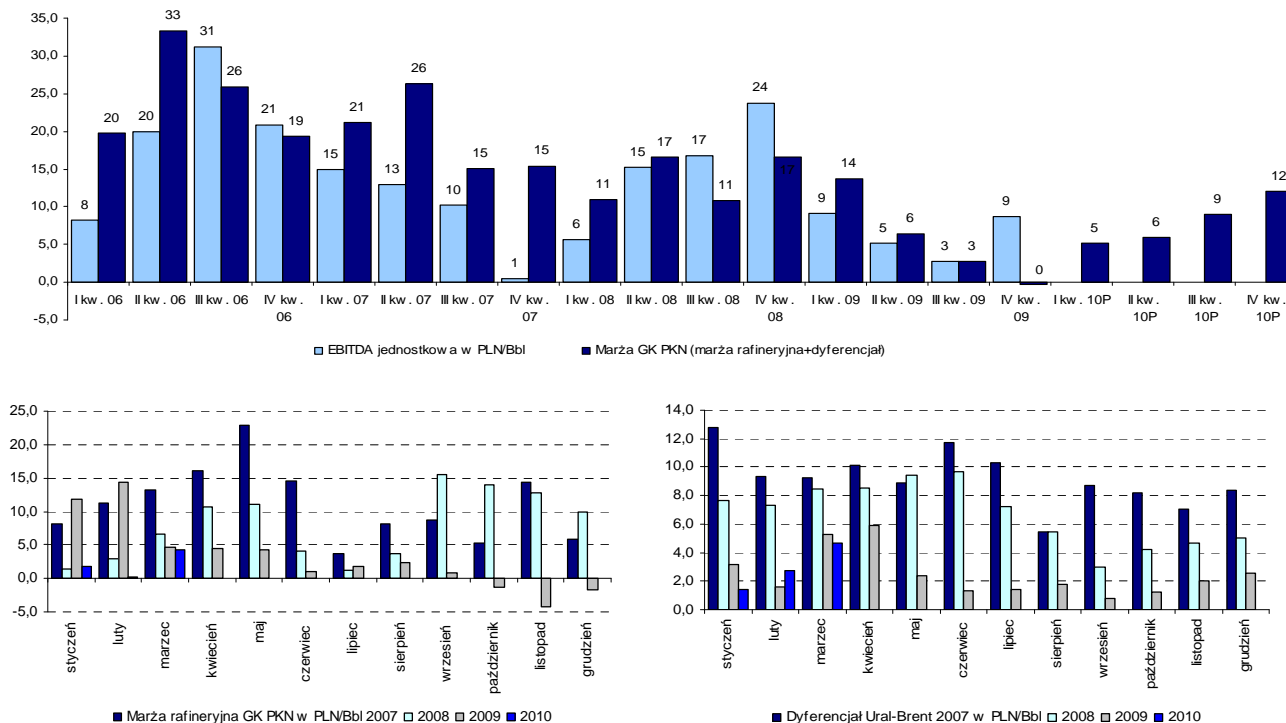
Źródło: Bloomberg, szacunki DI BRE

Jeśli chodzi o marże rafineryjne to ostatnie tygodnie również upłynęły pod znakiem poprawy rentowności przerobu i średnia benchmarkowa marża Orlenu (uwzględniająca pełne zużycia własne na poziomie 12%, w połowie odnoszące się do segmentu petrochemicznego) wróciła w przeliczeniu na PLN do stanu z 2Q'09. Oczywiście nie są to jeszcze poziomy, które można uznać za satysfakcjonujące, ale po kilku kwartałach balansowania wokół break even, zmiany te powinny być zauważalne w wynikach segmentu. Na razie jest jeszcze za wcześnie, aby ocenić jak trwała

jest ta pozytywna tendencja. Na pewno warto odnotować fakt, iż wzrost kompleksowej marży rafinerijnej to przede wszystkim efekt bardzo mocnych cracków na frakcjach benzynowych (wyraźny wzrost popytu przemysłowego na benzynę i naftę w Azji) oraz wzmocnionej surową zimą sezonowego wzrostu konsumpcji ciężkich olejów opałowych (ujemne marże na tym produkcie utrzymują się na dobrych poziomach mimo rosnącej ceny ropy). Nadal nie widać natomiast znaczących zmian w marżach przerobowych na dieslu, które znajdują się na średnim poziomie z 2009 roku, czyli 20% poniżej 10-letniej średniej. Kluczowe dla utrzymania pozytywnej tendencji w marżach rafinerijnych będą właśnie rynek średnich destylatów i ewentualna odbudowa konsumpcji tych paliw w Europie i w USA, która mogłaby zrównoważyć wiosenne osłabienie rynku HSFO. Na razie dane z rynku amerykańskiego w tym zakresie można uznać za satysfakcjonujące (wzrost od lipcowego minimum o 25%), ale nadal dostawy w tej kategorii produktów są YTD o około 7% niższe od 10-letniej średniej. Koniec zimowych trudnych warunków pogodowych powinien jednak przynieść ożywienie w sektorze transportowym.

