

16 września 2009

Aktualizacja raportu

**Rafineryjny**

Polska

Cena bieżąca 27,15 PLN**Cena docelowa** 38,20 PLN

Kapitalizacja 11,6 mld PLN

Free float 7,8 mld PLN

Średni dzienny obrót (3 mies.) 85,07 mln PLN

Struktura akcjonariatuSkarb Państwa 27,52%
ING OFE 5,17%

Pozostali 67,31%

Strategia dotycząca sektora

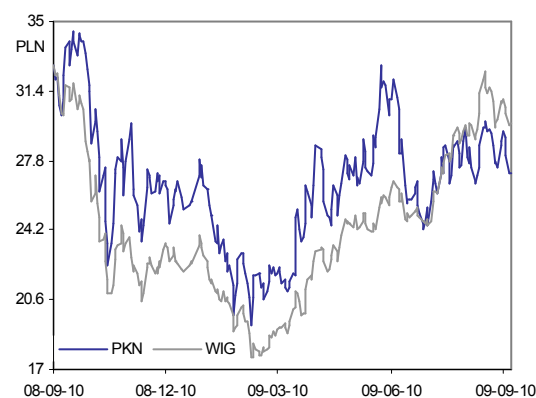
Obecnie w sektorze rafineryjnym mamy do czynienia ze znaczną zmiennością warunków makro, ale powoli kształtują się tendencje pozytywne dla rafinerii, które powinny umożliwić stabilizację przepływów pieniężnych na solidnych poziomach. Widzimy również szansę na wzrost cen ropy, co będzie poprawiać nastroje 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

13.11 – publikacja skonsolidowanego raportu za 3Q'09

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

Kupuj

PKNA.WA; PKN.PW

(Niezmieniona)

Mocny cash flow, poprawa petrochemii

Otoczenie makro dla rafinerii (dyferencjał i marże) nadal pozostają pod presją i inwestorzy wydają się dyskontować utrzymanie się tych tendencji przez najbliższe 2-3 lata. Naszym zdaniem w przypadku kontynuacji ożywienia w światowej gospodarce, istnieje jednak szansa na szybsze odbicie cracków na dieslu i wzrost produkcji w krajach OPEC, który mógłby pozwolić na odbudowanie dyskonta w cenie ropy ciężkiej. Dodatkowo w najbliższych kwartałach można oczekiwać bardzo dobrych wyników w segmencie stacji benzynowych oraz poprawy na działalności petrochemicznej po okresie wysokich strat. Liczymy także na ostateczne pozytywne rozstrzygnięcie w zakresie przejęcia zapasów obowiązkowych przez państwową agencję i finalizację planowanych dezinvestycji (sprzedaż Anwilu jest możliwa jeszcze w tym roku). Podtrzymujemy rekomendację kupuj, wyceniając akcje Orlenu na 38,2 PLN.

Wysoki cash flow operacyjny mimo trudnego makro

Wyniki 2Q zaskoczyły pozytywnie jeśli chodzi o poziom wygenerowanej gotówki z działalności operacyjnej (+1,9 mld PLN), na którą nie miały wpływu żadne jednorazowe przesunięcia (około 0,8 mld PLN pochodziło co prawda ze zmian w kapitale obrotowym, ale należy przy tym uwzględnić, że w pozycji zmiana rezerw na -0,5 mld PLN część efektu wzrostu zobowiązań, ta wynikająca z przeksięgowania kary dla Agrofertu, została zneutralizowana). Jest to kolejny kwartał wysokiego poziomu cash flow (w 1Q'09 +1,1 mld PLN) i choć drugie półrocze pod tym względem może być trudniejsze (płatność kar dla Agrofertu, wydatki na zapasy obowiązkowe 0,5 mld PLN) to Spółka potwierdza, że nawet w niesprzyjających warunkach jest w stanie generować znaczne ilości gotówki.

Perspektywa bardzo dobrych wyników detalu i poprawy w petrochemii

Wyniki 3Q w segmencie rafineryjnym ze względu na utrzymujące się niskie marże i dyferencjał oraz 30-dniowy przestój HC i HOG nie przyniosą w naszej opinii przełomu. Pozytywnie sytuacja powinna jednak wyglądać w segmencie detalicznym (utrzymanie trendów na wolumenach i wzrost marż na stacjach), gdzie oczekujemy EBIT powyżej 300 mln PLN oraz w petrochemii, która dzięki istotnej i poprawie marż rynkowych, wyjdzie na plus po 3 kwartałach wysokich strat.

Ustawa o zapasach obowiązkowych

Nadal nie znamy rozstrzygnięcia dotyczącego ewentualnego wykupu zapasów obowiązkowych. Rynek raczej wątpi w pozytywny dla rafinerii scenariusz w tej kwestii, a tymczasem sygnały ze spółek paliwowych oraz resortu gospodarki wskazują, iż jest to jak najbardziej realne. Wydaje się, że ostateczna decyzja rządu powinna zapaść w najbliższych 2-3 tygodniach i jeśli wybrany zostałby wariant przejęcia rezerw przez agencję państwową to wówczas oznaczałoby to spadek długu netto Orlenu o 5,6-6 mld PLN i obniżenie wskaźnika EV/EBITDA na 2010 rok do 5,3 z 6,6 (bez Polkomtela).

(mln PLN)	2007	2008	2009P	2010P	2011P
Przychody	63793,0	79535,2	60200,4	70868,2	79175,2
EBITDA	5035,3	887,6	3828,9	4336,3	4992,3
marża EBITDA	7,9%	1,1%	6,4%	6,1%	6,3%
EBIT	2603,9	-1603,8	1151,2	1600,2	2063,8
Zysk netto	2412,4	-2505,7	1000,6	1258,7	1419,2
DPS	0,00	1,62	0,00	0,00	0,60
P/E	4,8	-	11,6	9,2	8,2
P/CE	2,4	-	3,2	2,9	2,7
P/BV	0,6	0,7	0,6	0,6	0,6
EV/EBITDA	4,6	30,3	7,2	6,6	5,8
Dyield	0,0%	6,0%	0,0%	0,0%	2,2%

2Q'09- solidny cash flow, lepiej niż wcześniej zapowiadano

W 2Q'09 Grupa Orlenu wypracowała 661 mln PLN zysku operacyjnego vs. zapowiadane we wstępnych szacunkach 600-650 mln PLN. Wynik netto na poziomie 1,2 mld PLN również okazał się lepszy niż można było oczekiwać po opublikowanym miesiąc temu komunikacie (szacowaliśmy go na poziomie 1 mld PLN). Na działalności rafinerijnej EBIT wyniósł 770 mln PLN vs. oczekiwane przez nas 831 mln PLN i 1,5 mld PLN rok wcześniej. Główne czynniki wpływające na obniżenie wyniku r/r to pogorszenie warunków makro (-400 mln PLN na marżach i dyferencjale trochę zneutralizowane przez wyższy kurs USD/PLN) oraz spadek wolumenów (-350 mln PLN). Jednorazowy negatywny efekt nieplanowanych przestojów w Płocku i Unipetrolu Zarząd oszacował na -76 mln PLN (saldo uwzględnia dodatni efekt odpisów na aktywa 80 mln PLN). Efekt LIFO wyniósł 928 mln PLN (z tego 890 mln PLN zakwalifikowano do segmentu rafineria) vs. 859 mln PLN rok temu. Po oczyszczeniu o wspomniane one-offy wynik segmentu wg. LIFO wyniósł -52 mln PLN, a więc zgodnie z oczekiwaniami w obecnym otoczeniu makro ten segment oscyluje w okolicach break even. Pozytywne zaskoczenie pojawiło się w segmencie detalicznym, który wypracował 223 mln PLN zysku operacyjnego vs. oczekiwane 112 mln PLN i 122 mln PLN w 2Q'08. Udało się to osiągnąć dzięki wyższym marżom na stacjach benzynowych (+70 mln PLN r/r głównie w Czechach i Niemczech) oraz wyższym marżom pozapaliwowym (+30 mln PLN). W przypadku petrochemii wynik był gorszy od naszych szacunków -172 mln PLN vs. oczekiwane -62 mln PLN i 120 mln PLN w 2Q'08. Przyczynił się do tego spadek marż (-200 mln PLN) i wolumenów (-50 mln PLN), spowodowany m.in. nieplanowanymi przestojami na instalacji olefin (-64 mln PLN). Wynik Anwilu to tylko 8 mln PLN vs. oczekiwane 45 mln PLN (efekt obniżonych dostaw etylenu z Płocka i związanych z tym niższych wolumenów PVC). Na pozycji kosztów nieprzypisanych nie było zaskoczeń i wyniosły one -160 mln PLN vs. prognoza -150 mln PLN.

