

wtorek, 18 lutego 2014 | aktualizacja raportu

PKN Orlen: kupuj (podtrzymana)

PKN PW; PKN.WA| Paliwa, Polska

Poprawa w rafinerii uwypatni wartość innych segmentów

Po kilku miesiącach bardzo niskich marż otoczenie rafineryjne zaczyna się poprawiać i uważamy, że proces ten ma charakter strukturalny, a nie krótkoterminowy (spadek spreadu Brent-WTI, wzrost popytu, niskie zapasy diesla, odbudowanie dyferencjału). Wsparciem będą także czynniki lokalne, takie jak premia lądowa, ograniczenie szarej strefy czy niższy koszt biopaliw. Wynik rafinerii w takim otoczeniu powinien zaskoczyć pozytywnie i uwypatnić wartość pozostałych segmentów koncernu, które dziś są niedowartościowane. Detal będzie bowiem kontynuować poprawę z ostatnich kwartałów (mocne marże paliwowe, wzrost zysku z FMCG), a petrochemia wbrew konsensusowi powinna utrzymać dotychczasowe wysokie marże (znaczące opóźnienia w projektach zwiększających podaż vs. rosnący popyt, rosnące ceny gazu w USA). W tym kontekście utrzymujemy rekomendację kupuj z ceną docelową 52,30 PLN/akcję.

Makro w rafinerii zaczyna się poprawiać

Marże benzynowe, których załamanie w 2H'13 pograżyło rentowność przerobu, zaczynają się już odbudowywać. Spadające zapasy ropy w Cushing (usuwanie wąskich gardeł w logistyce) powinny dalej wywierać presję na spread Brent-WTI i obniżyć wskaźnik wykorzystania mocy w amerykańskich rafineriach (widoczny już spadek eksportu netto). Marże będą naszym zdaniem dodatkowo wspierane przez rekordowo niskie zapasy diesla i dodatnie dynamiki popytu. Zwiększenie dostępności ciężkich mieszanek ropy pozwoli ponadto na realizowanie wyższego r/r dyferencjału Ural/Brent. PKN będzie także korzystać z rosnącej premii lądowej w kraju (ograniczenie szarej strefy, niskie ceny detaliczne), spadku kosztów biopaliw (około 150 mln PLN) oraz powrotu wsparcia dla kogeneracji (80 mln PLN).

Niedoceniany segment detaliczny

Niskie nominalne ceny paliw sprzyjają rozszerzeniu marż detalicznych, co potwierdzają wyniki Orlenu już od 3Q'13. Obecnie dochodzą do tego dodatnie dynamiki po stronie wolumenów, ograniczenie szarej strefy (nowe przepisy, konieczność zamknięcia starych stacji niespełniających norm) oraz wzrost sprzedaży pozapaliwowej. W 2014 roku udział segmentu w skonsolidowanym strumieniu EBITDA powinien wynieść prawie 25%. Tymczasem jeśli przyłożymy wskaźnik EV/EBITDA sieci CST Brands (spółka wydzielona z Valero) do sieci Orlenu to implikowane EV segmentu wyniosłoby 12-13 mld PLN, czyli ponad połowę aktualnej EV koncernu.

Petrochemia może zaskoczyć pozytywnie

Ryzykiem dla segmentu petrochemicznego w kolejnych latach miały być nowe moce uruchamiane w regionach o niskim koszcie surowca (USA, Bliski Wschód). Tymczasem część projektów inwestycyjnych jest zawieszana bądź się opóźnia, co jest widoczne chociażby w prognozach IHS, który w ciągu ostatnich 6 miesięcy obniżył projekcje nowej podaży na lata 2014-17 o około 0,8 mln ton rocznie (-10%). Jednocześnie pojawiają się wyraźne sygnały ożywienia popytu, którego dynamika powinna w tym roku przewyższać wzrost potencjału produkcji. Dodatkowo, w ostatnich miesiącach ceny petrochemikaliów winduje skokowy wzrost cen gazu w USA, co poprawia marże instalacji bazujących na nafcie.

(mln PLN)	2012	2013	2014P	2015P	2016P
Przychody	120 101,6	113 853,0	112 543,9	122 209,8	125 057,4
EBITDA	4 284,5	2 503,0	4 948,3	5 320,8	5 732,1
marża EBITDA	3,6%	2,2%	4,4%	4,4%	4,6%
EBIT	2 024,4	333,0	2 653,2	2 922,9	3 438,3
Zysk netto	2 344,8	176,0	1 904,3	2 164,9	2 678,1
DPS	0,00	1,50	1,40	1,82	3,09
P/E	7,6	100,7	9,3	8,2	6,6
P/CE	3,8	7,6	4,2	3,9	3,6
P/BV	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6
EV/EBITDA*	6,1	10,5	5,4	4,7	4,1
DYield	0,0%	3,6%	3,4%	4,4%	7,5%

*wskaźnik uwzględnia sprzedane zapasy obowiązkowe

Cena bieżąca	41,45 PLN
Cena docelowa	52,30 PLN
Kapitalizacja	17,7 mld PLN
Free float	12,8 mld PLN
Średni dzienny obrót (3 m-ce)	82,97 mln PLN

Struktura akcjonariatu

Skarb Państwa	27,52%
Aviva OFE	5,08%
ING IFE	5,02%
Pozostali	62,38%

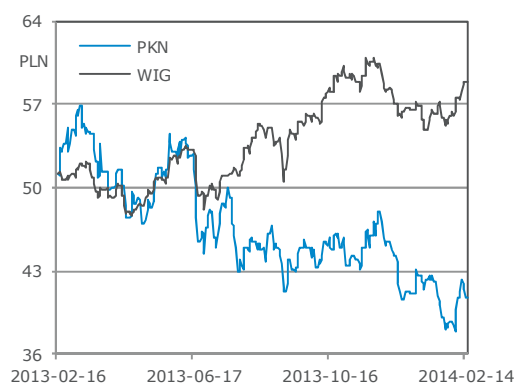
Strategia dotycząca sektora

Marże rafineryjne znalazły się w 2H'13 pod presją, co było związane przede wszystkim z załamaniem cracków benzynowych w związku z rekordową produkcją w USA napędzaną wysokim spreadem Brent-WTI. Sytuacja jednak już się poprawia, a usuwanie wąskich gardeł logistycznych na trasie Cushing-Houston powinno niwelować przewagę surowcową amerykańskich rafinerii. Wsparciem są również pozytywne tendencje na popycie.

Profil spółki

PKN Orlen jest największą spółką rafineryjną w regionie, posiadającą 30 mln ton mocy głębokiego przerobu ropy naftowej rocznie. Ponadto poprzez spółki zależne, PKN Orlen jest aktywny w segmencie chemicznym (Anwil) i petrochemicznym. W 2005 roku PKN Orlen przejął czeską grupę Unipetrol, a w 2006 sfinalizował transakcję nabycia Mazeikiu Nafta na Litwie.

Kurs akcji PKN na tle WIG



Analitik:

Kamil Kliszcz
+48 22 697 47 06
kamil.klischcz@mdm.pl

Wyniki za 4Q i perspektywy na rok 2014

Oczyszczone wyniki Orlenu za 4Q nie odchyliły się istotnie od naszych oczekiwań i rynkowego konsensusu zarówno na poziomie raportowanego EBIT, jak i zysku kalkulowanego metodą LIFO. W raporcie pojawiło się kilka zdarzeń jednorazowych, które warto odnotować: odpis projektu wydobywczego na szelfie łotewskim (-89 mln PLN), zysk księgowy z przejęcia TriOil (+83 mln PLN), rezerwa na ryzyka podatkowe w Rafinerii Trzebinia (-61 mln PLN), odpis na świadectwa pochodzenia (-66 mln PLN). Łącznie saldo na pozostałej działalności operacyjnej wyniosło -168 mln PLN, ale zwracamy uwagę, że EBIT został równocześnie wzmocniony zyskiem na przerobie tańszej ropy w kwocie do 200 mln PLN, tak więc saldo czynników niepowtarzalnych można uznać za neutralne. W ramach rozbięcia segmentowego za duże zaskoczenie można uznać wynik rafinerii, który wg LIFO był zbliżony do 3Q'13 mimo znacznego pogorszenia marż przerobowych Q/Q.

Skonsolidowane wyniki kwartalne Grupy Orlen wg segmentów

(mln PLN)	4Q'12	1Q'13	2Q'13	3Q'13	4Q'13
EBIT	-738	341	-137	617	-489
rafineria	-875	-34	-562	143	-727
w tym efekt LIFO	-487	-69	-412	328	-535
detal	98	37	282	361	235
petrochemia	257	412	238	243	169
w tym efekt LIFO	-26	16	-27	34	-3
chemia*	10	100	85	7	60
nieprzypisane	-228	-168	-176	-127	-226
EBIT LIFO skor.	543	394	446	255	49
Amortyzacja	576	538	535	541	556
EBITDA	-162	879	398	1 158	67
Saldo finansowe	65	-225	-127	204	-7
Zysk brutto	-673	116	-264	821	-496
Zysk netto	-276	149	-207	655	-422

*wyniki Anwilu wydzielone na podstawie szacunków Domu Maklerskiego mBanku
Źródło: PKN Orlen

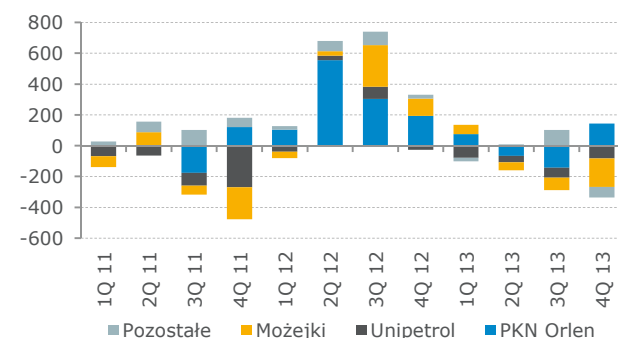
Na poziomie działalności finansowej saldo było neutralne (-7 mln PLN), podczas gdy my oczekiwaliśmy na tym poziomie +96 mln PLN. Główne powody zaskoczenia to niższe dodatnie różnice kursowe (103 mln PLN vs. zakładane 140 mln PLN) oraz wyższe odsetki (-105 mln PLN vs. -35 mln PLN przy średniej dla poprzednich kwartałów na poziomie -42 mln PLN). Koszty odsetkowe powinny jednak w kolejnym kwartale wrócić już do normy, gdyż w 4Q zostały zaburzone przez jednorazowe naliczenie odsetek od zaległych zobowiązań podatkowych w Rafinerii Trzebinia. Operacyjne przepływy pieniężne sięgnęły +1,5 mld PLN (efekt zmian w kapitale obrotowym), co pozwoliło na obniżenie długu netto do 4,6 mld PLN mimo wydatków na przejęcie TriOil w kwocie 0,5 mld PLN.