W naszych prognozach segmentu rafinerijnego zakładamy, że kluczowe parametry makro utrzymają się na aktualnie obserwowanych średnich poziomach YTD. W naszej opinii w kontekście opisanych wcześniej pozytywnych tendencji jest to podejście konserwatywne. Nawet przy tych założeniach potencjał poprawy rezultatów na tej działalności jest jednak znaczący. Wyższy o 0,5 USD/Bbl dyferencjał oznacza wzrost EBIT o 300 mln PLN w skali roku, a utrzymanie marży dla rafinerii w Płocku na dzisiejszym poziomie powinno przynieść kolejne 300 mln PLN. Ważne będzie również zwiększenie przerobu we wszystkich zakładach Grupy Orlenu, w szczególności w Polsce gdzie będzie to możliwe dzięki uruchomieniu nowej instalacji HON i wyeliminowanie wąskiego gardła na destylacji ropy. Pozytywnie na wyniki rafinerii wpłynie również oddanie do użytku instalacji PX/PTA, która również pozwoli na lepsze wykorzystanie potencjału przerobu ropy. Największą dźwignię na ewentualną poprawę otoczenia makro w relacji do naszych założeń dają rafinerie na Litwie i w Czechach, które wypracowały w ubiegłym roku straty operacyjne LIFO na poziomie odpowiednio -391 mln PLN i -373 mln PLN, podczas gdy zakład w Płocku zanotował ponad 800 mln PLN zysku (z uwzględnieniem produkcji asfaltów). W pozytywnym scenariuszu dla sektora na pewno zagraniczne zakłady Orlenu z nawiązką mogłyby więc zrekompensować prawdopodobny spadek zysków na handlu paliwami z importu w Polsce i obniżenie marż na asfalcie (rosnące ceny ropy, umocnienie złotego, ożywienie konsumpcji paliw na rynkach regionu).

Wyniki segmentu rafinerijnego PKN vs. otoczenie makro

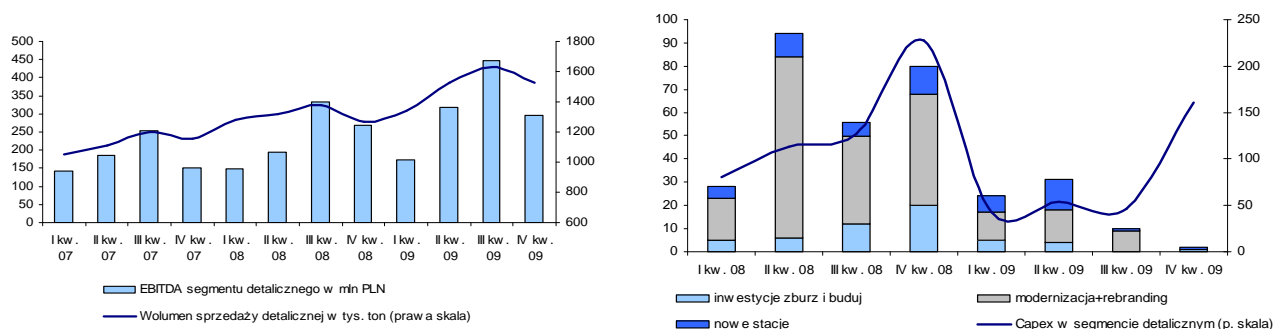


Źródło: Bloomberg, szacunki DIBRE

Segment stacji benzynowych w trudnych dla rafinerii warunkach makroekonomicznych, jakie panowały w ubiegłym roku, stanowił w ramach Grupy Orlen czynnik stabilizujący zarówno przepływy pieniężne, jak i raportowany zysk operacyjny. Rekordowe wyniki (880 mln PLN EBIT i 1,23 mld PLN EBITDA) to efekt zarówno wyższych o 15% r/r wolumenów sprzedaży, korzystnych marż detalicznych, jak i rosnącej sprzedaży produktów pozapaliwowych (zasługa rozwoju koncepcji

„stop cafe” i „bistro cafe”). Udało się także istotnie podnieść rentowność zagranicznych sieci w Czechach (+100 mln PLN r/r) i Niemczech (+77 mln PLN r/r), co było zapewne pochodną przeprowadzonego wcześniej rebrandingu placówek. Pozytywny wpływ miało również oddanie do użytku kilkudziesięciu nowych dużych obiektów (zarówno w systemie „zburz i buduj”, jak i zupełnie nowych lokalizacji) oferujących pełen asortyment usług pozapaliwowych. Obecnie proces modernizacji sieci w całej Grupie dobiega do końca (w starej wizualizacji pozostało jeszcze około 20-25% stacji), co potwierdzają dane o nakładach inwestycyjnych (777 mln PLN w 2007 roku, 549 mln PLN w 2008 roku i tylko 304 mln PLN w 2009 roku). Powinno to pozwolić na zwiększenie wolnych przepływów pieniężnych generowanych w segmencie w przyszłości. Jedynym zagrożeniem dla wyników 2010 roku na tej działalności mogą być panujące obecnie trudne warunki pogodowe, które na pewno wpłyną na rezultat 1Q'10. Początek roku zazwyczaj jest dla tego segmentu najłagodniejszy (spadek wolumenu), ale tym razem zapewne będzie to bardziej widoczne. W naszych prognozach staraliśmy się to ryzyko jednak uwzględnić i stąd szacujemy spadek EBIT detalu o 80 mln PLN r/r.