Skonsolidowane wyniki kwartalne GK PKN

(mln PLN)	IIQ 2009	IIQ 2008	zmiana	IIQ 2009P*	wynik vs. prognoza	konsensus	wyniki vs. konsensus	1H 2009	1H 2008	zmiana
Przychody	16 770	22 093	-24,1%	16 931,0	-1,0%	16 965	-1,1%	31 472	40 032	-21,4%
EBITDA	1 317	2 253	-41,5%	1 416,5	-7,0%	1 342	-1,9%	1 648	3 405	-51,6%
marża EBITDA	7,9%	10,2%	-	9,63%	-	7,9%	-	5,24%	8,51%	-
EBIT	661	1 646	-59,8%	730,5	-9,5%	716	-7,7%	340	2211	-84,6%
Zysk brutto	1 335	2 138	-37,6%	944,5	41,3%	-	-	64	2928	-97,8%
Zysk netto	1 171	1 741	-32,7%	761,9	53,7%	867	35,1%	76	2367	-96,8%

*nasze prognozy sprzed publikacji przez Orlen szacunkowych danych za 2Q'09
 Źródło: PAP, Orlen, szacunki DI BRE

Na działalności finansowej saldo wyniosło +619 mln PLN vs. oczekiwane 214 mln PLN, a różnica to przede wszystkim efekt wyższych dodatnich różnic kursowych ponad te z tytułu przeszacowania kredytów w EUR (+351 mln PLN vs. oczekiwane 300 mln PLN). Na uwagę w raporcie za 2Q zasługuje przede wszystkim fakt wygenerowania aż 1,9 mld PLN dodatnich przepływów z działalności operacyjnej w środowisku rosnących cen ropy naftowej (saldo na kapitale obrotowym wyniosło +0,8 mld PLN dzięki wzrostowi zobowiązań, aczkolwiek w rzeczywistości efekt na tym poziomie był mniejszy, gdyż jednocześnie pojawiło się ujemne saldo zmian rezerw -0,5 mld PLN w związku z przeksięgowaniem kary dla Agrofertu z rezerw na zobowiązania), co łącznie z przeszacowaniem kredytów walutowych (+1 mld PLN na poziomie bilansu, w rachunku wyników tylko kredyty w EUR w kwocie 351 mln PLN) pozwoliło na obniżenie długu netto z 14,3 mld PLN do 13,3 mld PLN mimo realizowanej płatności za resztówkę rafinerii w Możejkach w kwocie 1 mld PLN.

Skonsolidowane wyniki GK Orlen wg. segmentów

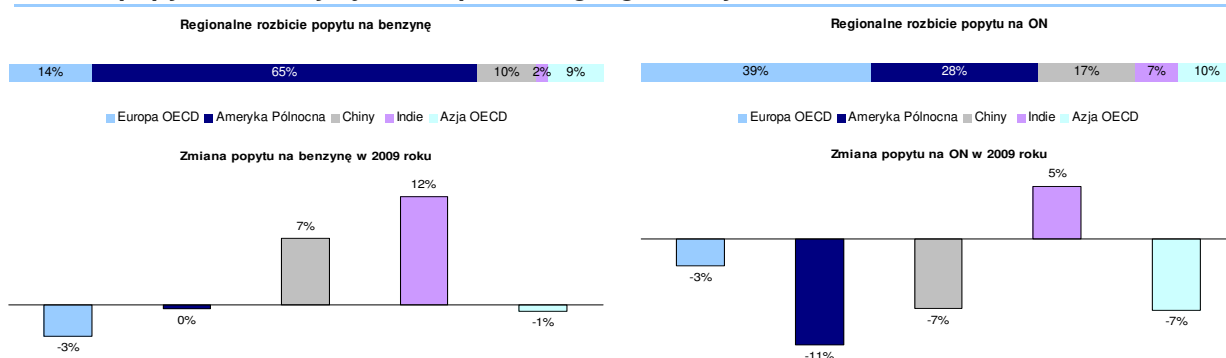
	I kw. 08	II kw. 08	III kw. 08	IV kw. 08	I kw. 09	II kw. 09
Przychody	17 938	22 090	23 058	16 449	14 702	16 770
EBIT	565	1 646	512	-1 965	-320	981
rafineria	330	1 407	184	-1 778	-116	846
LIFO	355	845	-316	-2 713	-246	928
detal	70	109	247	165	87	223
petrochemia	278	35	104	-97	-162	64
chemia	0	73	87	33	90	8
nieprzypisane	-113	-52	-139	-321	-219	-160
EBIT LIFO	210	801	828	748	-74	53
EBITDA	1 152	2 253	1 120	-1 275	331	1 637
Działalność finansowa	225	402	-388	-1621	-951	674
Zysk netto	626	1 668	21	-3 047	-1 095	1 171

Źródło: PKN Orlen

Segment rafinerijny

Sytuacja na globalnym rynku paliwowym w dalszym ciągu pozostaje pod wpływem trwającego kryzysu gospodarczego. Spadek popytu dotknął przede wszystkim kraje OECD, wśród których najbardziej ucierpiał największy rynek paliwowy świata, czyli USA. Konsumpcja paliw w Ameryce Północnej wg. czwartkowych danych Międzynarodowej Agencji Energii obniżyła się w ujęciu r/r aż o 7,5%. Ujemna dynamika dotyczyła praktycznie wszystkich kategorii produktów rafinacji, aczkolwiek najgorsze odczyty notowaliśmy w przypadku średnich destylatów (w miesiącach letnich sięgały one nawet -20% r/r). W pozostałych gospodarkach rozwiniętych obraz jest nieco korzystniejszy, ale zarówno Europa (-3,4%) jak i Azja (-3,6%, w tym Japonia aż -8,2%) notują istotne obniżenie zapotrzebowania na paliwa. Znacznie pozytywniej sytuacja prezentuje się w krajach rozwijających się, takich jak Chiny czy Indie, gdzie w 2009 roku oczekuje się wzrostu konsumpcji paliw ogółem odpowiednio o 2,8% oraz 3,8%. Z dodatnią dynamiką na poziomie przekraczającą 1% w tym gronie plasuje się także Polska (w przypadku paliw transportowych wzrost sięga 4,6%). Ta grupa krajów waży jednak obecnie zbyt mało w światowym popycie aby te odczyty mogły zmienić globalny obraz rynku.

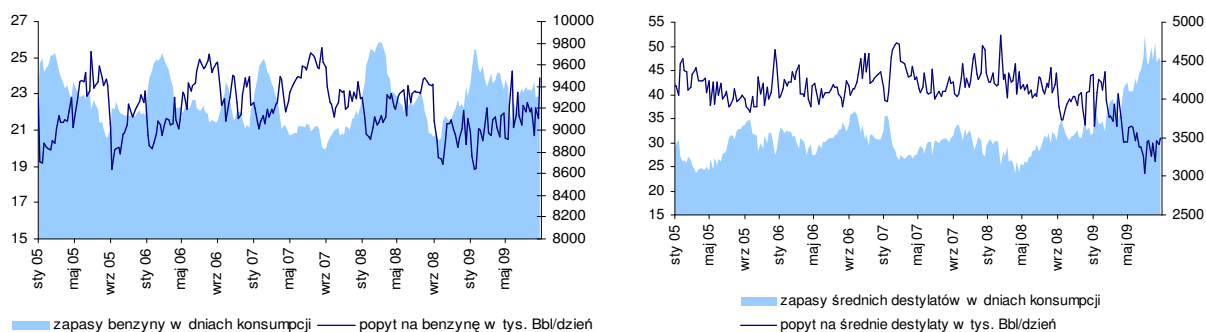
Zmiana popytu na benzynę i ON w podziale geograficznym*



*z uwagi na dostępność danych powyższe wykresy ograniczają się do regionów świata, których udział w globalnej konsumpcji paliw sięga 69%
Źródło: prognozy IEA, szacunki DI BRE

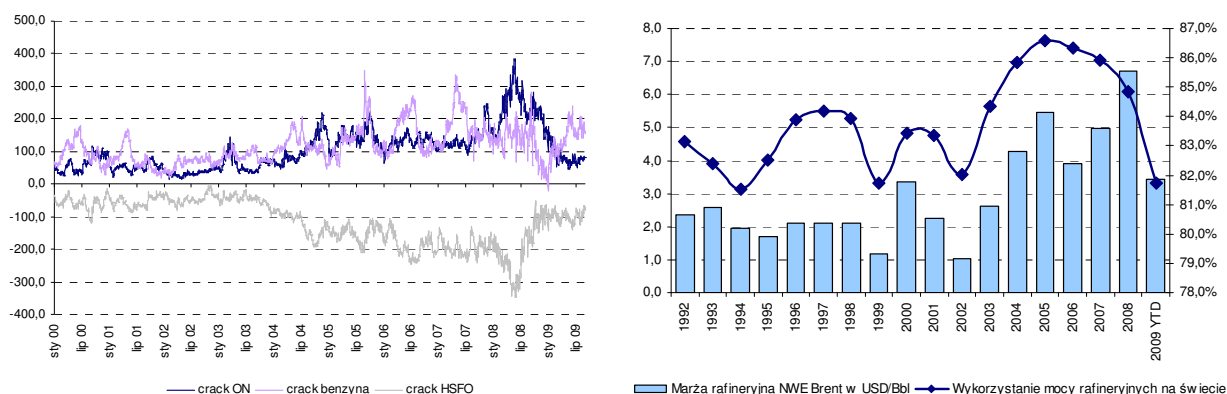
Szczegółowa analiza danych o konsumpcji paliw wskazuje, iż najwyższe ujemne dynamiki w ujęciu r/r notowane są w przypadku diesla i paliwa lotniczego, co jest w pełni zrozumiałe w kontekście załamania produkcji przemysłowej, obniżenia obrotów w handlu międzynarodowym, a co za tym idzie spadku ruchu frachtowego. W przypadku benzyny, której zużycie jest przede wszystkim związane z sytuacją konsumenta, tendencje spadkowe w krajach OECD są znacznie łagodniejsze (efekt istotnego spadku cen dla klienta końcowego w Europie o 15-18%, Japonii 30%, w USA o 37% r/r), a w przypadku krajów rozwijających się obserwujemy nawet kontynuację wzrostu popytu z lat poprzednich. Boom motoryzacyjny w Chinach (wzrost sprzedaży samochodów o 48% r/r wspomagany przez państwowe dotacje i zachęty podatkowe) i Indiach (w sierpniu wzrost o 26%) powinien wg. IEA przynieść wzrost zużycia benzyny w tych krajach w tym roku odpowiednio o 7% i 12%. Te odmiennie tendencje w dwóch głównych kategoriach produktów paliwowych znajdują odzwierciedlenie w poziomie ich zapasów. O ile rezerwy benzyny w krajach OECD są zbliżone do stanów z ostatnich 3 lat, to w przypadku średnich destylatów obserwujemy istotne zwiększenie zmagazynowanego wolumenu. W Europie zapasy w tej kategorii są wyższe o 14% w relacji do średniej z 3 ostatnich lat (równowartość 39 dni konsumpcji w relacji do średniego poziomu 30 dni), a w USA nawet o 30% (47 dni konsumpcji vs. średnia 30 dni).