Segment rafineryjny

W 2013 roku EBIT LIFO segmentu rafineryjnego po oczyszczeniu o zdarzenia jednorazowe wyniósł -348 mln PLN, co oznacza spadek aż o 2,1 mld PLN w ujęciu R/R. Tak duże pogorszenie mimo wzrostu wolumenów sprzedaży o 2,7% to głównie efekt obniżenia się rynkowej marży przerobowej. Średni poziom dyferencjału Ural/Brent wraz z marżami produktowymi spadł o około 2,6 USD/Bbl. Modelowo, po uwzględnieniu zmian w kursie USD/PLN, powinno to jednak osłabić rezultat Orlenu „tylko” o około 1,7 mld PLN. Brakujące 400 mln PLN to naszym zdaniem

efekt pogorszenia premii łądowej i dystrybucyjnej związany z rozrastaniem się zjawiska szarej strefy (sprzedaż „bez podatku VAT”) oraz utratą przychodów ze świadectw pochodzenia (wygaśnięcie wsparcia dla kogeneracji). Wskazuje na to analiza EBIT LIFO w rozbięciu na poszczególne spółki z Grupy. Papierkiem lakmusowym dla rynkowych marż są Możejki, gdzie wynik załamał się w ujęciu R/R w 2H'13. W przypadku rafinerii płockiej EBIT był już rozczarowujący w 1H'13 mimo relatywnie niewielkiego pogorszenia warunków makro w ujęciu R/R.

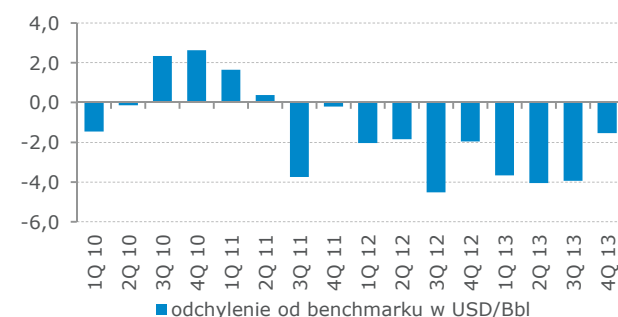
EBIT LIFO według rafinerii w Grupie Orlen (mln PLN)



Źródło: PKN Orlen, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Wpływ „lokalnych” czynników na wyniki Orlenu dobrze ilustruje poniższy wykres przedstawiający odchylenie jednostkowej marży EBITDA od rynkowego benchmarku w rafinerii w Płocku, czyli najmocniejszego ośrodka generowania marży w segmencie. Ujemna dywergencja w 2013 roku jest ewidentnie wyższa niż w 2012 (poza 3Q'12 ale wówczas był problem z przełożeniem rekordowych benchmarków na klientów końcowych), co potwierdza naszą wcześniejszą tezę. Zmniejszenie odchylenia w 4Q'13 (korygujemy wynik o wspomniany wcześniej zysk z przerobu tańszych warstw ropy) może być już zwiastunem poprawy premii łądowej, choć nie bez znaczenia były też zapewne spadające koszty biopaliw oraz otoczenie spadkowych cen ropy (zazwyczaj pozwala to na opóźnianie rewizji cenników i rozszerzanie marży LIFO).

Odchylenie zysku rafinerii w Płocku od benchmarku (USD/Bbl)

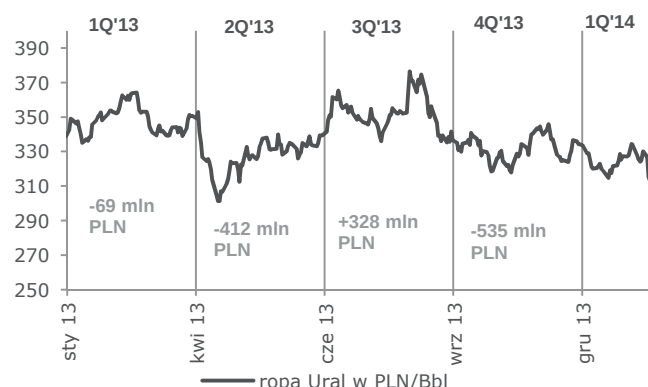


Źródło: PKN Orlen, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Jeśli chodzi o wpływ wyceny zapasów na raportowany wynik to w ubiegłym roku był on mocno ujemny (-688 mln PLN) mimo że średnia cena ropy spadła tylko o niecałe 3 USD/Bbl. Efekt LIFO wzmocniło jednak wyraźne umocnienie złotego, a dodatkowo w ciągu 2Q zanotowaliśmy jedno gwałtowne tąpnięcie notowań surowca, którego nie udało się później odrobić przy odbiciu mieszanki Brent z uwagi na obniżenie wolumenu zapasów. Jeśli chodzi o bieżący rok to zakładamy około 0,3 mld PLN zysku z przeszacowania zapasów, mimo że 1Q'14 zapowiada się z ujemnym efektem LIFO. Wynika to z założenia osłabienia się złotego względem dolara o około

6% na koniec grudnia (założenia makro mBanku). Ceny ropy przyjmujemy na stabilnym poziomie około 110 USD za baryłkę mieszanki Brent, aczkolwiek dostrzegamy ryzyka dla takiego założenia w postaci poprawy atmosfery politycznej wokół Iranu, wzrostu produkcji w USA (wypieranie importu przez surowiec lokalny i spadek spreadu Brent/WTI) i Iraku oraz powrotu wolumenów z Libii. Kluczowy dla rynku ropy będzie także finał toczącej się w USA dyskusji na temat eksportu surowców.

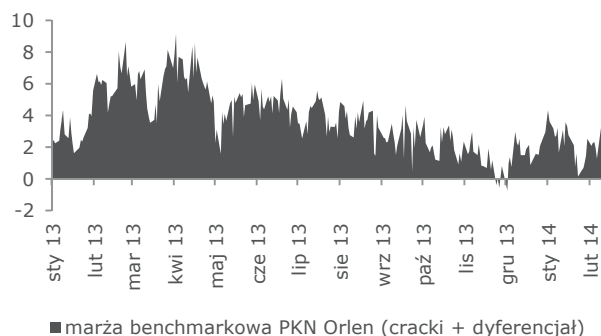
Efekt LIFO w segmencie rafineryjnym na tle notowań ropy Ural (PLN/Bbl)



Źródło: Bloomberg, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Niskie marże rafineryjne widoczne w 4Q'13 przesunęły się również na pierwsze tygodnie tego roku i choć rentowność przerobu wspierał w styczniu wysoki dyferencjał Ural/Brent to trudno zakładać odbicie wyników segmentu w 1Q'13. Zwracamy jednak uwagę, że z uwagi na sezonowość wpływ tego okresu na roczny EBIT jest mocno ograniczony i nasza ambitna na ten moment prognoza (0,8 mld PLN EBIT LIFO) będzie zrealizowana dzięki mocnym wynikom z 2-go i 3-go kwartału. Ten pozytywny scenariusz makro i argumenty za jego realizacją przedstawiamy szczegółowo w dalszej części raportu, ale sygnalizujemy że nasze główne założenia to wzrost średniorocznej marży rafineryjnej o 1,2 USD/Bbl oraz dyferencjału o 0,5 USD/Bbl.

Marża rafineryjna PKN Orlen łącznie z dyferencjałem Ural/Brent (USD/Bbl)

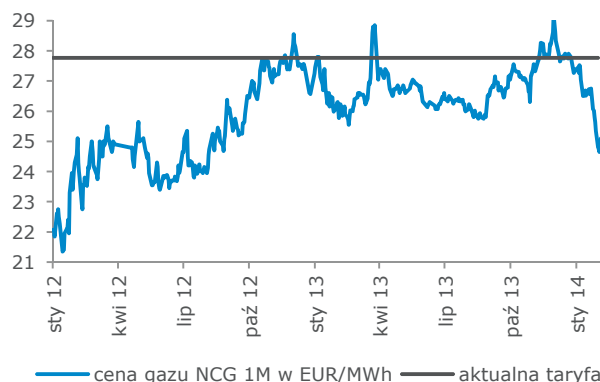


Źródło: Bloomberg, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Dodatkowym wsparciem może być liberalizacja rynku gazu (m.in. udostępnienie na aukcjach połączeń na interkonektorach), gdyż przy zużyciu około 1,1 mld m³ rocznie (sama rafineria bez petrochemii) nawet kilkuprocentowy spadek cen tego paliwa może oznaczać oszczędności rzędu 60-110 mln PLN (aktualne ceny z giełdy niemieckiej są o 9% niższe niż taryfa PGNiG). W kontekście obserwowanych obecnie tendencji spadkowych na europejskich giełdach gazu, skala tych oszczędności

może stanowić pozytywne zaskoczenie. Dodatkowym wsparciem od strony energetycznej będzie także przywrócenie wsparcia dla kogeneracji (prawdopodobnie od 2Q), co zaowocuje wzmocnieniem EBIT o około 80 mln PLN (w skali całego roku przychody powinny sięgać około 100 mln PLN).