EBITDA segmentu detalicznego vs. wolumen sprzedaży paliw na stacjach oraz nakłady inwestycyjne na tle prowadzonych inwestycji w sieci stacji benzynowych

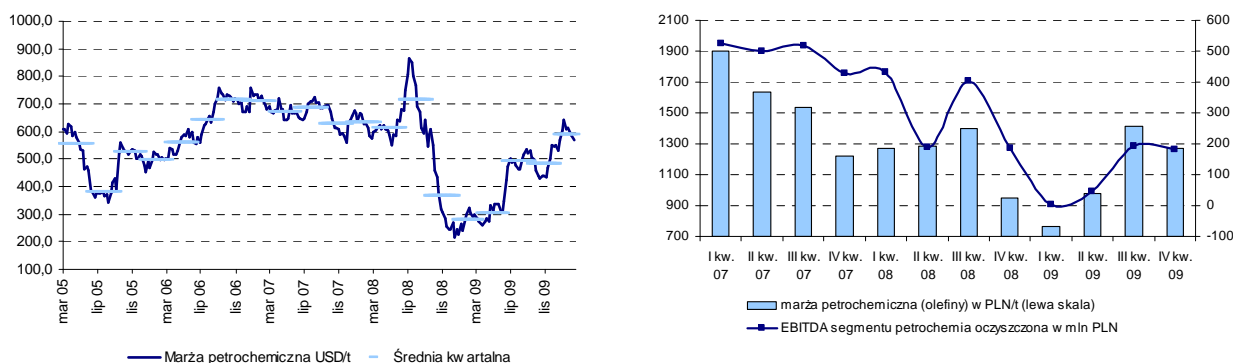


Źródło: PKN Orlen, szacunki DIBRE

Segment petrochemiczny- poprawa marż, instalacja PTA

Pozytywne trendy na rynku petrochemicznym obserwowane od drugiego półrocza 2009 roku w dalszym ciągu są kontynuowane. Teoretyczne marże przerobowe liczone do ceny ropy i VGO ulegają systematycznej poprawie, zarówno jeśli chodzi o olefiny jak i poliolefiny. Grupa PKN Orlen w ostatnich kwartałach roku raportowała już wzrost wolumenowej sprzedaży w ujęciu r/r i wszystko wskazuje na to, że takie tendencje w zakresie popytu powinny się utrzymać. Pozytywnym sygnałem, potwierdzającym koniunkturę w segmencie petrochemicznym (głównie napędzaną ożywieniem w Azji) są rosnące w dalszym ciągu cracki na frakcjach naftowych. W związku z tym zdecydowaliśmy się podnieść nasze tegoroczne szacunki wyników na tej działalności ze 150 mln PLN do 300 mln PLN. Oczekujemy pozytywnych efektów przeprowadzonych procesów optymalizacji zatrudnienia (brak kosztów odpraw i niższa baza pracowników) oraz poprawy efektywności przede wszystkim w Unipetrolu. W czeskim koncernie dodatkowym źródłem poprawy rezultatów powinno być uruchomienie w 1Q'10 instalacji butadienu o mocach 120 tys. ton rocznie, co oznacza docelowo w skali roku wzrost przychodów o około 400 mln PLN (+10% w segmencie petrochemicznym Unipetrolu).

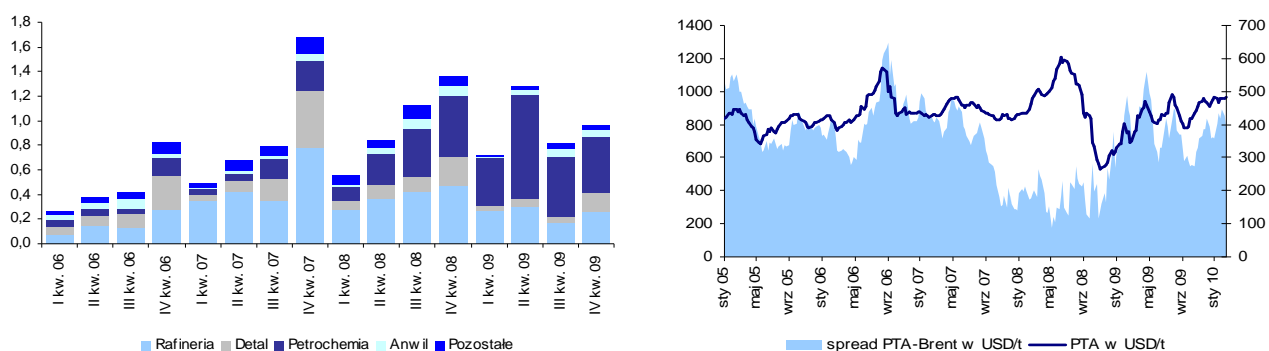
Marża petrochemiczna vs. wynik EBITDA segmentu petrochemicznego PKN