Zapasy benzyny i średnich destylatów w USA vs. konsumpcja



Źródło: EIA, szacunki DI BRE

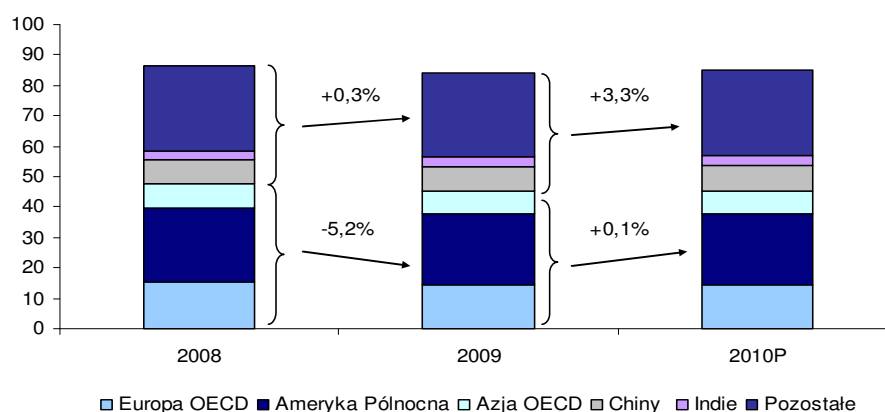
Cracki na poszczególnych paliwach, marża rafineryjna vs. przerób w rafineriach



Źródło: Bloomberg, BP, szacunki DI BRE

Przedstawione wcześniej tendencje na rynku paliwowym bezpośrednio przekładają się zarówno na wykorzystanie mocy przerobowych w rafineriach, jak i rentowność tego sektora. Spadek popytu doprowadził do przymusowego wstrzymywania produkcji i obniżenia wskaźnika CUR do poziomu 81,7% (po uwzględnieniu nowego zakładu w Indiach), nie notowanego od 1999 roku. W krajach rozwiniętych w odpowiedzi na załamanie popytu i spadek marż, rafinerie zmniejszyły współczynnik utylizacji aż o ponad 4% w ujęciu r/r. Z punktu widzenia sektora istotną jest także struktura spadku konsumpcji, który koncentruje się przede wszystkim na średnich destylatach. Doprowadziło to do drastycznego spadku cracków na dieslu i paliwie JET (do 70-80 USD/t wobec 230 USD/t w 2008 roku i średniej 5-letniej na poziomie 150 USD/t) i w kontekście zmniejszenia ujemnych cracków na ciężkim oleju opałowym (-90 USD/t wobec -196 USD/t w 2008 roku i średniej 5-letniej -170 USD/t – prawdopodobnie efekt mniejszego w relacji do diesla spadku popytu na to paliwo i znaczne ograniczenie jego podaży w związku z obniżeniem dostaw ropy ciężkiej) wpłynęło na istotne zawężenie premii dla kompleksowych rafinerii o wyższych uzyskach produktów białych (obecnie dla ropy Brent wynosi ona około 2-3 USD/Bbl, podczas gdy w ubiegłym roku sięgała nawet 7-8 USD/Bbl). Stabilizacja popytu na benzynę i odbudowa marż przerobowych na tym paliwie (160 USD/t wobec 127 USD/t w 2008 roku i średniej 5-letniej 144 USD/t) pozwoliła już tylko na amortyzację spadku benchmarkowych marż rafineryjnych, które wróciły do poziomów z 2003 roku (NWE Brent 2,5 USD/Bbl vs. 6,7 USD/Bbl w 2008 roku). W przypadku polskich rafinerii również obserwowaliśmy takie tendencje, a dodatkowo zostały one wzmocnione przez kontynuację wzrostów cen ropy, które obniżyły efektywność energetyczną tych zakładów z uwagi na zużycia surowca we własnych elektrociepłowniach.

Prognoza globalnego popytu na paliwa w 2010 roku

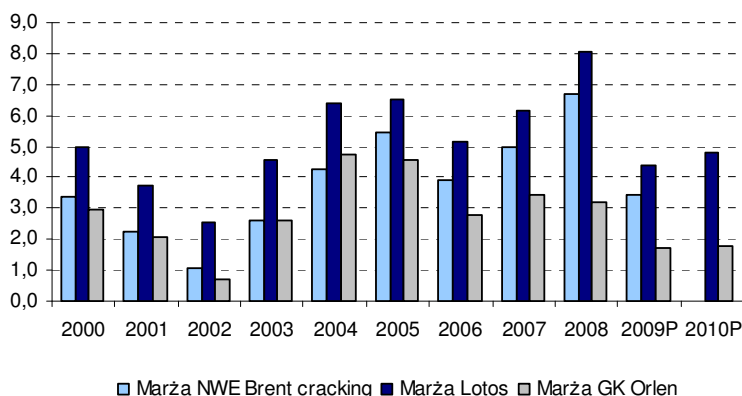


Źródło: IEA

W najbliższych miesiącach kluczowe dla kształtowania się marż rafineryjnych będą dane o popycie z rynku amerykańskiego (pozwalają na śledzenie tendencji w ujęciu tygodniowym) oraz tendencje w notowaniach ropy naftowej. Ewentualna kontynuacja pozytywnych zmian w popycie, w szczególności w przypadku średnich destylatów (ostatnie 4 tygodnie przyniosły wzrost o 3%), powinna w naszej opinii poprawić cracki na tej kategorii produktów i być może skłonić IEA do podwyższenia prognoz konsumpcji paliw dla Ameryki Północnej na 2010 z

obecnych +0,8%. Wydaje się, że podobne tendencje powinny być również zauważalne w pozostałych kluczowych gospodarkach świata w związku z oczekiwanym odwróceniem dynamiki produkcji przemysłowej w pozytywnym scenariuszu wychodzenia z kryzysu. Odbudowie rentowności powinna sprzyjać także stabilizacja cen ropy na poziomach poniżej 70 USD/Bbl, które w kontekście obecnych cracków na poszczególnych paliwach gwarantowałyby satysfakcjonujący poziom marż po uwzględnieniu zużyć własnych. Pierwsze tygodnie września wskazują, że taki scenariusz jest możliwy i dlatego uwzględniamy go w naszych prognozach.

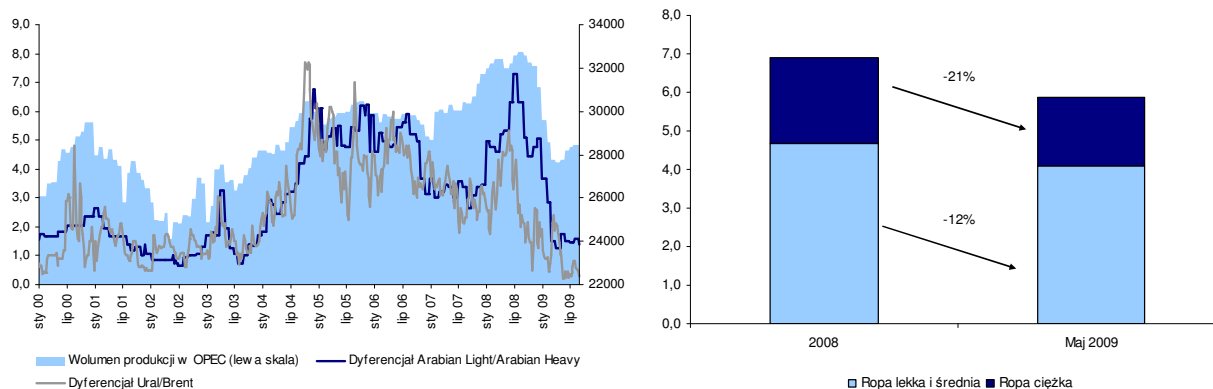
Marże rafinerijne Orlenu i Lotosu na tle benchmarku i prognozy na 2010 rok