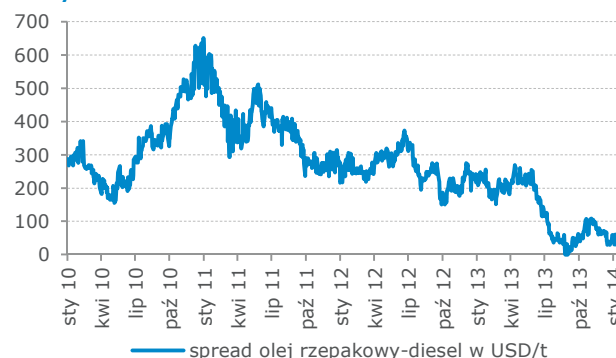
Cena gazu na niemieckiej giełdzie vs. aktualna taryfa hurtowa w Polsce w EUR/MWh



Źródło: Bloomberg, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Bardzo ważnym elementem naszej optymistycznej prognozy wyników segmentu w roku 2014 są również oczekiwania dotyczące spadku kosztów wypełniania obowiązku biopaliwowego. Będzie to wynikać z mocnych spadków cen rzepaku, a co za tym idzie oleju rzepakowego. Dotychczas zyski Orlenu były bowiem infekowane nie tylko faktem obniżonego wolumenu własnych produktów (biopaliwo „wypierało” ze sprzedaży produkty ropopochodne), ale również negatywnego spreadu między ceną diesla i biodiesla. Obecnie ta jednostkowa strata realizowana na zakupie biokomponentów wynosi już tylko 30 USD/t (średnia YTD), podczas gdy w roku 2012 sięgała 256 USD/t, a w całym 2013 roku 133 USD/t. Mając na uwadze fakt, że wskaźnik NCW został na ten rok zamrożony na tegorocznym poziomie, szacujemy iż przy potrzebach zakupowych rzędu 460 tys. ton, Orlen może zaoszczędzić w 2014 roku około 140-160 mln PLN (bez uwzględniania efektu wzrostu wolumenów).

Spread pomiędzy ceną oleju rzepakowego i diesla w USD/t

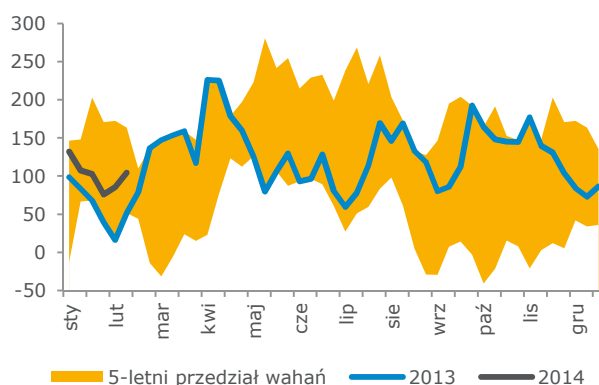


Źródło: Bloomberg, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Oprócz efektu „tańszych” biopaliw, spodziewamy się również znacznej poprawy premii lądowej, co w ostatnich tygodniach jest już zauważalne na danych „spotowych” (wyliczenia w oparciu o ceny hurtowe prezentowane na stronie internetowej Spółki). Ta korzystna zmiana to efekt wprowadzonych w październiku nowych przepisów, które powinny ograniczać proceder oszukiwania na podatku VAT

w handlu paliwami (branża lobbuje za dalszym zaostreniem przepisów w tym obszarze: m.in. chodzi o nałożenie obowiązku koncesyjnego, zwiększenie kaucji czy uszczelnienie systemu poprzez powiązanie płatności VAT z akcyzą i zapasami obowiązkowymi). W efekcie marże dystrybucyjne będą się poprawiać, gdyż presja ze strony nieuczciwej konkurencji znacząco się zmniejszy. Szacujemy, że z tego tytułu wynik segmentu może wzrosnąć o kilkaset mln PLN. Rozszerzaniu się marż dystrybucyjnych sprzyja również wysoka rentowność stacji benzynowych i większa łatwość przenoszenia dodatkowych obciążeń na klienta końcowego z uwagi na relatywnie niskie ceny detaliczne paliw.

Poglądowa premia łądowa na dieslu w Polsce (indeks)



Źródło: Bloomberg, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

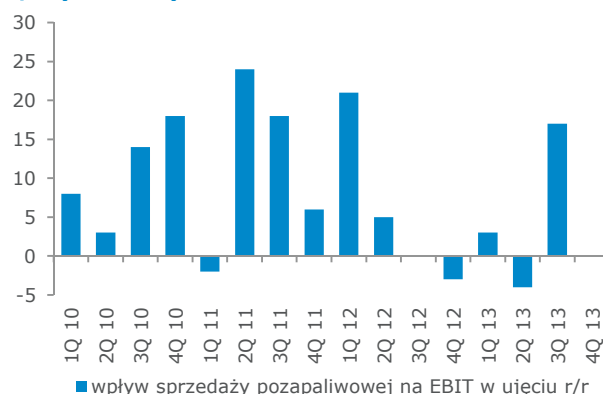
Ważnym wydarzeniem dla segmentu rafineryjnego będzie również zmiana przepisów o zapasach (rząd przyjął projekt, a proces legislacyjny powinien zakończyć się w ciągu najbliższych miesięcy). Uchwalenie ustawy o rezerwach obowiązkowych oznaczałoby dla Orlenu uwolnienie około 2,5 mld PLN gotówki w perspektywie 3-4 lat (systematyczne obniżanie limitu o 30% do 2017 roku). Niewiadomą pozostaje opłata zapasowa i jej konstrukcja. Na razie nie jest przesądzone czy państwowa agencja będzie dążyć do pokrycia nią nie tylko kosztów finansowania i utrzymania zapasów, czy też całkowitych kosztów odkupu. W tym drugim scenariuszu obciążenia byłyby w okresie wykupu wysokie, a później powinny drastycznie spaść. Jako quasi podatek powinny być przeniesione na ceny paliw, ale będzie to zależało od sytuacji na rynku (wysokość cen finalnych). Podtrzymujemy naszą opinię, że koszty opłaty powinny być w całości przeniesione na rynek, gdyż w innym przypadku drastycznie pogorszyłaby się sytuacja finansowa niezintegrowanych podmiotów prowadzących działalność w Polsce (operatorzy stacji, hurtownicy). Z punktu widzenia wyników Orlenu, obniżenie stanu zapasów może mieć wpływ na EBIT poprzez przerób tańszej ropy z niższych warstw magazynowych, co może mieć miejsce już w 1Q'15.

Segment detaliczny

W 2013 roku Orlen zanotował 915 mln PLN zysku operacyjnego w segmencie detalicznym vs. 647 mln PLN rok wcześniej. Poprawa była możliwa, mimo stabilnych wolumenów sprzedaży (+0,7%), dzięki odbudowie marż detalicznych, zarówno na rynku polskim jak i niemieckim (niemiecka sieć stacji poprawiła wynik R/R o 30 mln PLN). Zysków nie zwiększyła natomiast część pozapaliwowa (zaledwie +16 mln PLN R/R) choć nadal dynamicznie rozwijany był concept punktów gastronomicznych (ich liczba wzrosła o ponad 37% R/R). Powodem braku

znaczącej pozytywnej kontrybucji z tego obszaru były niższe przychody z FMCG związane bezpośrednio ze spowolnieniem gospodarczym i odzwierciedlające słabe statystyki sprzedaży detalicznej w Polsce oraz rosnąca presja konkurencyjna ze strony dyskontów. Ostatnie dane GUS wskazują już jednak na odwrócenie niekorzystnych tendencji w konsumpcji, co powinno przełożyć się na lepsze wyniki obszaru pozapaliwowego w 2014 roku. Dodatkowo widzimy duże szanse na kontynuację pozytywnych tendencji w zakresie wolumenów, zarówno w Polsce jak i w Niemczech, czemu obok poprawy koniunktury gospodarczej sprzyjają niskie ceny detaliczne paliw na stacjach.

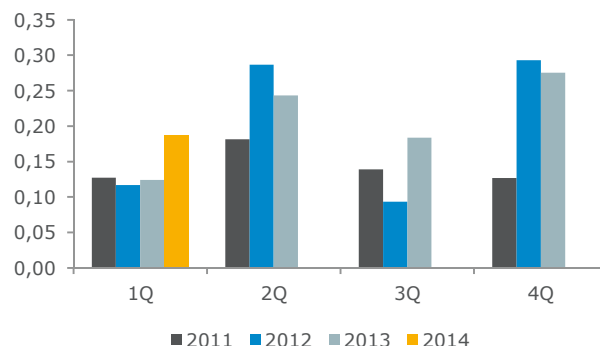
Wpływ sprzedaży pozapaliwowej na EBIT w ujęciu R/R (mln PLN)



Źródło: PKN Orlen, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

W pierwszych tygodniach tego roku również odnotowujemy poprawę średniej marży paliwowej, która wg naszych szacunków jest wyższa R/R o około 7 groszy na litrze. Jeśli dodatkowo swoje zadanie spełnią wprowadzone przepisy ograniczające szarą strefę (kwestia solidarnej odpowiedzialności w zakresie płatności podatku VAT oraz możliwe dalsze zaostrenie przepisów dla podmiotów handlujących paliwami), można oczekiwać dalszego wzrostu rentowności stacji, które dzisiaj muszą konkurować z podmiotami kupującymi paliwo od hurtowników poniżej cen z rafinerii („bez VAT-u”). W takim otoczeniu całoroczny wynik detalu może przekroczyć w tym roku 1 mld mln PLN.