Źródło: Bloomberg, PKN, szacunki DIBRE

Ważną kwestią dla segmentu petrochemicznego będzie planowane na ten rok zakończenie inwestycji w budowę instalacji PX/PTA. Według aktualnego harmonogramu zakład paraksylenu ma zostać uruchomiony we wrześniu, a zakład kwasu tereftalowego w listopadzie 2010. Instalacja osiągnie docelowy poziom produkcji na poziomie 600 tys. ton PTA rocznie w ciągu 2 lat (PTA powstaje przez utlenianie tlenem z powietrza paraksylenu pochodzącego z przetwarzania lekkich frakcji destylacji ropy i aromatów- przy procesie będą powstawały jeszcze produkty uboczne: benzen 80 tys. ton i ortoksylen 40 tys. ton). Obecnie Orlen ma już zakontraktowaną część sprzedaży w umowach typu „off take” z Mitsubishi Chemical (150 tys. ton rocznie) i SK Eurochem (docelowo 120 tys. ton). Aktualna koniunktura w segmencie petrochemicznym i rosnące notowania PTA wskazują, że Spółka nie powinna mieć również problemu z uplasowaniem na rynku pozostałego wolumentu produkcji. Teoretyczny spread na tym produkcie w relacji do kosztu ropy wynosi obecnie około 400 USD/t, czyli kształtuje się na poziomie średniej z bardzo korzystnych dla sektora lat 2005-07. Przy obecnych cenach przychody z nowej instalacji przy pełnym jej obciążeniu mogłyby sięgać w skali roku 1,6 mld PLN. Jej wpływ na generowane skonsolidowane wyniki i przepływy pieniężne również powinien być istotny, tym bardziej, że sama amortyzacja może wynosić rocznie około 130-150 mln PLN (30 letni okres amortyzacji inwestycji za łączną kwotę 1 mld EUR). Dla poprawy rezultatów segmentu petrochemicznego będzie również fakt, że obecnie jest on zapewne obciążany już kosztami operacyjnymi związanymi z uruchamianiem instalacji. Nie można zapominać również o tym, że równoległe do kompleksu PX/PTA prowadzone są prace nad wyeliminowaniem wąskiego gardła w rafinerii w Płocku, co pozwoli na zwiększenie produkcji diesla i zapewni wsad do PX/PTA (zakładamy wzrost przerobu ropy w Płocku o 1 mln ton w 2011 roku- efekt również budowanej instalacji HON VII).

Udział wydatków inwestycyjnych w petrochemii w skonsolidowanych nakładach PKN Orlen oraz notowania PTA i teoretyczny spread na tym produkcie w relacji do ceny ropy



Źródło: Bloomberg, PKN Orlen, szacunki DIBRE

W kontekście instalacji PTA warto jeszcze zwrócić uwagę inwestorów, że właśnie nakłady z nią związane były w ostatnich 2 latach głównym obciążeniem budżetu inwestycyjnego Grupy Orlen. Biorąc pod uwagę ogłoszoną przez obecny Zarząd decyzję o wstrzymaniu projektu budowy instalacji hydrocrackera w Możejkach, zakończenie najbardziej kosztownego projektu stworzy szansę do znacznego obniżenia rocznego capexu i zwiększy możliwości wypłaty przez Orlen dywidendy. Według aktualnej strategii Orlenu na lata 2009-13 łączne nakłady w tym okresie mają sięgnąć 12,6 mld PLN, z czego prawie 10 mld PLN będzie wydane w latach 2009-11. Na okres 2012-13 zaplanowano już tylko wydatki na średnim poziomie 1,3 mld PLN rocznie, czyli znacznie mniejszym niż my konserwatywnie zakładamy w naszym modelu.

Założenia makroekonomiczne

Założenia makroekonomiczne przyjęte do modelu DCF

USD/Bbl	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P	2013P	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P
ropa Brent	72,8	98,0	62,0	75,0	80,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0
ropa Ural	69,5	95,1	61,2	73,7	78,0	87,6	87,7	87,7	87,7	87,8	87,8	87,8	87,8
dyferencjał Ural-Brent	3,3	2,9	0,8	1,3	2,0	2,4	2,3	2,3	2,3	2,2	2,2	2,2	2,2
marża produktowa PKN	6,4	4,9	2,8	3,7	4,0	4,2	4,4	4,6	4,8	5,1	5,2	5,2	5,2
marża produktowa Możejki	3,6	2,7	2,2	2,2	4,8	5,0	5,2	5,4	5,6	5,8	6,0	6,0	6,0
marża produktowa Unipetrol	7,3	9,7	4,4	4,6	4,8	5,0	5,3	5,5	5,7	6,0	6,3	6,3	6,3
Przerób ropy w mln ton													
Orlen	14,2	14,2	14,5	15,0	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7
Unipetrol	4,1	4,5	4,1	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
Możejki	4,7	9,2	8,4	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
Produkcja petrochemiczna w tys. ton													
Produkcja chemiczna w tys. ton	3059	2956	2927	3204	3604	3804	3804	3804	3804	3804	3804	3804	3804
Produkcja chemiczna w tys. ton													
Produkcja chemiczna w tys. ton	1826	1759	1892	1870	1890	1970	1970	1970	1970	1970	1970	1970	1970
Chemia i petrochemia													
Marża chemiczna w EUR/t	568	619	545	506	516	568	568	559	559	559	559	559	559
Marża petrochemiczna w USD/t	625	553	389	581	567	609	609	590	590	590	590	590	590
Marża HDPE+LDPE USD/t	662	653	477	468	445	471	450	430	430	430	430	430	430
Marża PP USD/t	901	738	423	415	391	412	412	393	393	393	393	393	393
Marża PTA w USD/t	349	192	379	401	383	407	407	391	391	391	391	391	391
Pozostałe założenia makroekonomiczne													
kurs USD/PLN	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
kurs EUR/PLN	3,78	3,48	4,33	4,05	3,80	3,60	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50