Źródło: BP, Bloomberg, szacunki DI BRE

Z punktu widzenia polskich rafinerii, równie ważnym parametrem co marże jest dyskonto cenowe przerabianego surowca w relacji do ropy Brent, które na przestrzeni kilku kwartałów uległo znacznemu zawężeniu. Wbrew naszym wcześniejszym oczekiwaniom poprawa relacji cel eksportowych w Rosji i cen ropy przyniosła odbudowę dyferencjału tylko w krótkim terminie (przełom marca i kwietnia). Wszystko wskazuje bowiem na to, że spadek różnicy w cenie ropy ciężkiej w relacji do lekkich rodzajów surowca ma charakter globalny, a przyczyny należy szukać w obniżeniu jej podaży wskutek ograniczeń produkcyjnych w krajach OPEC. Kartel od września 2008 zmniejszył produkcję o 12%, przy czym w znacznie większym stopniu cięcia dotknęły pola ropy ciężkiej zasiarczonej (poniżej prezentujemy nasze szacunki oparte na danych dla 3 wiodących eksporterów OPEC), mimo iż w portfelu tych producentów stanowi ona tylko 25-35%. Taka decyzja była oczywiście uwarunkowana ekonomicznie i podobnie jak w latach 2001-02 przyniosła zamierzony skutek. Taka interpretacja spadku poziomu dyferencjału dla polskich rafinerii oznacza, że ta tendencja nie ma charakteru strukturalnego i nie wynika z zamierzonych działań Rosji, która wielokrotnie zapowiadała przeprowadzenie działań na rzecz osłabienia dyskonta Ural/Brent. W tym kontekście nie jest uzasadnione założenie utrzymania tego parametru na poziomie 0,5 USD/Bbl w dłuższym horyzoncie prognozy, gdyż sytuacja powinna zacząć zmieniać się na korzyść przy rozpoczęciu kolejnego cyklu w gospodarce światowej, który pociągnie za sobą falę podwyższania kwot produkcyjnych w OPEC. Nasze prognozy powrotu dyferencjału powyżej 2 USD/Bbl w ciągu 2 lat wydają się być w pełni realistyczne.

Dyferencjały w cenie rop ciężkich na tle produkcji OPEC oraz eksport ropy wg. rodzaju surowca z krajów OPEC (Wenezuela, Iran, Arabia Saudyjska)*

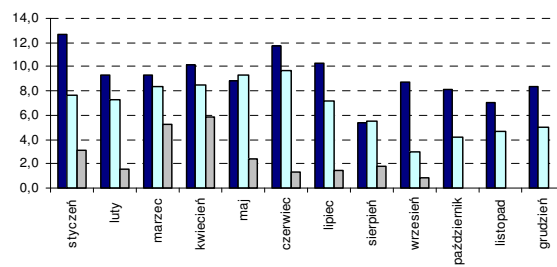
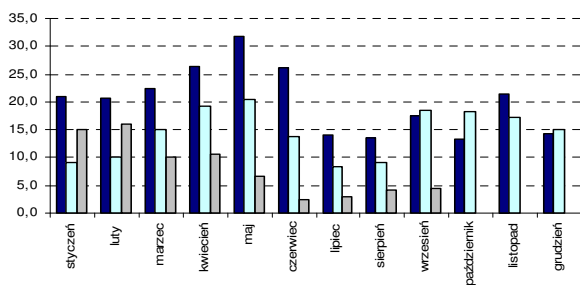
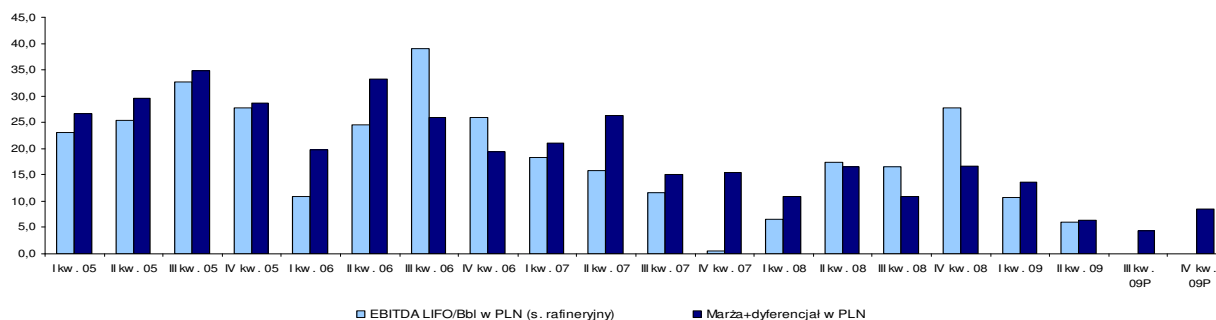


*łączny udział tych krajów produkcji OPEC sięga 54%

Źródło: Bloomberg, szacunki DI BRE

W kontekście przedstawionych wcześniej tendencji zarówno jeśli chodzi o marżę przerobową, jak i dyferencjał, wyniki segmentu rafineryjnego w 3Q nie przyniosą przełomu. Dodatkowym obciążeniem EBIT będzie przeprowadzony 30-dniowy przestój instalacji HOG i HC, których koszty szacujemy na około 150 mln PLN. Ostatecznie wynik operacyjny liczony wg. LIFO będzie ujemny i może sięgnąć -150-160 mln PLN. Ze względu jednak na oczekiwany pozytywny efekt przeszacowania zapasów w kwocie 200-250 mln PLN, EBIT raportowany segmentu powinien być dodatni.

Wyniki segmentu rafineryjnego PKN vs. otoczenie makro



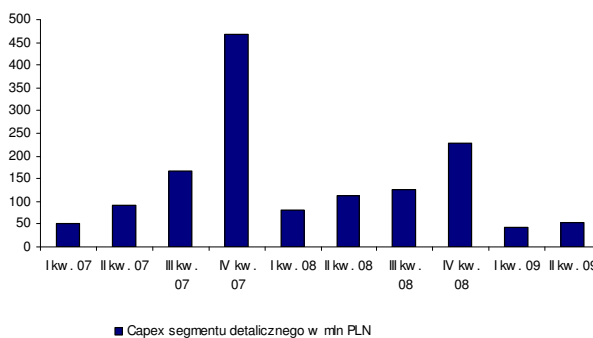
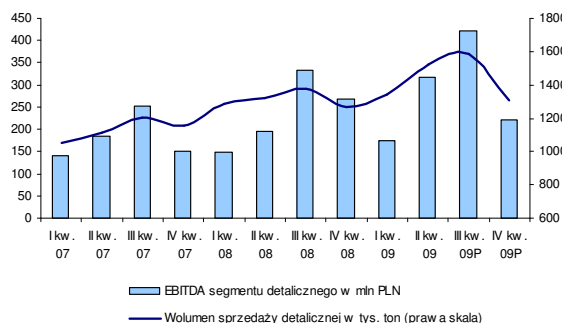
■ Marża GK PKN + dyferencjał w PLN/Bbl 2007 □ 2008 ▨ 2009

■ Dyferencjał Ural-Brent 2007 w PLN/Bbl □ 2008 ▨ 2009

Źródło: Bloomberg, szacunki DIBRE

Segment stacji benzynowych w obecnych trudnych dla rafinerii warunkach makroekonomicznych stanowi w ramach Grupy Orlen czynnik stabilizujący zarówno przepływy pieniężne, jak i raportowany zysk operacyjny. W pierwszym półroczu EBIT na tej działalności sięgnął 310 mln PLN vs. 192 mln PLN rok wcześniej. Tak znacząca poprawa to przede wszystkim wzrost sprzedaży paliw w ujęciu wolumenowym (w szczególności na rynku polskim w 2Q'09- aż o 9,5%) oraz zwiększenie marży pozapaliwowej (+66 mln PLN r/r to w dużej mierze zasługa rozwoju koncepcji „stop cafe” i „bistro cafe”). Pozytywnym zaskoczeniem jest także utrzymujący się wysoki poziom marż detalicznych, mimo wzrostowych tendencji na cenach ropy i paliw. Ostatnie zapowiedzi Zarządu wskazują, że tendencje z 2Q są również widoczne w 3Q, co skłoniło nas do podwyższenia całorocznych prognozy EBIT dla tego segmentu do 754 mln PLN. Zwracamy ponadto uwagę, iż powoli kończy się program rewitalizacji sieci stacji (widoczna tendencja spadkowa na nakładach inwestycyjnych), co powinno pozwolić na dalszą poprawę wyników na tej działalności (przykładowo w 2Q'08 modernizowanych było 78 obiektów, a w 2Q'09 już tylko 14).