Ważona wolumenem marża detaliczna na ON i benzynie w PLN/litr*



*wagi dla benzyny i ON bazują na strukturze sprzedaży Orlenu
Źródło: PKN Orlen, Eurostat, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

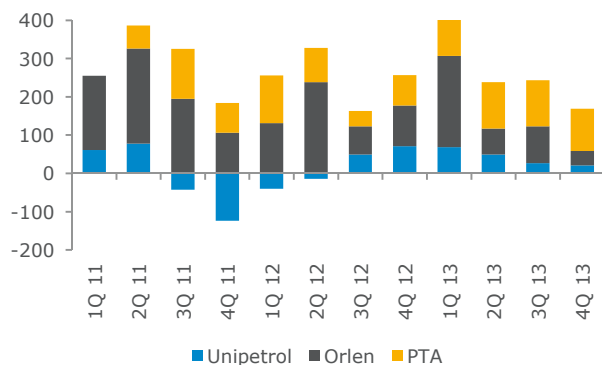
Zwracamy uwagę, że ogłoszona przez Zarząd strategia dla tego segmentu zakłada średnioroczny strumienia EBITDA w okresie 2013-17 na poziomie 1,5 mld PLN, co mniej więcej odpowiada naszym zaktualizowanym prognozom. Jednocześnie uważamy, że Orlen może w najbliższych latach zaskakiwać rynek in plus w tym segmencie jeśli nadal ceny detaliczne paliw będą utrzymywać się na

obecnych poziomach. Zwracamy uwagę, że w 2014 udział segmentu detalicznego w skonsolidowanym strumieniu EBITDA powinien wynieść prawie 25%. Tymczasem jeśli przyłożylibyśmy wskaźnik EV/EBITDA sieci CST Brands (spółka wydzielona z koncernu rafineryjnego Valero) do sieci Orlenu to implikowane EV segmentu wynosiłoby 12-13 mld PLN, czyli ponad połową aktualnej EV całego koncernu.

Segment petrochemiczny

Segment petrochemiczny w ubiegłym roku wypracował 1,3 mld PLN zysku operacyjnego (przy niewielkim dodatnim efekcie LIFO +20 mln PLN), z czego około 252 mln PLN stanowi wynik Grupy Anwil. Rozkład EBIT na poszczególne linie produkcyjne był bardziej równomierny niż w roku 2012, kiedy stroną dominującą była kategoria olefin (wspartej mocnymi marżami na aromatach). W ubiegłym roku lepsze rezultaty, dzięki poprawie marż na polimerach, osiągnęły Unipetrol i BOP (na poniższym wykresie wynik BOP jest prezentowany łącznie z Orlenem). Jeszcze lepszy wynik zanotowała linia PTA (+121 mln PLN), która mimo przestoju remontowego zwiększyła wolumen sprzedaży o 15% (m.in. dzięki większym dostawom do lokalnych partnerów) i korzystała z wyższej marży jednostkowej. Kontrybucja olefin nadal była znacząca, ale w dużym stopniu dzięki mocnemu kwartałowi pierwszemu. W kolejnych wyniki, mimo stabilnej marży benchmarkowej, były już słabsze m.in. z uwagi na spadek rentowności na aromatach (przykładowo na samym butadienie szacowany ubytek marży to około 140 mln PLN). Wolumen w tej kategorii to około 380 tys. ton rocznie, tak więc jego wpływ na EBIT segmentu jest dość istotny.

Rozbicie wyniku EBIT* na poszczególne linie biznesowe (mln PLN)



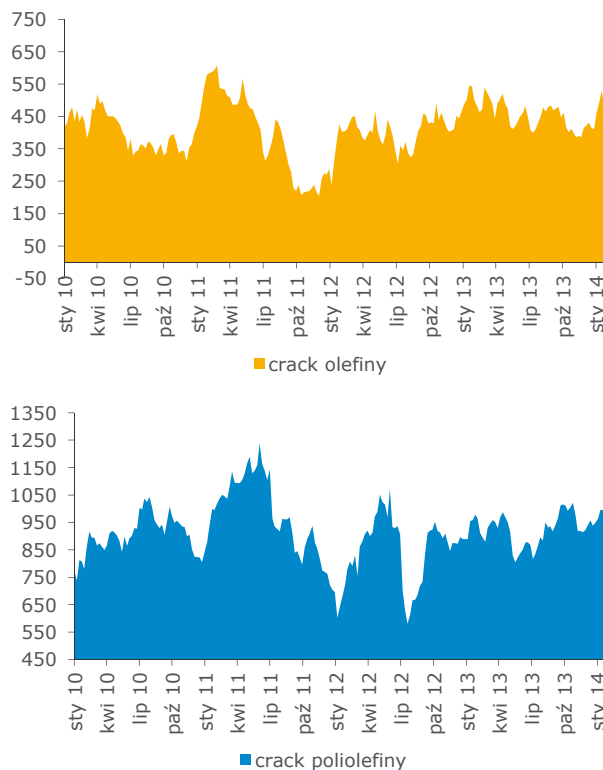
*EBIT segmentu bez Anwila

Źródło: Bloomberg, PKN Orlen, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

W ostatnich miesiącach otoczenie makro w sektorze petrochemicznym pozostaje stabilne, a na przełomie roku praktycznie nie wystąpiło standardowe zjawisko obniżania stanu zapasów u odbiorców. Modelowe marże po lekkim spadku w listopadzie, wróciły do trendu wzrostowego. Wszystko wskazuje na to, że dzięki przyspieszeniu globalnego wzrostu bilans na rynku petrochemikaliów może się zacieśniać, mimo że w tym roku natężenie przestojów remontowych będzie mniejsze niż w 2013. Poprawa kontynuowana jest także w obszarze aromatów, choć konserwatywnie nie zakładamy aby średnia marża dorównała do poziomu ubiegłego roku, zawyżonego przez 1Q'13. Warto jednak odnotować, że w przypadku kluczowego dla tej kategorii benzenu marża kalkulowana względem nafty wróciła już do poziomów sprzed roku. Biorąc te elementy pod uwagę zakładamy tylko niewielki spadek EBIT segmentu petrochemicznego (bez Anwila) z 1,06 mld PLN do 0,96 mld PLN. Oprócz zakładanych słabszych marż na butadienie staraliśmy się uwzględnić

negatywny efekt bardziej kosztownych przestojów remontowych na instalacjach w Płocku.

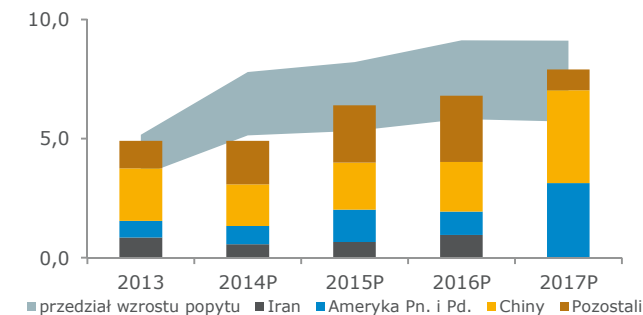
Benchmarkowe marże w poszczególnych grupach petrochemikaliów (USD/t)



Źródło: Bloomberg, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Ryzykiem dla branży pozostają nowe projekty, ale analiza aktualnych procesów inwestycyjnych wskazuje, że przynajmniej w najbliższych latach nie powinny one infekować bilansu popytu i podaży. W ostatnich miesiącach coraz częściej pojawiają się nawet głosy, że konsensus może przeszacowywać skalę przyrostu mocy z uwagi na możliwe anulowanie części projektów w Azji i na Bliskim Wschodzie. Niewykluczone też, że część mega inwestycji w USA opartych o tani lokalny gaz opóźni się z uwagi na przeciągające się procedury uzyskiwania zgód środowiskowych. W tym kontekście realny przyrost mocy może być w pełni skonsumowany przez dodatkowy popyt, który statystycznie rośnie w tempie 1,0-1,5x wzrost globalnego PKB, szczególnie że wiele wskazuje na przyspieszenieżywienia światowej gospodarki. Niemniej jednak konserwatywnie zakładamy wzrost presji na marże petrochemiczne w kolejnych latach, co przełoży się na pogorszenie wyników segmentu. Wydaje nam się jednak, że rynkowy konsensus jest pod tym względem zbyt pesymistyczny.

Nowe moce wytwórcze etylenu w mln ton na tle prognoz popytu*

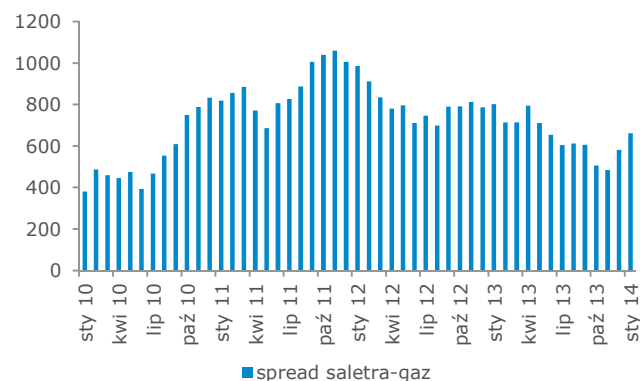
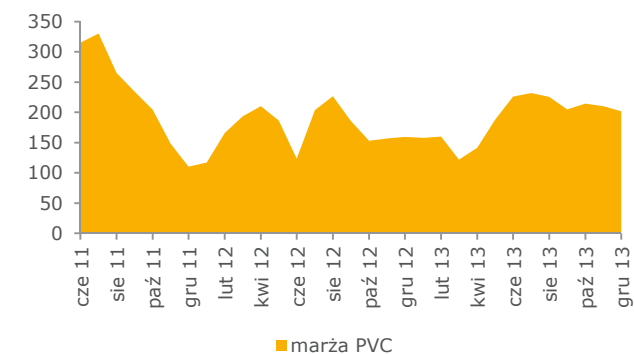


*przedział wzrostu popytu szacowany na podstawie historycznych korelacji jako 1,0-1,5 krotność wzrostu PKB

Źródło: IHS, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

W przypadku Anwilu powtórzenie dobrych rezultatów sprzed roku (pozytywne zaskoczenie w stosunku do naszych pierwotnych oczekiwań), mimo mocnego spadku jednostkowych marż na kaprolaktamie i wstrzymania produkcji w Spolanie w czerwcu (efekt powodzi), było możliwe dzięki znaczącemu wzrostowi wolumenów (+15%) i poprawie marż na PVC oraz utrzymaniu rentowności na krajowej sprzedaży nawozów w 1H'13 (mimo spadku benchmarków światowych). W 2014 oczekujemy niewielkiego spadku EBIT w Grupie Anwil (235 mln PLN vs. 252 mln PLN w 2013) z uwagi na zakładane dalsze pogorszenie średniej marży w obszarze nawozowym (efekt wysokiej bazy 1H'13). Skala spadku powinna być jednak ograniczana przez coraz lepsze wyniki na polichlorku winylu oraz brak kosztów usuwania szkód powodzi z 3Q'13 (około 40 mln PLN).