Źródło: Bloomberg, PKN, Mazeikiu Nafta, szacunki DI BRE

Prognoza wyników i wycena

Na podstawie modelu DCF (po uwzględnieniu udziałów w Polkomtelu), cenę docelową akcji PKN Orlen szacujemy w perspektywie 9-mcy na poziomie 40,2 PLN.

Wycena DCF

Założenia modelu

1. Przepływy pieniężne dyskontujemy na koniec lutego 2010 roku. Przy ustalaniu wartości firmy uwzględniamy dług netto na koniec grudnia 2009 roku, ale powiększamy go o kwotę 600 mln PLN stanowiącą rezerwę na odkupienie praw do emisji CO₂ sprzedanych w 4Q.
2. W stosunku do naszego poprzedniego raportu obniżamy wartość rezerwy na pozwy Agrofertu z 624 mln PLN do 164 mln PLN z uwagi na zapłacenie w lipcu 2009 460 mln PLN odszkodowania z tego tytułu (płatność już odzwierciedlona w długu netto na koniec roku).
3. W modelu uwzględniamy przedstawione w poprzednim rozdziale założenia makroekonomiczne.
4. Wartość firmy powiększamy o posiadane udziały w Polkomtelu wraz z pakietem dokupionym pod koniec 2008 roku (po cenie nabycia, czyli 733 mln PLN).
5. W roku 2019 amortyzacja jest wyższa niż CAPEX, co nie jest do utrzymania w dłuższym terminie, dlatego przy obliczaniu wartości rezydualnej, korygujemy wielkość amortyzacji do 2,0 mld PLN.
6. Przy obliczaniu FCF_{TV} do wartości rezydualnej przyjmujemy poziom sprzedaży oraz marżę EBITDA z roku 2019.
7. Po roku 2019 zakładamy wzrost FCF na poziomie 1%. Ponadto przyjmujemy stopę wolną od ryzyka na poziomie 6,05%, współczynnik beta na poziomie 1,0.



Model DCF wyceny akcji PKN Orlen

(mln PLN)	2010P	2011P	2012P	2013P	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2019+
Przychody ze sprzedaży	83 784	89 824	99 210	97 355	98 489	99 798	101 064	102 318	103 472	104 651	105 843
<i>zmiana</i>	23,3%	7,2%	10,4%	-1,9%	1,2%	1,3%	1,3%	1,2%	1,1%	1,1%	1,1%
EBITDA	4 248,3	4 964,1	6 337,1	5 733,1	5 737,5	5 850,1	5 982,2	6 073,8	6 068,0	6 105,0	6 174,6
<i>marża EBITDA</i>	5,1%	5,5%	6,4%	5,9%	5,8%	5,9%	5,9%	5,9%	5,9%	5,8%	5,8%
Amortyzacja	2 628,9	2 933,8	2 924,2	2 931,9	2 722,1	2 592,4	2 516,7	2 450,4	2 458,0	2 474,7	2 032,4
EBIT	1 619,3	2 030,3	3 412,9	2 801,2	3 015,4	3 257,7	3 465,4	3 623,4	3 610,0	3 630,3	4 142,2
<i>marża EBIT</i>	1,9%	2,3%	3,4%	2,9%	3,1%	3,3%	3,4%	3,5%	3,5%	3,5%	3,9%
Opodatkowanie EBIT	307,7	385,8	648,4	532,2	572,9	619,0	658,4	688,4	685,9	689,8	787,0
NOPLAT	1 311,7	1 644,5	2 764,4	2 269,0	2 442,5	2 638,8	2 807,0	2 934,9	2 924,1	2 940,5	3 355,2
CAPEX	-3 627	-3 184	-2 627	-2 382	-2 032	-2 032	-2 032	-2 032	-2 032	-2 032	-2 032
Kapitał obrotowy	-2 299	-1 971	-2 966	275	-736	-63	-61	-61	-56	-57	-61
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	-1 985	-577	96	3 094	2 396	3 135	3 230	3 292	3 294	3 326	3 295
WACC	9,0%	9,0%	9,0%	9,2%	9,2%	9,2%	9,3%	9,4%	9,4%	9,4%	9,4%
<i>współczynnik dyskonta</i>	93,0%	85,4%	78,3%	71,7%	65,7%	60,1%	55,0%	50,3%	46,0%	42,0%	42,0%
PV FCF	-1 847	-493	75	2 219	1 574	1 886	1 777	1 656	1 515	1 397	
WACC	9,0%	9,0%	9,0%	9,2%	9,2%	9,2%	9,3%	9,4%	9,4%	9,4%	9,4%
Koszt długu	7,05%	7,05%	7,05%	7,05%	7,05%	7,05%	7,05%	7,05%	7,05%	7,05%	7,05%
Stopa wolna od ryzyka	6,05%	6,05%	6,05%	6,05%	6,05%	6,05%	6,05%	6,05%	6,05%	6,05%	6,05%
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	37,6%	38,9%	37,9%	34,9%	35,1%	33,8%	32,7%	31,6%	30,9%	30,1%	30,0%
Koszt kapitału własnego	11,1%	11,1%	11,1%	11,1%	11,1%	11,1%	11,1%	11,1%	11,1%	11,1%	11,1%
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	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Wzrost FCF po okresie prognozy				1,0%	Analiza wrażliwości						
Wartość rezydualna (TV)				38 997	Wzrost FCF w nieskończoności						
Zdyskontowana wartość rezydualna (PV TV)				16 385		0,0%	1,0%	2,0%	3,0%	4,0%	
Zdyskontowana wartość FCF w okresie prognozy				9 760	WACC +1,0pp	32,2	35,8	40,2	45,7	53,0	
Dług netto				10 864	WACC +0,5pp	33,9	37,8	42,8	49,1	57,6	
Udziałowcy mniejszościowi				2 669	WACC	35,8	40,2	45,7	53,0	63,0	
Dodatkowe rezerwy na pozew Agrofertu				-164	WACC -0,5pp	37,8	42,8	49,1	57,6	69,5	
Wartość firmy				12 448	WACC -01,0pp	40,2	45,7	53,0	63,0	77,4	
Liczba akcji (mln)				427,7							
Wartość firmy na akcję (PLN)				29,1							
Wartość udziałów w Polkomtelu na jedną akcję				8,0							
Ostateczna wartość firmy na akcję (PLN)				37,1							
9-cio miesięczny koszt kapitału własnego				8,4%							
Cena docelowa				40,2							
EV/EBITDA(*10) dla ceny docelowej				7,2							
P/E(*10) dla ceny docelowej				11,1							
Udział TV w EV				53%							