EBITDA segmentu detalicznego vs. wolumen sprzedaży paliw na stacjach

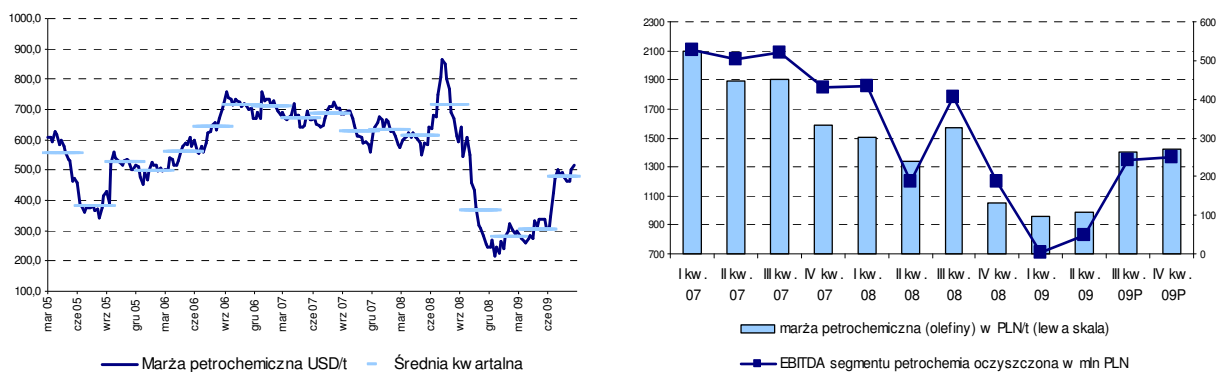


Źródło: Bloomberg, szacunki DIBRE

Segment petrochemiczny

Od początku lipca obserwujemy znaczącą poprawę marż petrochemicznych, zarówno jeśli chodzi o olefiny jak i poliolefiny, mimo systematycznego wzrostu cen wsadu do produkcji w związku z droższą ropą. Odbudowa rentowności w tym segmencie to z jednej strony efekt odbudowującego się popytu na tworzywa (w tym rządowych programów pomocowych skierowanych przede wszystkim do sektora motoryzacyjnego), a z drugiej kwestia serii niezaplanych przestoju instalacji (potencjał 2,5 mln ton), które obok wcześniejszych ekonomicznych redukcji wykorzystania mocy doprowadziły do szybkiego spadku podaży petrochemikaliów (w szczególności propylenu, etylenu oraz butadienu). Chodzi o awarie instalacji krakingu we Francji, Włoszech, Szwecji i Norwegii, a także problemy z płynnością producenta z Serbii. Nie bez znaczenia była także przerwa w pracy instalacji w Płocku (produkcja została wznowiona w lipcu). Obecnie kalkulowana przez nas marża na olefinach wynosi około 516 USD/t, podczas gdy w pierwszym półroczu było to średnio tylko 300 USD/t. Nadal jest to poziom odbiegający istotnie od średniej dla lat 2007-08 (około 630 USD/t), ale powinien on naszym zdaniem pozwolić na znaczną poprawę wyników operacyjnych segmentu petchem w ramach Grupy Orlen. Szacujemy, że EBIT na tej działalności w 3Q może sięgnąć 50 mln PLN wobec -162 mln PLN straty w 1Q'09 i -180 mln PLN w 2Q'09. Korzystnie na rezultat finansowy w porównaniu q/q powinien również wpłynąć brak przestoju remontowych, co pozwoli na wzrost wolumenów sprzedaży (sytuacja popytowa na to pozwala). Oczekujemy, że w scenariuszu kontynuacji obserwowanego obecnie ożywienia w światowej gospodarce kolejne miesiące przyniosą dalszą systematyczną odbudowę marż petrochemicznych.

Marża petrochemiczna vs. wynik EBITDA segmentu petrochemicznego PKN



Źródło: Bloomberg, PKN, szacunki DIBRE

Zapasy obowiązkowe

Ministerstwo Gospodarki przygotowało w ostatnich miesiącach założenia do projektu nowej ustawy o zapasach obowiązkowych paliw, która ma dostosować polskie przepisy w tej kwestii do nowej dyrektywy Komisji Europejskiej. Propozycja resortu to efekt pracy grupy ekspertów i konsultacji z branżą paliwową oraz Ministerstwem Finansów. Zakłada ona zmianę systemu gromadzenia rezerw ropy oraz paliw gotowych poprzez przeniesienie tego obowiązku ze spółek paliwowych na państwową agencję powołaną specjalnie w tym celu. W projekcie przygotowanym przez ministerstwo proponowanych jest kilka wariantów wdrożenia tych zmian, łącznie z pomysłami finansowania ewentualnego wykupu obecnych zapasów od Orlenu (5,6 mld PLN, czyli 13,1 PLN na akcję), Lotosu (1,7 mld PLN, czyli 13 PLN na akcję) i pozostałych graczy. Opracowane zostały także rozwiązania dotyczące opłat za utrzymanie rezerw i dzierżawę niezbędnej infrastruktury, w tym obiektów należących do polskich rafinerii (w przypadku Orlenu, który posiada relatywnie najwięcej własnej infrastruktury ewentualne opłaty za utrzymanie zapasów uiszczane do agencji rządowej mają szansę być w pełni skompensowane przez dochody z dzierżawy magazynów). Obecnie, założenia do ustawy są przedmiotem analiz polskiego rządu i prawdopodobnie na przełomie września i października powinna zostać ostatecznie podjęta decyzja, która koncepcja będzie realizowana. Wśród najbardziej prawdopodobnych, wymieniana jest emisja obligacji przez BGK na rzecz specjalnego funduszu celowego na kształt istniejącego Krajowego Funduszu Drogowego. Ostatnio pojawiły się także doniesienia prasowe o prowadzonych rozmowach na ten temat z bankiem komercyjnym. Nie podano w tej sprawie szczegółów, ale naszym zdaniem może tutaj chodzić o koncepcję wykorzystania zapasów obowiązkowych jako instrumentu bazowego dla produktów pochodnych sprzedawanych przez bank inwestycyjny. W ten sposób zapasy stałyby się aktywem finansowym i mogłyby przynosić regularny stały dochód, który byłby

podstawą do obsługi wspomnianych obligacji. Na razie są to jednak tylko spekulacje i na dyskontowanie tego pozytywnego scenariusza jest jeszcze za wcześnie. Ewentualna decyzja Rady Ministrów w tej sprawie mogłaby jednak stanowić istotne wsparcie dla kursu Orlenu i Lotosu, gdyż oznaczałoby obniżenie długu netto oraz ograniczenie kapitału obrotowego (w szczególności w Lotosie, gdzie planowany jest istotny wzrost wolumenów po zakończeniu programu 10+).

Warunki kredytowe

27 kwietnia 2009 Orlen z sukcesem zakończył negocjacje z konsorcjum banków dotyczące zgody na czasowe przekroczenie dopuszczalnego wskaźnika dług_netto/EBITDA powyżej 3,5. Tym samym w sprawozdaniu za I-sze półrocze możliwe było przeksięgowanie zobowiązań w kwocie 9,5 mld PLN z pozycji krótkoterminowych na długoterminowe, a banki odblokowały wcześniej przyznane a niewykorzystane linie kredytowe w kwocie 1 mld EUR. Według zapewnień Spółki podwyższona marża na okres karencji nie przekracza 300 punktów bazowych. Obecnie inwestorzy obawiają się jednak, że w przyszłym roku Orlen będzie musiał ponownie przystąpić do negocjacji z instytucjami kredytującymi, gdyż na koniec 2009 roku kiedy znów sprawdzane będą kowenanty, zadłużenie netto przekroczy 3,5-krotność strumienia EBITDA. Według naszych szacunków przy obecnym poziomie kursów walutowych USD/PLN i EUR/PLN Spółka powinna, mimo trudnego otoczenia makro, opóźnienia w procesie sprzedaży aktywów i realizowanych w 3Q wysokich płatności (kara dla Agrofertu i zobowiązania za zapasy obowiązkowe na łączną kwotę 1 mld PLN), spełnić ten warunek (prognoza dług_netto do EBITDA na poziomie 3,4). Bufor bezpieczeństwa w tym wypadku nie jest jednak znaczący i dlatego nie można wykluczyć konieczności ponownego aneksowania umów kredytowych. W naszej opinii z uwagi na poprawę globalnego otoczenia na rynkach finansowych i fakt osiągnięcia satysfakcjonującego porozumienia w znacznie trudniejszych warunkach z kwietnia 2009, kolejna podwyżka marży może sięgnąć co najwyżej 100 punktów bazowych. Nie powinno to jednak oznaczać proporcjonalnego wzrostu kosztów odsetkowych w związku z oczekiwanym obniżeniem zadłużenia netto w Grupie Orlenu w przyszłym roku (zmniejszony Capex, sprzedaż Polkomtela, możliwe uwolnienie gotówki z zapasów).

Spory z Agrofertem i Jukosem

W wyniku decyzji Sądu Arbitrażowego w Pradze z 30 czerwca 2009 PKN Orlen został zobowiązany do zapłaty na rzecz spółki Agrofert 77,3 mln EUR kary umownej wraz z odsetkami w kwocie 28,3 mln EUR (łącznie równowartość 460 mln PLN została uiszczona przez PKN 3 lipca). Orzeczenie dotyczy postępowania związanego z procesem prywatyzacji Unipetrolu z lat 2003-04 i niewywiązania się z umów, w których Orlen zobowiązał się do odsprzedaży części aktywów spółce Agrofert. Jednocześnie Sąd Arbitrażowy oddalił w całości dwie inne skargi Agrofertu opiewające odpowiednio na kwoty 77,3 mln EUR i 15,8 mln EUR. Nadal nierozstrzygnięte pozostaje postępowanie w sprawie czwartego pozwu Agrofertu, w którym spółka ta domaga się od Orlenu odszkodowania sięgającego 700 mln EUR. W tym wypadku podzielamy jednak opinię Zarządu PKN, iż argumentacja tej skargi (nieuczciwa konkurencja i naruszenie dobrego imienia Agrofertu) oraz skala kwoty wydają się kompletnie nieuzasadnione.