Benchmarkowe marże na PVC (w USD/t) i saletrze amonowej (PLN/t)



Źródło: Bloomberg, Grupa Azoty, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Akwizycja w Kanadzie

W 4Q Orlen sfinalizował przejęcie 100% akcji kanadyjskiej spółki TriOil Resources. Wartość transakcji sięgnęła równowartości 535 mln PLN, a po uwzględnieniu zadłużenia netto zamknęła się kwotą 700 mln PLN. TriOil to spółka poszukiwawczo-wydobywcza specjalizująca się w projektach typu „light oil” wykorzystujących technologie szczelinowania hydraulicznego. Jej główne aktywa zlokalizowane są w Kanadzie, a szacowane zasoby 2P sięgają 20 mln baryłek, z czego 50% to ropa (EV/2P implikowane z transakcji to 11,5 USD/bbl). Aktualna produkcja to 4000 boe/dzień i systematycznie rośnie (w ubiegłym roku było to 2100 boe/dzień), a w latach 2014 i 2015 ma osiągnąć odpowiednio niecałe 6000 boe/dzień i 7000 boe/dzień (na koniec roku). Większość wydobycia to ropa naftowa i NGL (obecnie ponad 60%). Przepływy operacyjne planowane na rok 2013 to 57 mln CAD przy capex rzędu 93 mln CAD (Orlen nie podał jednak finalnych wyników TriOil za ubiegły rok. Zrównoważenie nakładów inwestycyjnych bieżącymi przepływami z operacji planowane jest na rok 2015).

Prognozy wyników TriOil

(mln CAD)	2012	2013P	2014P	2015P	2015P
Przychody	50,1	87,5	116,4	146,7	163,0
produkcja w boe/d	2 128	3 800	5 000	6 300	7 000
gaz w boe/d	565	1 520	2 000	2 520	2 800
ropa w boe/d	1 563	2 280	3 000	3 780	4 200
EBIT	7,2	26,3	34,9	44,1	49,1
zd.jednorazowe	-1,8	0,0	0,0	0,0	0,0
EBITDA	25,3	52,6	69,6	87,8	97,6
marża	50%	60%	60%	60%	60%
Zysk netto	10,9	24,7	32,9	41,9	48,0

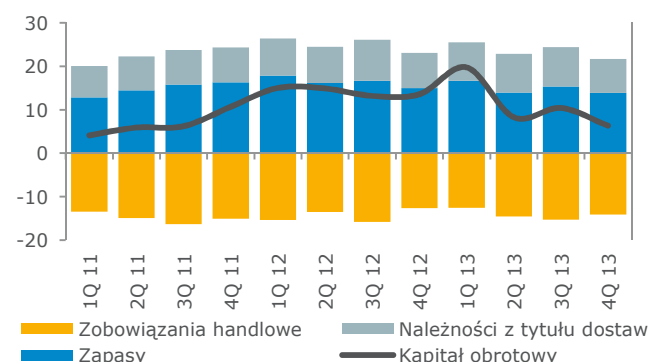
Źródło: TriOil Resources, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Kierunek przejęcia uważamy za zgodny z przedstawianą wcześniej strategią, a sam obrany cel za bardzo interesujący (rosnąca produkcja, wysoki udział ropy w wydobyciu, know-how w zakresie szczelinowania, wycena EV/2P poniżej rynkowej mediany). Skala wpływu na skonsolidowane wyniki Orlenu nie będzie jednak w najbliższych latach znacząca (udział zysku TriOil na poziomie EBITDA w 2014 roku w sprawozdaniu Orlenu sięgnie 4%). Niewykluczone jednak, że na bazie TriOil Orlen będzie chciał rozwijać swój segment wydobywczy, chociażby poprzez kupowanie kolejnych koncesji na kontynencie amerykańskim. Na razie jednak w naszym modelu zakładamy tylko nakłady organiczne w tym obszarze.

Sytuacja bilansowa i prognozy capex

Dług netto Orlenu na koniec 2013 roku wyniósł 4,6 mld PLN, co oznacza spadek w porównaniu z grudniem 2012 aż o 2,1 mld PLN (wpływ księgowych przeszacowań zadłużenia walutowego był według naszych szacunków neutralny). Tak istotne obniżenie zadłużenia to efekt bardzo wysokich przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej, które sięgnęły 5,67 mld PLN. Gotówka została jednak wygenerowana przy dużym udziale zmian w kapitale obrotowym, który skurczył się w tym okresie o 2,9 mld PLN.

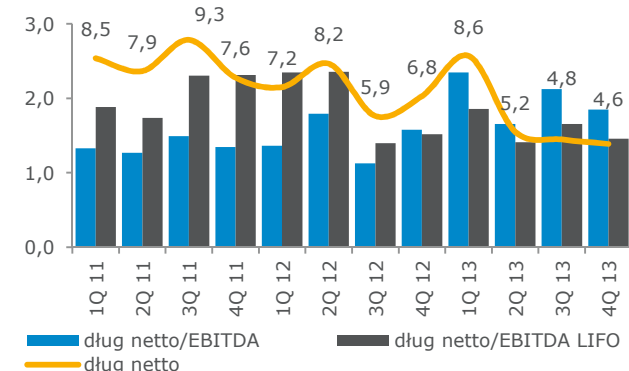
Składniki kapitału obrotowego (mld PLN)



Źródło: PKN Orlen, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Było to przede wszystkim pochodną znacznego zwiększenia zobowiązań handlowych (+1,4 mld PLN), co częściowo można wyjaśniać aktywniejszym wykorzystaniem kredytu kupieckiego, a częściowo standardowymi przesunięciami dużych płatności z 4Q'13 na 1Q'14. Cykl obrotu w tej kategorii nie odbiega co prawda od średniej z poprzednich lat, ale w 1Q'14 należy liczyć się z odpływem gotówki na zaległe faktury (ropa i płatności za inwestycje) w kwocie około 200-300 mln PLN. W przypadku zapasów również odnotowaliśmy dodatnie przepływy (1,2 mld PLN), głównie z uwagi na spadek cen surowca oraz zrealizowanie transakcji „sprzedaży” zapasów obowiązkowych, która zastąpiła umowę biletową wygasłą w 1Q'13. Ostatecznie na koniec czerwca wskaźnik długu netto do EBITDA LIFO plasował się na bardzo bezpiecznym poziomie 1,5x mimo niekorzystnego otoczenia makro w rafinerii. Zwracamy jednocześnie uwagę, że dług Orlenu finansuje obecnie jedynie zapasy obowiązkowe, których wartość na bilansie rocznym wynosiła około 7,2 mld PLN (przypominamy, że poza bilansem w transakcjach biletowych Orlen utrzymuje jeszcze zapasy warte 2,2 mld PLN, które uwzględniamy w długu netto przy wycenieniu).

Dług netto w relacji do EBITDA (mld PLN)

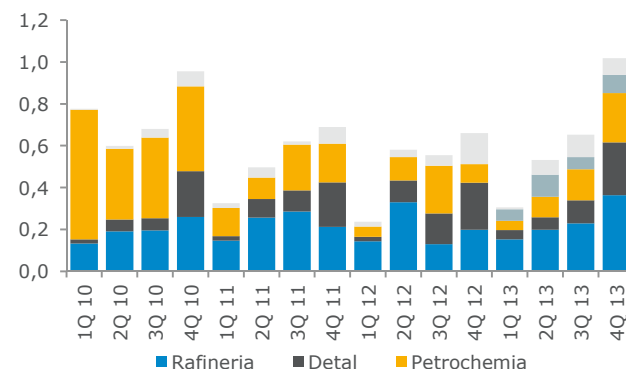


Źródło: PKN Orlen, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Oczekujemy, że sytuacja bilansowa Orlenu w kolejnych kwartałach pozostanie korzystna, aczkolwiek dość słaby pod względem przepływów pieniężnych może być 1Q. Będzie to konsekwencją wspomnianej wcześniej normalizacji cyklu obrotu zobowiązań oraz wykupu jednej transzy zapasów obowiązkowych (1,2 mld PLN), która będzie powtórnie sprzedana dopiero w 2Q. W całym roku gotówka wygenerowana z operacji powinna sięgnąć 4,3 mld PLN mimo nieznacznie ujemnej kontrybucji zmian w kapitale obrotowym. Jednocześnie można się spodziewać wyższych R/R nakładów inwestycyjnych, które Zarząd szacuje na 3,8 mld PLN vs. 2,9 mld PLN w 2013 roku. W ramach planowanych wydatków inwestycyjnych 53% to projekty rozwojowe (1 mld PLN na elektrociepłownię we

Włocławku, 0,3 mld PLN na wydobycie w Kanadzie, 0,2 mld PLN na odwierty w Polsce, 0,2 mld PLN na rozwój detalu, 0,2 mld PLN na petrochemię i 0,2 mld PLN na rafinerię). Pozostałe 1,8 mld PLN to inwestycje odtworzeniowe, które w tym roku dodatkowo są zwiększone przez koszty budowy instalacji odazotowania i odsiarczania spalin w elektrociepłowni (0,3 mld PLN). Docelowo Spółka chce jednak obniżyć nakłady odtworzeniowe do poziomu 60% amortyzacji, czyli do 1,3 mld PLN. Decyzję w sprawie ewentualnej budowy bloku gazowego w Płocku, Zarząd ma podjąć w połowie roku.