Wycena porównawcza

	Cena	P/E				EV/EBITDA			
		2009	2010P	2011P	2012P	2009	2010P	2011P	2012P
MOL	18550	22,8	11,1	9,0	8,1	8,0	5,7	5,0	4,5
OMV	27,3	11,3	7,5	6,0	5,5	4,7	3,8	3,2	3,0
Lotos*	28,5	4,2	9,4	6,4	4,8	10,2	10,3	6,6	5,8
Tupras	30,3	9,8	9,2	8,3	8,8	6,3	5,8	5,1	5,0
Hellenic	8,6	12,7	13,3	10,9	8,4	9,0	8,5	7,6	6,2
Unipetrol (CZK)	138,4	-39,4	29,6	13,2	9,7	9,3	5,9	4,5	4,0
SNP Petrom	0,3	11,0	9,5	8,1	6,9	5,8	4,7	4,0	3,6
ERG	9,9	-22,5	24,0	13,7	11,2	24,9	6,7	4,7	4,5
Neste	11,7	21,8	20,2	10,1	7,4	10,0	9,0	6,2	5,3
Motor Oil	10,1	10,5	8,7	7,0	6,9	8,2	6,7	5,6	6,6
INA	1804,8	33,0	13,1	9,4	7,7	9,5	6,3	5,2	4,4
Maksimum		33,0	29,6	13,7	11,2	24,9	10,3	7,6	6,6
Minimum		-39,4	7,5	6,0	4,8	4,7	3,8	3,2	3,0
Mediana		11,0	11,1	9,0	7,7	9,0	6,3	5,1	4,5
PKN**	35,4	11,6	9,7	10,1	5,9	5,5	4,7	4,1	3,2
(premia / dyskonto)		4,8%	-12,5%	12,3%	-23,4%	-38,8%	-24,9%	-19,8%	-29,7%
Implikowana wycena									
Mediana		11,0	11,1	9,0	7,7	9,0	6,3	5,1	4,5
Waga wskaźnika			50,0%				50,0%		
Waga roku		0,0%	33,3%	33,3%	33,3%	0,0%	33,3%	33,3%	33,3%
Wartość firmy na akcję (PLN)		45,2							

*Kalkulacja wskaźników dla Lotosu na bazie długu netto odpowiednio z lat 2009-12, wycena kalkulowana wg. skorygowanego długu netto z 2009

**EV/EBITDA w oparciu o dług netto na koniec 2009 (w PKN skorygowany o nietrwałą zmianę należności z 4Q i sprzedaż CO2 na kwotę 1,8 mld PLN)

Dług netto PKN skorygowany o wartość pakietu Polkomtela i polskie zapasy obowiązkowe w kwocie 5,4 mld PLN (Lotos 2 mld PLN)