Tymczasem w Sądzie Arbitrażowym przy Międzynarodowej Izbie Handlowej w Londynie Orlen złożył wniosek o wszczęcie postępowania przeciwko Yukos International w związku z nabyciem akcji Mazeikiu Nafta. Roszczenia dotyczą niezgodności ze stanem faktycznym niektórych oświadczeń Yukos International dotyczących sytuacji rafinerii w Możejkach na dzień zamknięcia transakcji (wówczas zakład był już zniszczony przez pożar i wstrzymane zostały dostawy ropy rurociągiem Przyjaźń). Na obecnym etapie polski koncern domaga się zwrotu kwoty 250 mln USD, zdeponowanej na rachunku zastrzeżonym (element umowy zakupu Możejek), ale nie wyklucza formułowania kolejnych roszczeń. W naszej opinii argumenty Orlenu są w pełni uzasadnione i istnieje wysokie prawdopodobieństwo odzyskania wyżej wymienionej kwoty (równowartość 715 mln PLN bez odsetek) z rachunku escrow. Postępowanie arbitrażowe jeszcze się jednak nie rozpoczęło i cały proces może potrwać kilka lat zanim pojawi się ostateczne rozstrzygnięcie.

Restrukturyzacja zatrudnienia

W ramach programu dobrowolnych odejść w polskiej części koncernu w tym roku liczba zatrudnionych powinna się zmniejszyć o około 270 osób. Kolejne 250 osób ma być zwolnione w rafinerii w Możejkach. Podobne kroki zostały podjęte w czeskim Unipetrolu. Zarząd szacuje, że liczba pracowników w ramach Grupy Orlen spadnie na koniec grudnia o około 600-1000 osób (obecnie zatrudnienie skonsolidowane sięga około 23 tys. osób). Odprawy dla

zwalnianych pracowników powinny tylko w niewielkim stopniu infekować tegoroczny rachunek wyników z uwagi na wykorzystanie w tym celu utworzonej wcześniej rezerwy restrukturyzacyjnej. Pozytywne efekty optymalizacji zatrudnienia powinny być widoczne w 2010 roku, kiedy to koszty z tego tytułu mogą zostać obniżone o 50-70 mln PLN. Zarząd zamierza jednak kontynuować ten proces również w kolejnych latach (w ciągu 5 lat redukcja ma sięgnąć 19% załogi).

Planowane dezinwestycje

Zarząd PKN Orlen wśród głównych planowanych dezinwestycji wymienia posiadany przez Spółkę 24,39% pakiet operatora komórkowego Polkomtel oraz 85% udziałów w grupie chemicznej Anwil. Wartość tych aktywów po opodatkowaniu szacujemy odpowiednio na 3,4 mld PLN (8,0 PLN na akcję) oraz 1,4 mld PLN (3,2 PLN na akcję). Orlen wystawił także na sprzedaż 12 stacji benzynowych oraz bazy magazynowe o wartości wywoławczej sięgającej 100 mln PLN. Zapowiedziano także przegląd posiadanych spółek zależnych, a wpływy ze sprzedaży części z nich w perspektywie 3 lat szacowane są na kilkaset mln PLN. Wśród potencjalnych podmiotów, które mogą znaleźć się na tej liście wymienia się m.in. spółki transportowe Orlen Transport i Orlen Koltrans. Według naszych wstępnych szacunków wartość tych aktywów może wynosić odpowiednio 60-65 mln PLN oraz 50-55 mln PLN. Na razie jednak trudno określić harmonogram ewentualnego ich spieniężenia.

Polkomtel

Kierownictwo koncernu spodziewa się pierwszych ofert na Polkomtel na przełomie października i listopada (harmonogram przygotowany przez doradcę przy transakcji bank Nomura). Ważnym aspektem w określeniu terminu ewentualnej sprzedaży akcji operatora jest umowa dotychczasowych akcjonariuszy przewidująca prawo pierwokupu (od momentu wystawienia na sprzedaż inni właściciele mają 30 dni na rozważenie dokupienia udziałów). Na pewno z tego prawa nie będzie chciała skorzystać PGE (Spółka zapowiedziała sprzedaż swojego 21,85% pakietu), nie wiadomo natomiast jak zachowają się pozostali współudziałowcy (KGHM 24,39%, Węglokoks 4,98% oraz Vodafone 24,39%). Wydaje się jednak, że potencjalnym zainteresowanym będzie tylko Vodafone, choć ostatnie doniesienia agencyjne raczej wskazują na brak determinacji tego koncernu w tej kwestii. W przypadku braku chętnych na pakiet należący do PKN i PGE w otwartym przetargu, możliwy jest także debiut giełdowy operatora, do którego Zarząd Polkomtela już rozpoczął przygotowania. Taki scenariusz oznaczałby jednak opóźnienie całego procesu i wymagałby zgody pozostałych akcjonariuszy, co może być trudne.

Anwil

Według aktualnego harmonogramu przygotowanego przez doradcę przy procesie sprzedaży Anwilu, memorandum informacyjne dla inwestorów powinno być gotowe we wrześniu i w październiku można oczekiwać pierwszych ofert kupna. Bazując na wskaźnikach EV/EBITDA (mediana dla sektora na lata 2008/10) szacujemy wartość posiadanego przez Orlen 85% na 1,7 mld PLN (po opodatkowaniu na poziomie jednostkowym 1,4 mld PLN). Trudno na tym etapie ocenić prawdopodobieństwo finalizacji tej transakcji w tym roku i poziom zainteresowania tą ofertą. Warto podkreślić jednak, że Anwil powinien stanowić ciekawą ofertę dla inwestorów branżowych ze względu na integrację surowcową z rafinerią i możliwość rozwijania tej współpracy w przypadku rozbudowy mocy produkcyjnych. Zwracamy także uwagę, na to że poniższa wycena wskaźnikowa opiera się na danych skonsolidowanych Grupy Anwil, które w tym roku są mocno obniżane przez stratę czeskiej Spolany. Wydaje się więc, że jeśli ta spółka miałaby obniżyć wycenę Anwilu to Orlen raczej będzie chciał ją wydzielić z transakcji.

Wycena wskaźnikowa GK Anwil*

(mln PLN)	2008	2009P	2010P
EBITDA	433	244	354
Dług netto (koniec 2008)	91	91	91
EV/EBITDA (mediana sektor)	4,2	8,5	6,3
Implikowana wycena kapitału własnego	1713	1972	2155
Ostateczna wycena GK Anwil	1947		
Wartość 85% pakietu należącego do Orleu	1655		
Wartość bilansowa pakietu	176		
Wartość netto pakietu	1374		

*łącznie ze Spolaną

Źródło: PKN Orlen, szacunki DI BRE



Założenia makroekonomiczne

W poniższej tabeli przedstawiamy założenia makroekonomiczne przyjęte do modelu DCF.

USD/Bbl	2005	2006	2007	2008	2009P	2010P	2011P	2012P	2013P	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P
ropa Brent	54,5	65,4	72,8	98,0	60,6	70,0	80,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0
ropa Ural	50,4	61,2	69,5	95,1	59,6	68,2	78,0	87,6	87,7	87,7	87,7	87,8	87,8	87,8
dyferencjał Ural-Brent	4,1	4,2	3,3	2,9	1,0	1,8	2,0	2,4	2,3	2,3	2,3	2,2	2,2	2,2
marża produktowa PKN	6,3	4,5	6,4	4,9	3,3	3,3	4,0	4,3	4,6	5,0	5,3	5,7	5,5	5,5
marża produktowa Możejki	5,4	2,1	3,6	2,7	2,0	2,0	4,8	5,0	5,3	5,5	5,7	6,0	6,2	6,2
marża produktowa Unipetrol	8,5	5,9	7,3	9,7	5,1	5,5	5,6	5,8	5,9	6,1	6,2	6,4	6,5	6,5
Przerób ropy w mln ton														
Orlen	12,8	13,7	14,0	14,2	14,2	15,0	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7
Unipetrol	2,6	4,3	4,1	4,5	4,2	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
Możejki			5,0	9,2	8,8	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
Produkcja petrochemiczna w tys. ton	1923	3051	3059	2956	2577	3204	3375	3804	3575	3804	3575	3804	3575	3805
Produkcja chemiczna w tys. ton	1326	1804	1826	1759	1691	1778	1798	1878	1878	1878	1878	1878	1878	1878
Chemia i petrochemia														
Marża chemiczna w EUR/t	500	535	620	609	488	528	538	565	565	557	557	557	557	557
Marża petrochemiczna w USD/t	498	559	660	553	406	461	475	522	522	507	507	507	507	507
Marża HDPE+LDPE USD/t	666	683	660	650	552	554	570	602	602	584	584	584	584	584
Marża PP USD/t	679	625	634	659	509	537	553	612	612	593	593	593	593	593
Marża PTA w USD/t			896	1041	731	866	866	926	1045	926	866	866	926	926
Pozostałe założenia makroekonomiczne														
kurs USD/PLN	3,23	3,11	2,77	2,42	3,12	2,96	2,80	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69
kurs EUR/PLN	4,02	3,90	3,78	3,48	4,30	3,91	3,80	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50

Źródło: Bloomberg, PKN, Majeikiu 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 38,2 PLN.