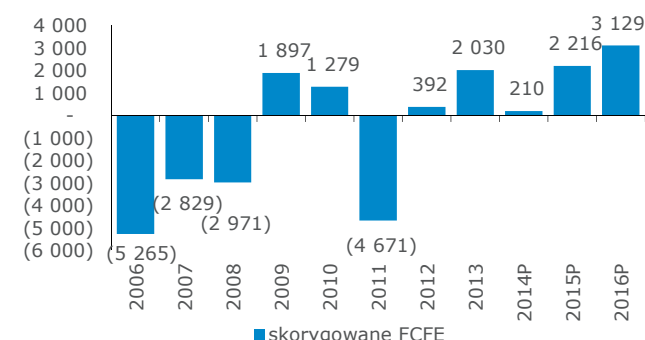
Kwartałne wydatki inwestycyjne według segmentów (mln PLN)



Źródło: PKN Orlen, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

W okresie 2013-17 zakładamy w naszym modelu nakłady inwestycyjne rzędu 14,1 mld PLN, co plasuje się istotnie poniżej celów przedstawionych przez Spółkę w opublikowanej niedawno strategii. Zwracamy jednak uwagę, że w podanej kwocie 22,5 mld PLN około 6,9 mld PLN stanowi tzw. pula dodatkowa, czyli niesprecyzowane inwestycje, co do których decyzje będą podejmowane na zasadzie oportunistycznej. Niewykluczone, że w tym roku Zarząd ograniczy średnioterminowe plany capex wraz z redukcją bardzo ambitnego celu średniego strumienia EBITDA, który w latach 2013-17 miał wynieść 6,3 mld PLN vs. nasze szacunki na poziomie 4,8 mld PLN. Poza tym w naszych prognozach nie uwzględniamy średnioterminowych nakładów na wydobycie (poza wydatkiem zaplanowanym na rok 2014), które w perspektywie 2017 roku mają sięgnąć 2,4 mld PLN. Konserwatywnie podchodzimy bowiem do powodzenia pierwszego etapu poszukiwań gazu łupkowego. Ostatecznie więc nasze założenia CAPEX po skorygowaniu o te elementy nie odbiegają od stanowiska Zarządu.

Prognozowany poziom FCFE (mln PLN)



Źródło: PKN Orlen, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

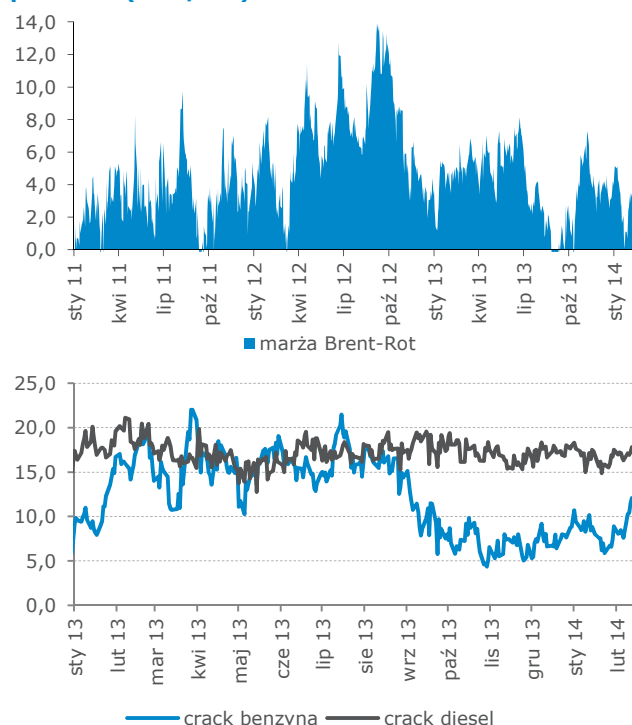
Jeśli chodzi o dywidendę to Zarząd podtrzymuje założenia ogłoszonej w 2012 roku polityki dywidendowej, aczkolwiek zwrócił ostatnio uwagę że tempo osiągania celu 5% dywidendy nie musi być liniowe, a za bazową podstawę do wypłaty za

rok 2013 traktuje jednostkowy zysk netto (618 mln PLN). Implikowałoby to maksymalną wypłatę rzędu 1,44 PLN na akcję, ale oficjalna rekomendacja pojawi się dopiero po wynikach 1Q'14. W kolejnych latach sytuacja płynnościowa powinna pozwolić na zwiększanie skali dywidendy, szczególnie że począwszy od 2015 roku Orlen będzie „odmrażał” gotówkę z części zapasów obowiązkowych.

Marże rafinerijne – gorzej od oczekiwań, ale...

Po bardzo dobrym roku 2012, ubiegły przyniósł wyraźne pogorszenie marż rafinerijnych, choć wydawało się że sektor po okresie długotrwałej koniunktury wszedł w fazę ożywienia. Nie zakładaliśmy co prawda utrzymania tych rekordowych rentowności w kolejnych latach (dostrzegając też czynniki jednorazowe, jakie za nimi stały), ale oczekiwaliśmy stabilizacji marż na poziomach zdecydowanie wyższych od tych z lat 2009-11. Głównymi argumentami popierającymi takie twierdzenie były m.in. poprawiające się momentum po stronie popytowej, niskie zapasy paliw gotowych, wyłączenia mocy wytwórczych, naturalna cykliczność charakterystyczna dla sektora oraz ograniczenia dla wzrostów cen ropy. Pierwsze miesiące 2013 roku zdawały się potwierdzać słuszność naszego podejścia, ale kluczowy dla wyników sezon transportowy mocno rozczarował. W 3Q marże były niższe nie tylko w ujęciu R/R (zrozumiały efekt bazy), ale również Q/Q co obok ujemnego dyferencjału Ural/Brent zaważyło na konieczności rewizji naszych prognoz dla sektora dla roku 2013. Końcówka roku okazała się jeszcze gorsza i pojawiły się opinie, że niska rentowność przerobu może utrzymać się dłużej. Analiza poszczególnych czynników determinujących poziom rentowności rafinerii oraz przyczyn aktualnej słabości marż skłania nas jednak ku utrzymaniu optymistycznego podejścia do prognozowania na kolejne lata.

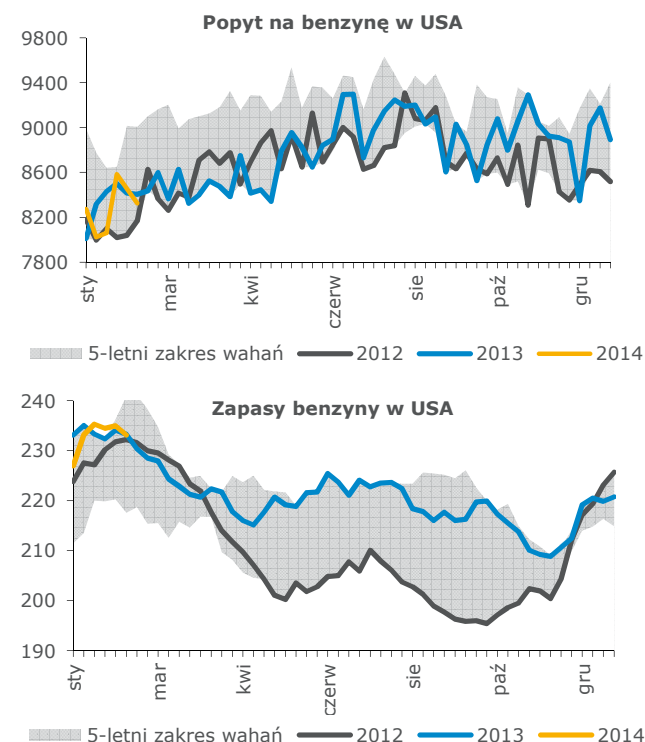
Benchmarkowa marża rafinerijna i cracki na paliwach (USD/Bbl)



Źródło: Reuters, Bloomberg, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Słabość marż na przerobie widoczna w ostatnich miesiącach nie rozkładała się równomiernie na poszczególne produkty. Wyraźnym obciążeniem był crack benzynowy, który zaczął dość dynamicznie spadać pod koniec 3Q. Początkowo powodów takich tendencji upatrywaliśmy głównie w rozczarowujących odczytach z rynku amerykańskiego, gdzie dynamika konsumpcji paliwa w ujęciu R/R powróciła w tym czasie w negatywne terytoria, co automatycznie przełożyło się na przyrost zapasów, które zbliżyły się do górnego ograniczenia 5-letniego przedziału wahań. W miarę upływu 4Q konsumpcja zaczęła się jednak poprawiać i ostatecznie sięgnęła aż 4,0% R/R. Nie przełożyło się to jednakże na redukcję stanów magazynowych, które nadal oscylowały wokół maksymalnego ograniczenia wahań z ostatnich 5 lat. Dodatkowo na przełomie roku z uwagi na ekstremalne warunki pogodowe popyt na benzynę ponownie znalazł się pod presją.