Rachunek wyników

(mln PLN)	2006	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P
Przychody ze sprzedaży	52 867	63 793	79 533	67 928	83 784	89 824	99 210
<i>zmiana</i>	28,4%	20,7%	24,7%	-14,6%	23,3%	7,2%	10,4%
EBIT	2 576,6	2 603,9	-1 603,0	1 097,0	1 619,3	2 030,3	3 412,9
Rafineria	1 614,0	1 672,0	-2 158,0	1 124,0	1 091,6	1 114,3	1 927,4
w tym efekt LIFO	32,0	1 167,0	-1 724,0	1 030,0	302,7	-53,6	462,8
Detal	439,0	423,0	641,0	880,0	804,4	831,9	879,8
Petrochemia	842,0	1 068,0	277,0	-293,9	300,3	543,9	957,9
Chemia	224,0	246,0	285,0	97,9	60,4	183,9	297,9
Pozostałe	8,0	-155,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Koszty nieprzypisane	-550,4	-650,1	-648,0	-711,0	-637,3	-643,7	-650,1
EBIT LIFO (oczyszczony)	2 544,6	1 436,9	2 483,0	67,0	1 316,6	2 083,9	2 950,0
Wynik na działalności finansowej	-68,0	139,8	-1 579,0	71,0	73,2	-395,2	-461,4
Wynik zdarzeń nadzwyczajnych	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pozostałe	220,7	267,4	267,0	273,0	273,0	273,0	273,0
Zysk brutto	2 729,3	3 011,1	-2 915,0	1 441,0	1 965,5	1 908,1	3 224,4
Podatek dochodowy	669,1	530,6	-388,4	140,7	373,4	362,5	612,6
Udziałowcy mniejszościowi	74,2	68,0	-21,4	-8,4	39,1	42,9	62,7
Zysk netto	1 986,0	2 412,4	-2 505,2	1 308,7	1 553,0	1 502,7	2 549,1
<i>zmiana</i>	-56,6%	21,5%	-203,8%	-152,2%	18,7%	-3,2%	69,6%
<i>marża</i>	3,8%	3,8%	-3,1%	1,9%	1,9%	1,7%	2,6%
Amortyzacja	2 108,1	2 431,4	2 491,4	2 568,0	2 628,9	2 933,8	2 924,2
EBITDA	4 684,7	5 035,3	888,4	3 665,0	4 248,3	4 964,1	6 337,1
<i>zmiana</i>	-30,4%	7,5%	-82,4%	312,5%	15,9%	16,9%	27,7%
<i>marża EBITDA</i>	8,9%	7,9%	1,1%	5,4%	5,1%	5,5%	6,4%
Liczba akcji na koniec roku (mln)	427,7	427,7	427,7	427,7	427,7	427,7	427,7
EPS	4,6	5,6	-5,9	3,1	3,6	3,5	6,0
CEPS	9,6	11,3	0,0	9,1	9,8	10,4	12,8
ROAE	11,2%	12,4%	-13,3%	7,1%	7,9%	7,2%	11,5%
ROAA	5,0%	5,3%	-5,4%	2,7%	3,1%	2,8%	4,5%

**Bilans**

(mln PLN)	2006	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P
AKTYWA	45 419,1	46 103,3	46 975,8	49 160,0	52 589,9	55 861,7	58 285,1
Majątek trwały	27 660,8	26 736,4	29 280,9	29 727,0	30 725,3	30 975,4	30 678,1
Rzeczowe aktywa trwałe	25 199,7	24 833,5	26 268,8	27 070,0	28 045,8	28 307,8	28 028,9
Wartości niematerialne i prawne	619,8	531,0	557,0	601,0	623,6	611,6	593,2
Udziały w innych podmiotach	716,3	700,3	1 561,1	1 401,0	1 401,0	1 401,0	1 401,0
Pozostałe aktywa trwałe	1 125,0	671,5	893,9	655,0	655,0	655,0	655,0
Majątek obrotowy	17 758,3	19 367,0	17 694,9	19 433,0	21 864,6	24 886,2	27 607,0
Zapasy	7 398,9	10 365,4	9 089,0	10 620,0	12 214,4	12 755,2	14 255,7
Należności krótkoterminowe	6 293,7	6 884,5	6 356,2	5 418,0	6 682,7	8 982,4	9 921,0
Pozostałe aktywa obrotowe	1 714,4	618,9	905,4	454,0	454,0	454,0	454,0
Środki pieniężne i ich ekwiwalent	2 351,3	1 498,2	1 344,2	2 941,0	2 513,5	2 694,7	2 976,3
(mln PLN)	2006	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P
PASYWA	45 419,1	46 103,3	46 975,8	49 160,0	52 589,9	55 861,7	58 285,1
Kapitał własny	18 850,9	19 935,3	17 813,1	19 038,0	20 318,0	21 229,3	23 196,2
Kapitał akcyjny	1 057,6	1 057,6	1 057,6	1 058,0	1 058,0	1 058,0	1 058,0
Pozostałe kapitały własne	17 793,3	18 877,6	16 755,5	17 980,0	19 260,0	20 171,3	22 138,2
Kapitał mniejszości	2 731,6	2 638,0	2 718,6	2 669,0	2 708,1	2 751,0	2 813,7
Zobowiązania długoterminowe	8 958,1	11 091,4	4 634,2	13 242,0	13 928,8	15 135,9	15 902,8
Pożyczki i kredyty	6 211,2	8 602,7	2 610,7	11 611,0	12 297,8	13 504,9	14 271,8
Pozostałe	2 747,0	2 488,7	2 023,5	1 631,0	1 631,0	1 631,0	1 631,0
Zobowiązania krótkoterminowe	14 878,4	12 438,7	21 809,9	14 211,0	15 635,1	16 745,5	16 372,4
Pożyczki i kredyty	4 277,9	1 719,2	11 282,1	1 594,0	2 457,7	2 698,9	2 852,2
Zobowiązania handlowe	8 221,4	9 181,2	8 377,0	11 498,0	12 058,4	12 927,6	12 401,2
Pozostałe	2 379,1	1 538,2	2 150,8	1 119,0	1 119,0	1 119,0	1 119,0
Dług	10 489,1	10 321,9	13 892,8	13 205,0	14 755,4	16 203,8	17 124,0
Dług netto	8 137,8	8 823,7	12 548,5	10 264,0	12 241,9	13 509,1	14 147,7
(Dług netto / Kapitał własny)	43,2%	44,3%	70,4%	53,9%	60,3%	63,6%	61,0%
(Dług netto / EBITDA)	1,8	1,8	14,1	2,8	2,9	2,7	2,2
BVPS	44,1	46,6	41,6	44,5	47,5	49,6	54,2