Wycena DCF

Założenia modelu

1. Przepływy pieniężne dyskontujemy na koniec sierpnia 2009 roku. Przy ustalaniu wartości firmy uwzględniamy dług netto na koniec grudnia 2008 roku pomniejszony o otrzymaną w lutym transzę odszkodowania dla Możejek (63 mln USD) oraz powiększony o kwotę odkupu od rządu litewskiego 10% pakietu rafinerii w ramach opcji put (290 mln USD). Uwzględniamy także koszty kar umownych zasądzonych przez Sąd Arbitrażowy na rzecz Agrofertu (460 mln PLN zapłacone w lipcu powiększone o rezerwę 164 mln PLN na dodatkowe koszty wynikające z toczącego się ostatniego postępowania).
2. W modelu uwzględniamy przedstawione w poprzednim rozdziale założenia makroekonomiczne.
3. Wartość firmy powiększamy o posiadane udziały w Polkomtelu wraz z pakietem dokupionym pod koniec 2008 roku (po cenie nabycia, czyli 733 mln PLN).
4. W roku 2018 amortyzacja jest wyższa niż CAPEX, co nie jest do utrzymania w dłuższym terminie, dlatego przy obliczaniu wartości rezydualnej, korygujemy wielkość amortyzacji do 1,9 mld PLN.
5. Przy obliczaniu FCF_{TV} do wartości rezydualnej przyjmujemy poziom sprzedaży oraz marżę EBITDA z roku 2018.
6. Po roku 2018 zakładamy wzrost FCF na poziomie 1%. Ponadto przyjmujemy stopę wolną od ryzyka na poziomie 6,25%, współczynnik beta na poziomie 1,0.



Model DCF wyceny akcji PKN Orlen

(mln PLN)	2009P	2010P	2011P	2012P	2013P	2014P	2015P	2016P	2017	2018	2018+
Przychody ze sprzedaży	60 200	70 868	79 175	88 614	90 116	91 081	91 014	92 312	92 222	93 339	93 339
zmiana	-24,3%	17,7%	11,7%	11,9%	1,7%	1,1%	-0,1%	1,4%	-0,1%	1,2%	0,0%
EBITDA	3 828,9	4 336,3	4 992,3	6 429,3	6 101,4	5 992,4	5 966,8	6 234,4	6 216,8	6 294,0	6 294,0
marża EBITDA	6,4%	6,1%	6,3%	7,3%	6,8%	6,6%	6,6%	6,8%	6,7%	6,7%	6,7%
Amortyzacja	2 677,7	2 736,1	2 928,5	2 933,4	2 738,4	2 494,5	2 352,0	2 298,5	2 159,4	2 140,1	1 943,4
EBIT	1 151,2	1 600,2	2 063,8	3 495,9	3 363,0	3 497,9	3 614,8	3 935,9	4 057,5	4 153,9	4 350,6
marża EBIT	1,9%	2,3%	2,6%	3,9%	3,7%	3,8%	4,0%	4,3%	4,4%	4,5%	4,7%
Opodatkowanie EBIT	218,7	304,0	392,1	664,2	639,0	664,6	686,8	747,8	770,9	789,2	826,6
NOPLAT	932,5	1 296,1	1 671,7	2 831,7	2 724,1	2 833,3	2 928,0	3 188,1	3 286,5	3 364,7	3 524,0
CAPEX	-3 716	-3 950	-3 185	-2 468	-2 293	-1 943	-1 943	-1 943	-1 943	-1 943	-1 943
Kapitał obrotowy	402	-921	-763	-4 131	-303	-297	-271	-133	3	-36	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	296	-839	653	-834	2 866	3 087	3 065	3 411	3 505	3 526	3 527
WACC	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,1%	9,2%	9,2%	9,2%	9,3%	9,3%	9,5%
współczynnik dyskonta	97,2%	89,1%	81,7%	75,0%	68,7%	62,9%	57,6%	52,8%	48,3%	44,2%	44,2%
PV FCF	287	-748	534	-625	1 969	1 943	1 767	1 800	1 693	1 557	
WACC	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,1%	9,2%	9,2%	9,2%	9,3%	9,3%	9,5%
Koszt długu	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%
Stopa wolna od ryzyka	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%
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	41,0%	41,8%	41,1%	41,7%	39,3%	38,7%	38,3%	37,4%	36,7%	36,2%	31,7%
Koszt kapitału własnego	11,3%	11,3%	11,3%	11,3%	11,3%	11,3%	11,3%	11,3%	11,3%	11,3%	11,3%
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	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)	41 273						Wzrost FCF w nieskończoności				
Zdyskontowana wartość rezydualna (PV TV)	18 233						0,0%	1,0%	2,0%	3,0%	4,0%
Zdyskontowana wartość FCF w okresie prognozy	10 176	WACC +1,0pp	29,5	33,4	38,2	44,3	52,3				
Dług netto	13 397	WACC +0,5pp	31,3	35,7	41,1	48,1	57,3				
Udziałowcy mniejszościowi	2 719	WACC	33,4	38,2	44,3	52,3	63,2				
Dodatkowe rezerwy na pozew Agrofertu	-624	WACC -0,5pp	35,7	41,1	48,1	57,3	70,3				
Wartość firmy	11 669	WACC -0,1,0pp	38,2	44,3	52,3	63,2	78,9				
Liczba akcji (mln)	427,7										
Wartość firmy na akcję (PLN)	27,3										
Wartość udziałów w Polkomtelu na jedną akcję	8,0										
Ostateczna wartość firmy na akcję (PLN)	35,3										
9-cio miesięczny koszt kapitału własnego	8,4%										
Cena docelowa	38,2										
EV/EBITDA('09) dla ceny docelowej	8,5										
P/E('09) dla ceny docelowej	16,3										
Udział TV w EV	56%										



Wycena porównawcza

	Cena	P/E				EV/EBITDA			
		2008	2009P	2010P	2011P	2008	2009P	2010P	2011P
MOL	14550	7,6	17,4	9,6	7,8	5,4	6,1	5,1	4,3
OMV	28,4	4,5	10,9	7,1	5,8	3,4	4,9	3,9	3,4
Lotos*	23,0	-5,8	7,8	5,8	2,4	36,7	10,8	8,4	5,1
Tupras	25,3	7,2	10,2	8,6	7,8	4,0	6,7	5,9	5,0
Hellenic	7,3	8,6	12,3	11,2	9,3	6,9	8,7	8,1	6,8
Unipetrol (CZK)	140,7	25,1	38,7	12,4	9,7	5,0	6,1	4,7	4,0
SNP Petrom	0,3	7,1	11,4	9,0	6,7	3,6	4,7	3,5	3,0
ERG	10,0	12,8	-68,4	17,6	13,1	3,1	12,9	4,5	3,8
Neste	11,3	6,4	20,8	14,0	8,7	4,4	8,3	6,4	4,8
Motor Oil	9,9	7,9	9,8	8,8	8,1	6,9	8,1	7,4	7,1
INA	1531,1	16,7	18,5	9,7	6,4	7,5	7,5	5,1	3,9
Maksimum		25,1	38,7	17,6	13,1	36,7	12,9	8,4	7,1
Minimum		-5,8	-68,4	5,8	2,4	3,1	4,7	3,5	3,0
Mediana		7,6	11,4	9,6	7,8	5,0	7,5	5,1	4,3
PKN	27,2	-4,6	11,7	9,2	8,2	21,6	5,0	4,4	3,8
(premia / dyskonto)		-160,8%	2,7%	-4,0%	4,5%	335,9%	-33,3%	-13,7%	-11,4%
Implikowana wycena									
Mediana		7,6	11,4	9,6	7,8	5,0	7,5	5,1	4,3
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)		32,9							

EV/EBITDA w oparciu o dług netto na koniec 2008

Dług netto PKN skorygowany o wartość pakietu Polkomtela i zapasy obowiązkowe w kwocie 5,6 mld PLN