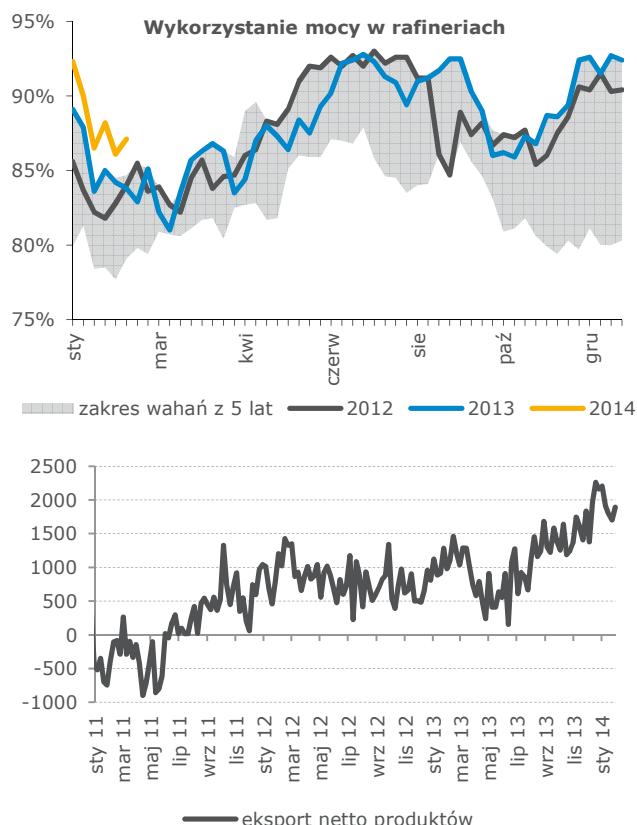
Popyt na benzynę w USA w tys. baryłek/dzień na tle zapasów w mln baryłek



Źródło: Bloomberg, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Głównym problemem okazała się strona podaźowa, a konkretnie znaczny wzrost produkcji w amerykańskich rafineriach. Wskaźnik wykorzystania mocy zwiększył się do rekordowych poziomów w październiku i utrzymuje się znacznie powyżej górnego ograniczenia wahań z ostatnich lat. Zaowocowało to istotnym zwiększeniem eksportu produktów, zarówno benzyny jak i średnich destylatów, co negatywnie wpłynęło na bilans popytowo-podażowy w Europie, gdzie rynek nie był w stanie zaabsorbować nadwyżkowych wolumenów benzyny.

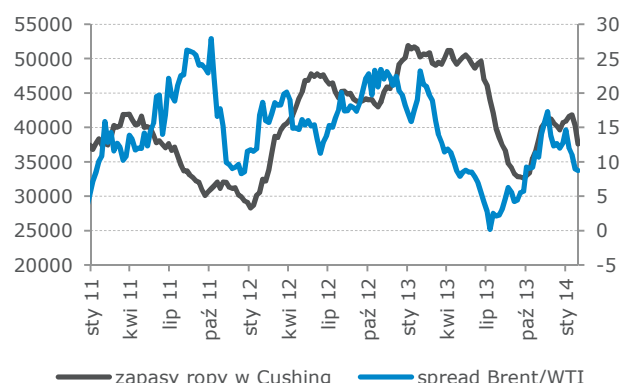
Wykorzystanie mocy w amerykańskich rafineriach oraz eksport netto produktów z USA w tys. boe/d



Źródło: EIA, opracowanie Domu Maklerskiego mBanku

Za zwiększenie produkcji w USA odpowiada oczywiście znaczny wzrost spreadu Brent-WTI, który po zejściu w okolice zera w lipcu, wrócił do dwucyfrowych poziomów. Było to spowodowane znacznym wzrostem lokalnej produkcji ropy (powyżej oczekiwań), która zaowocowała dynamicznym przyrostem zapasów w hubie Cushing. Rafinerie amerykańskie chcąc wykorzystać taką przewagę konkurencyjną w postaci tańszego surowca zdecydowały się zmaksymalizować przerób, nawet kosztem marży. W styczniu wraz z uruchomieniem południowej nitki rurociągu Keystone, którego potencjał to 700 tys. boe/d, mieszanka WTI zaczęła nadrobić dystans do Brent i obecnie różnica w cenie wynosi około 8-9 USD/Bbl. Oczekujemy, że presja na spread powinna się utrzymywać, szczególnie że na czerwiec planowane jest uruchomienie nowych przepustowości na rurociągu Seaway (również około 700 tys. boe/d). Po oddaniu tej nitki moce przesyłowe z Cushing do Zatoki będą większe niż te prowadzące ze złóż „łupkowych” do Cushing, co powinno przyspieszyć rozładowanie zapasów w tym hubie (proces już się rozpoczął). Dostępność tańszej ropy WTI w Houston będzie również, mimo zakazu eksportu, wywierać presję na ceny surowca importowanego do USA, który będzie musiał konkurować o klienta (oczekiwany wzrost produkcji ropy w Ameryce Północnej w 2014 roku znacząco przewyższy bowiem dynamikę popytu). W efekcie spodziewamy się zawężenia się spreadu do niskich jednocyfrowych poziomów. Te tendencje już obserwujemy w ostatnich tygodniach, co znajduje odzwierciedlenie w poziomie eksportu netto produktów i zapasów paliw.

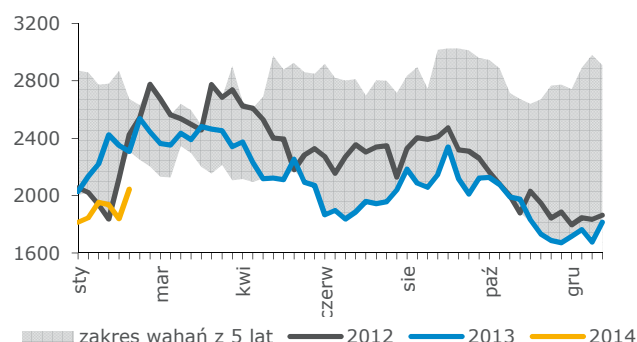
Spread Brent-WTI (USD/Bbl) na tle zapasów ropy w Cushing w tys. baryłek



Źródło: EIA, Bloomberg, opracowanie Domu Maklerskiego mBanku

Jeśli będą one kontynuowane to sytuacja na rynku benzyny będzie się normować i marże powinny powrócić do poziomów z 1H'13. Dodatkowo liczymy na pozytywny efekt obserwowanego ożywienia po stronie popytowej. W przypadku USA cykliczna poprawa jest widoczna już od 3Q, a ostatnie odczyty są tylko zniekształcone przez pogodę. Dodatkowym katalizatorem dla tego rynku jest także decyzja amerykańskiej agencji EPA w sprawie kwot biopaliwowych na rok 2014 (im mniejszy obowiązek tym więcej miejsca na rynku dla klasycznej benzyny). Wzrost konsumpcji widzimy również w Europie (4% dynamika w Niemczech w przypadku ON), nawet na południu kontynentu. Warto w tym miejscu podkreślić, że europejski rynek diesla jest bardzo zbilansowany, a zapasy w portach ARA znajdują się na historycznych minimach. Nie widać też negatywnych reperkusji związanych ze zwiększeniem nastawionych na eksport mocy rafinerijnych w Rosji, czego potwierdzeniem jest stabilny poziom marży na tym paliwie.

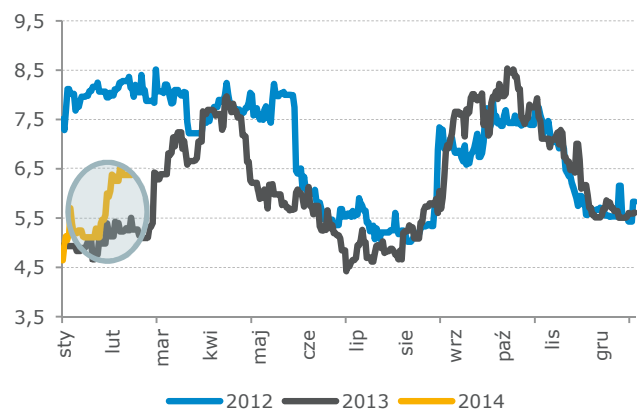
Poziom zapasów diesla w portach ARA w tys. baryłek



Źródło: Reuters

W krótkim terminie wsparciem dla rentowności przerobu może być także efekt przyspieszenia standardowych sezonowych przestojów. Poniższy wykres wskazuje bowiem, że część rafinerii odpowiadając na niskie marże zdecydowała się ograniczyć produkcję bądź wcześniej rozpocząć planowane remonty. Przykład roku 2012 wskazuje, że takie zaburzenia mogą dość istotnie wpłynąć na poziom marż, szczególnie jeśli będzie realizował się zasygnalizowany przez nas pozytywny scenariusz po stronie konsumpcji.

Poziom globalnych przestojów remontowych w rafineriach w mln baryłek/dzień



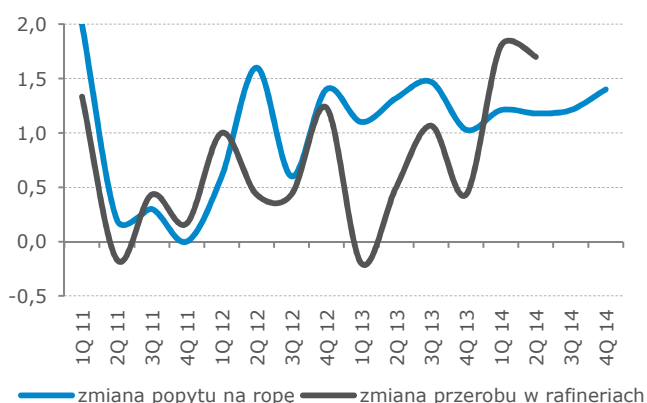
Źródło: Bloomberg, opracowanie Domu Maklerskiego mBanku

Jeśli chodzi o nowe moce, które mają być w najbliższych latach oddawane do użytku to wiele wskazuje na to, że nie zakłócą one w znaczący sposób bilansu globalnego. Według danych IEA skala przyrostu mocy przerobowych netto powinna w tym roku sięgnąć 1,3 mln baryłek/dzień, ale będzie to zaabsorbowane przez rosnący popyt (agencja szacuje wzrost o 1,25 mln baryłek), a dodatkowo część dużych projektów ma być oddana dopiero w 4Q. Dodatkowo zwracamy uwagę, że ze względu na administracyjne obostrzenia dotyczące eksportu paliw w Chinach, tamtejszy sektor rafineryjny mimo przyrostu potencjału przerobowego musi pracować na niższych obciążeniach i w takich okolicznościach nie widzimy zagrożenia „eksportem netto” ze strony tego kraju.