Przepływy pieniężne

(mln PLN)	2006	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P
Przepływy operacyjne	3 693,2	1 965,1	3 617,0	5 162,0	1 576,2	2 630,3	2 758,9
Zysk netto*	2 060,2	2 480,4	-2 526,6	1 300,3	1 592,1	1 545,6	2 611,8
Amortyzacja	2 108,1	2 431,4	2 491,4	2 568,0	2 628,9	2 933,8	2 924,2
Kapitał obrotowy	-492,8	-2 830,4	1 358,2	1 815,0	-2 298,6	-1 971,3	-2 965,6
Pozostałe	17,6	-116,3	2294,0	-521,3	-346,2	122,2	188,4
Przepływy inwestycyjne	-6 746,2	-2 845,1	-4 385,0	-2 540,0	-3 627,3	-3 183,9	-2 626,9
CAPEX	-1 924,6	-3 693,7	-3 969,4	-2 671,0	-3 627,3	-3 183,9	-2 626,9
Inwestycje kapitałowe	-5 836,5	-539,5	-736,9	-1 019,0	0,0	0,0	0,0
Pozostałe	1015,0	1388,2	321,3	1150,0	0,0	0,0	0,0
Przepływy finansowe	4 277,6	27,0	612,6	-1 022,0	1 623,6	734,8	149,6
Emisja akcji	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dług	4 505,3	667,9	1 902,1	-269,0	1 550,4	1 448,4	920,1
Dywidenda (buy-back)	0,0	0,0	-692,9	0,0	0,0	-318,4	-309,1
Pozostałe	-227,8	-640,9	-596,7	-753,0	73,2	-395,2	-461,4
Zmiana stanu środków pieniężnych	1 224,5	-853,1	-155,4	1 600,0	-427,5	181,2	281,6
Środki pieniężne na koniec okresu	2 351,3	1 498,2	1 344,5	2 941,0	2 513,5	2 694,7	2 976,3
DPS (PLN)	0,00	0,00	1,62	0,00	0,00	0,74	0,72
FCF	-4 322,3	-2 559,0	-2 071,3	1 649,3	-2 051,1	-553,6	132,0
(CAPEX / Przychody ze sprzedaży)	3,6%	5,8%	5,0%	3,9%	4,3%	3,5%	2,6%

* z uwzględnieniem udziału mniejszości

Wskaźniki rynkowe

	2006	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P
P/E	7,9	6,3	-6,0	11,6	9,7	10,1	5,9
P/CE	3,8	3,1	-1 094,3	3,9	3,6	3,4	2,8
P/BV	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7
P/S	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
FCF/EV	-16,6%	-9,6%	-6,8%	5,9%	-6,8%	-1,8%	0,4%
EV/EBITDA	5,6	5,3	34,2	7,7	7,1	6,3	5,1
EV/EBIT	10,4	10,2	-19,0	25,6	18,6	15,5	9,4
EV/S	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3
DYield	0,0%	0,0%	4,6%	0,0%	0,0%	2,1%	2,0%
Cena (PLN)	35,35						
Liczba akcji na koniec roku (mln)	427,7	427,7	427,7	427,7	427,7	427,7	427,7
MC (mln PLN)	15 120	15 120	15 120	15 120	15 120	15 120	15 120
Kapitał udziałowców mniej. (mln PLN)	2 732	2 638	2 719	2 669	2 708	2 751	2 814
EV (mln PLN)	25 989	26 581	30 387	28 053	30 070	31 380	32 081



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 Kliszczyk tel. (+48 22) 697 47 06
kamil.klisczyk@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, 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 PKN Orlen

rekomendacja	Kupuj	Kupuj	Akumuluj
data wydania	2009-09-16	2009-11-18	2010-02-03
kurs z dnia rekomendacji	27,15	31,97	34,20
WIG w dniu rekomendacji	35989,98	40723,06	39904,02