Kalkulacja wskaźników dla Lotosu na bazie długu netto odpowiednio z lat 2007-10

Rachunek wyników

(mln PLN)	2006	2007	2008	2009P	2010P	2011P	2012P
Przychody ze sprzedaży	52 867	63 793	79 535	60 200	70 868	79 175	88 614
<i>zmiana</i>	<i>28,4%</i>	<i>20,7%</i>	<i>24,7%</i>	<i>-24,3%</i>	<i>17,7%</i>	<i>11,7%</i>	<i>11,9%</i>
EBIT	2 576,6	2 603,9	-1 603,8	1 151,2	1 600,2	2 063,8	3 495,9
Rafineria	1 614,0	1 689,0	53,0	1 184,0	1 049,9	1 254,3	1 954,4
w tym efekt LIFO	32,0	1 167,0	-1 843,0	933,6	326,2	51,5	597,5
Detal	439,0	423,0	625,0	753,9	760,7	784,8	829,4
Petrochemia	842,0	1 068,0	144,0	-209,7	185,2	384,5	1 032,7
Chemia	224,0	246,0	285,0	91,8	199,2	241,0	286,4
Pozostałe	8,0	-155,0	137,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Koszty nieprzypisane	-550,4	-667,1	-2 977,8	-668,8	-594,9	-600,8	-606,8
EBIT LIFO	2 544,6	1 436,9	239,2	217,6	1 273,9	2 012,3	2 898,4
Wynik na działalności finansowej	-68,0	139,8	-1 578,6	-298,4	-327,3	-623,6	-702,8
Wynik zdarzeń nadzwyczajnych	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
Pozostałe	220,7	267,4	266,5	300,0	300,0	300,0	300,0
Zysk brutto	2 729,3	3 011,1	-2 915,9	1 152,8	1 572,9	1 740,2	3 093,1
Podatek dochodowy	669,1	530,6	-388,8	203,0	298,9	330,6	587,7
Udziałowcy mniejszościowi	74,2	68,0	-21,4	-50,8	15,4	-9,7	-0,3
Zysk netto	1 986,0	2 412,4	-2 505,7	1 000,6	1 258,7	1 419,2	2 505,8
<i>zmiana</i>	<i>-56,6%</i>	<i>21,5%</i>	<i>-203,8%</i>	<i>-139,9%</i>	<i>25,8%</i>	<i>12,8%</i>	<i>76,6%</i>
<i>marża</i>	<i>3,8%</i>	<i>3,8%</i>	<i>-3,2%</i>	<i>1,7%</i>	<i>1,8%</i>	<i>1,8%</i>	<i>2,8%</i>
Amortyzacja	2 108,1	2 431,4	2 491,4	2 677,7	2 736,1	2 928,5	2 933,4
EBITDA	4 684,7	5 035,3	887,6	3 828,9	4 336,3	4 992,3	6 429,3
<i>zmiana</i>	<i>-30,4%</i>	<i>7,5%</i>	<i>-82,4%</i>	<i>331,1%</i>	<i>13,3%</i>	<i>15,1%</i>	<i>28,8%</i>
<i>marża EBITDA</i>	<i>8,9%</i>	<i>7,9%</i>	<i>1,1%</i>	<i>6,4%</i>	<i>6,1%</i>	<i>6,3%</i>	<i>7,3%</i>
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	2,3	2,9	3,3	5,9
CEPS	9,6	11,3	0,0	8,6	9,3	10,2	12,7
ROAE	11,2%	12,4%	-13,3%	5,4%	6,5%	7,0%	11,5%
ROAA	5,0%	5,3%	-5,4%	2,1%	2,5%	2,6%	4,4%

**Bilans**

(mln PLN)	2006	2007	2008	2009P	2010P	2011P	2012P
AKTYWA	45 419,1	46 103,3	46 975,8	48 619,6	52 730,0	55 286,9	57 509,8
Majątek trwały	27 660,8	26 736,4	29 280,9	30 319,4	31 533,5	31 789,8	31 324,8
Rzeczowe aktywa trwałe	25 199,7	24 833,5	26 268,8	27 324,8	28 536,2	28 808,0	28 369,0
Wartości niematerialne i prawne	619,8	531,0	557,0	539,6	542,2	526,8	500,8
Udziały w innych podmiotach	716,3	700,3	1 561,1	1 561,1	1 561,1	1 561,1	1 561,1
Pozostałe aktywa trwałe	1 125,0	671,5	893,9	893,9	893,9	893,9	893,9
Majątek obrotowy	17 758,3	19 367,0	17 694,9	18 300,2	21 196,5	23 497,1	26 185,0
Zapasy	7 398,9	10 365,4	9 089,0	10 241,1	11 802,4	13 063,4	14 924,6
Należności krótkoterminowe	6 293,7	6 884,5	6 356,2	6 321,0	7 441,2	8 313,4	8 950,0
Pozostałe aktywa obrotowe	1 714,4	618,9	905,4	525,4	525,4	525,4	525,4
Środki pieniężne i ich ekwiwalent	2 351,3	1 498,2	1 344,2	1 212,6	1 427,5	1 594,8	1 784,9
PASYWA	45 419,1	46 103,3	46 975,8	48 619,6	52 730,0	55 286,9	57 509,8
Kapitał własny	18 850,9	19 935,3	17 813,1	18 993,7	19 952,4	20 816,8	22 740,6
Kapitał akcyjny	1 057,6	1 057,6	1 057,6	1 057,6	1 057,6	1 057,6	1 057,6
Pozostałe kapitały własne	17 793,3	18 877,6	16 755,5	17 936,1	18 894,7	19 759,1	21 683,0
Kapitał mniejszości	2 731,6	2 638,0	2 718,6	2 667,7	2 683,1	2 673,4	2 673,1
Zobowiązania długoterminowe	8 958,1	11 091,4	4 634,2	14 022,1	15 169,0	15 445,3	17 055,6
Pożyczki i kredyty	6 211,2	8 602,7	2 610,7	11 998,6	13 145,5	13 421,8	15 032,1
Pozostałe	2 747,0	2 488,7	2 023,5	2 023,5	2 023,5	2 023,5	2 023,5
Zobowiązania krótkoterminowe	14 878,4	12 438,7	21 809,9	12 936,1	14 925,5	16 351,4	15 040,4
Pożyczki i kredyty	4 277,9	1 719,2	11 282,1	2 397,9	2 627,1	2 682,3	3 004,1
Zobowiązania handlowe	8 221,4	9 181,2	8 414,1	9 933,1	11 693,3	13 063,9	11 431,2
Pozostałe	2 379,1	1 538,2	2 113,7	605,2	605,2	605,2	605,2
Dług	10 489,1	10 321,9	13 892,8	14 396,4	15 772,5	16 104,1	18 036,2
Dług netto	8 137,8	8 823,7	12 548,5	13 183,8	14 345,1	14 509,3	16 251,3
(Dług netto / Kapitał własny)	43,2%	44,3%	70,4%	69,4%	71,9%	69,7%	71,5%
(Dług netto / EBITDA)	1,7	1,8	14,1	3,4	3,3	2,9	2,5
BVPS	44,1	46,6	41,6	44,4	46,6	48,7	53,2



Przepływy pieniężne

(mln PLN)	2006	2007	2008	2009P	2010P	2011P	2012P
Przepływy operacyjne	3 693,2	1 965,1	3 616,8	3 757,8	3 116,1	3 899,1	1 711,1
Zysk netto	2 060,2	2 480,4	-2 526,6	949,8	1 274,1	1 409,5	2 505,4
Amortyzacja	2 108,1	2 431,4	2 491,4	2 677,7	2 736,1	2 928,5	2 933,4
Kapitał obrotowy	-492,8	-2 830,4	1 358,2	402,0	-921,3	-762,5	-4 130,5
Pozostałe	17,6	-116,3	2293,8	-271,6	27,3	323,6	402,8
Przepływy inwestycyjne	-6 746,2	-2 845,1	-4 385,0	-4 201,9	-3 584,5	-3 099,9	-2 373,4
CAPEX	-1 924,6	-3 693,7	-3 969,4	-3 716,3	-3 950,1	-3 184,9	-2 468,4
Inwestycje kapitałowe	-5 836,5	-539,5	-736,9	-1 058,5	0,0	0,0	0,0
Pozostałe	1015,0	1388,2	321,3	572,8	365,6	84,9	95,0
Przepływy finansowe	4 277,6	27,0	612,6	312,4	683,3	-631,8	852,4
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	983,7	1 376,1	331,5	1 932,1
Dywidenda (buy-back)	0,0	0,0	-692,9	0,0	0,0	-254,8	-281,9
Pozostałe	-227,8	-640,9	-596,7	-671,2	-692,8	-708,6	-797,8
Zmiana stanu środków pieniężnych	1 224,5	-853,1	-155,6	-131,6	214,9	167,3	190,1
Środki pieniężne na koniec okresu	2 351,3	1 498,2	1 344,2	1 212,6	1 427,5	1 594,8	1 784,9
DPS (PLN)	0,00	0,00	1,62	0,00	0,00	0,60	0,66
FCF	-4 238,3	-2 559,0	-2 071,7	-746,9	-834,0	714,2	-757,3
(CAPEX / Przychody ze sprzedaży)	3,6%	5,8%	5,0%	6,2%	5,6%	4,0%	2,8%

Wskaźniki rynkowe

	2006	2007	2008	2009P	2010P	2011P	2012P
P/E	5,8	4,8	-	11,6	9,2	8,2	4,6
P/CE	2,8	2,4	-	3,2	2,9	2,7	2,1
P/BV	0,6	0,6	0,7	0,6	0,6	0,6	0,5
P/S	0,2	0,2	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1
FCF/EV	-18,9%	-11,1%	-7,7%	-2,7%	-2,9%	2,5%	-2,5%
EV/EBITDA	4,8	4,6	30,3	7,2	6,6	5,8	4,7
EV/EBIT	8,7	8,9	-16,8	23,9	17,9	14,0	8,7
EV/S	0,4	0,4	0,3	0,5	0,4	0,4	0,3
DYield	0,0%	0,0%	6,0%	0,0%	0,0%	2,2%	2,4%
Cena (PLN)	27,15						
Liczba akcji na koniec roku (mln)	427,7	427,7	427,7	427,7	427,7	427,7	427,7
MC (mln PLN)	11 612	11 612	11 612	11 612	11 612	11 612	11 612
Kapitał udziałowców mniej. (mln PLN)	2 732	2 638	2 719	2 668	2 683	2 673	2 673
EV (mln PLN)	22 482	23 074	26 879	27 464	28 640	28 795	30 537



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.klischcz@dibre.com.pl
Paliwa, Chemia, 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

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:

KUPIJ - 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 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 miedzy innymi z sytuacją makroekonomiczną kraju, zmianą regulacji prawnych, zmianami sytuacji na rynkach towarowych. Wylimitowanie 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
data wydania	2009-02-27	2009-06-02
kurs z dnia rekomendacji	21,45	30,50
WIG w dniu rekomendacji	21923,27	30781,55