Przyrost mocy wytwórczych netto i zmiana globalnego przerobu w rafineriach na tle tempa wzrostu popytu na ropę w mln baryłek



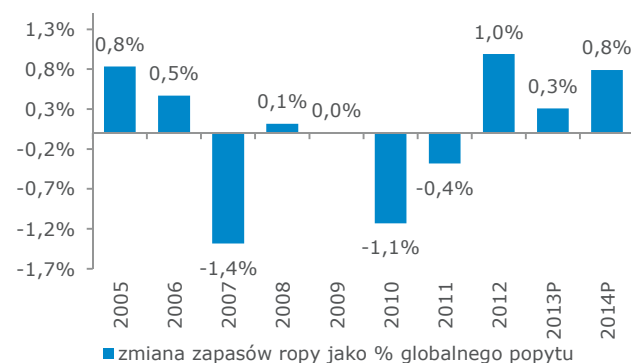
■ moce przerobowe w rafineriach w mln baryłek/dzień



Źródło: Bloomberg, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Jeśli chodzi o ceny ropy to nadal powinny być one sprzymierzeńcem sektora, czyli zapewniać niskie ceny detaliczne paliw oraz niskie koszty zużycia własnych. Trzeci rok z rzędu powinniśmy odnotować nadpodaż surowca na globalnym rynku, co obok niższej dynamiki popytu ze zwalniającej gospodarki chińskiej, wynika przede wszystkim z istotnego zwiększenia podaży. Rosnąca produkcja to efekt szybkiego rozwoju wydobycia ze złóż niekonwencjonalnych w Kanadzie i USA (w 2013 roku dynamika przekroczyła w tych krajach 8%, a w samych Stanach Zjednoczonych 20%) oraz organicznego wzrostu w Rosji (+1% R/R). Nadwyżka w ubiegłym roku mogłaby być nawet wyższa gdyby Irak zrealizował swoje plany wzrostu wydobycia o 5% (zaprzepaszczone przez ataki na rurociągi i brak porozumienia z Kurdystanem) oraz Libia utrzymała produkcję (przez strajki pracowników sektora wydobywczego i zamieszki w kraju we wrześniu 2013 produkcja została praktycznie wstrzymana, co dla rynku oznacza ubytek aż 1 mln baryłek/dzień).

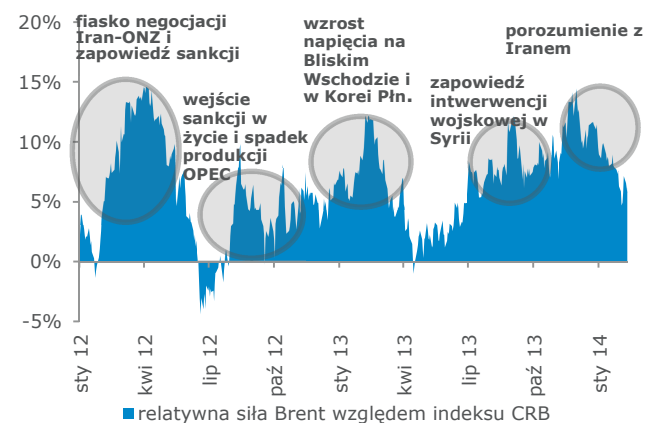
Prognozy zmian globalnych zapasów jako % konsumpcji



Źródło: Bloomberg, EIA, opracowanie Domu Maklerskiego mBanku

Według prognoz IEA, przy założeniu stabilnej produkcji z OPEC, popyt powinien w tym roku przewyższyć podaż o 0,7 mln baryłek/dzień, co implikowałoby wzrost zapasów o 255 mln baryłek (odpowiednik 6% monitorowanych zapasów w krajach OECD). Opierając się na tym założeniu w naszym modelu zakładamy stabilne ceny ropy w kolejnych latach. Nie można jednak wykluczyć, że w przypadku dalszej poprawy atmosfery wokół Iranu (potencjalne zniesienie sankcji) oraz uspokojenia sytuacji w Libii cena surowca może znaleźć się pod presją, a premia za ryzyko geopolityczne (ilustrowana poniższym wykresem) jeszcze bardziej się zawęzi.

Ceny ropy na tle indeksu surowcowego CRB

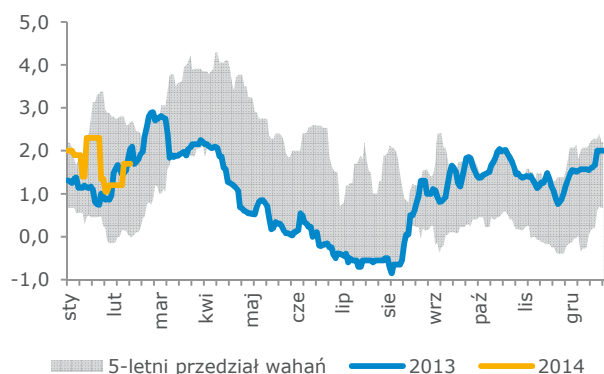


Źródło: Bloomberg, opracowanie Domu Maklerskiego mBanku

Dyferencjał Ural/Brent – powrót do normalności

Dyferencjał Ural/Brent praktycznie przez większość 3Q'13 utrzymywał się w terytoriach ujemnych, co było dużym zaskoczeniem, nawet mając na uwadze sezonowe wzorce. W związku z tym pojawiły się tezy wskazujące na strukturalne i trwałe przyczyny spadku dyskonta w cenie ropy rosyjskiej. Wielowymiarowa analiza relacji notowań mieszanek Brent i Ural skłaniała nas jednak wówczas do zakwestionowania tych opinii i utrzymania długoterminowych prognoz dyferencjału w okolicach 1,5 USD/Bbl. Wskazywały na to zarówno aspekty ekonomiczne rafinacji surowca, jego dostępność jak i otoczenie geopolityczne wpływające w tamtym okresie na rynek. Nasze przypuszczenia potwierdziły się w kolejnych miesiącach, kiedy nie tylko nastąpiło wyraźne odbicie tego kluczowego parametru, ale odczyty zaczęły nawet oscylować wokół górnego ograniczenia wahań z ostatnich 5 lat.

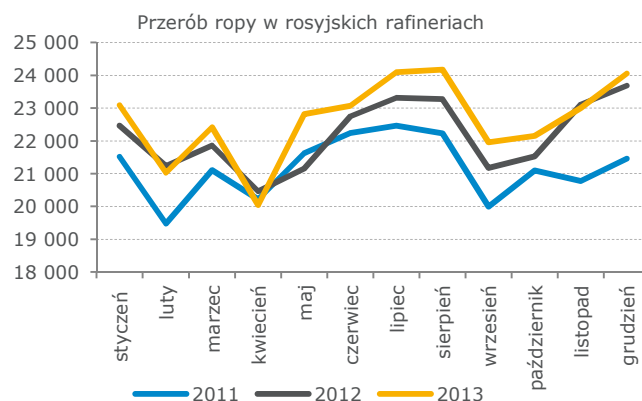
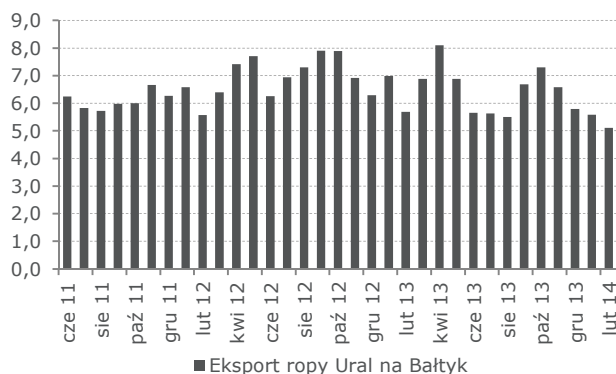
Dyferencjał Ural/Brent na tle 5-letniego przedziału wahań



Źródło: Bloomberg, opracowanie Domu Maklerskiego mBanku

Ważną obserwacją z ubiegłego roku pozostaje jednak zwiększenie amplitudy między lokalnymi ekstremami w ciągu roku, co obok zdarzeń „jednorazowych” (embargo na ropę irańską, załamanie produkcji w Libii, terrorystyczne ataki na rurociąg Kirkuk-Ceyhan) jest konsekwencją zwiększonych mocy przerobowych w rosyjskich rafineriach i sezonowych wahań stopnia ich wykorzystania. Przekłada się to na dostępność ropy Ural na Morzu Bałtyckim i automatycznie zwiększa jej cenę. Przykładowo w okresie maj-sierpień (miesiące z niskim dyferencjałem) podaż ropy rosyjskiej z portów w Primorsku i Ust-Łudze była niższa w ujęciu R/R o ponad 1,1 mln ton.

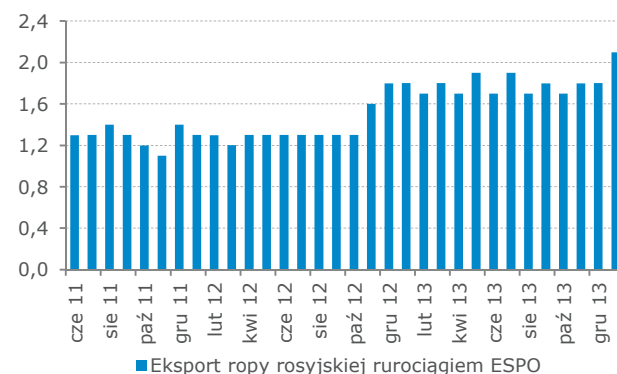
Wolumen eksportu ropy rosyjskiej na Bałtyku i przerób w rafineriach rosyjskich w mln ton



Źródło: Reuters, Bloomberg, prognozy CDU-TEK, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

W pierwszych miesiącach tego roku również dostępność ropy Ural w porcie Primorsk jest niższa R/R, ale oprócz większego przerobu w Rosji wynika to także ze zwiększenia eksportu rurociągiem ESPO do Chin. Nie zainfekowało to jednak istotnie poziomu dyferencjału, gdyż jednocześnie zwiększone zostały dostawy poprzez rurociąg Przyjaźń i port Ust-Ługa. Poza tym wciąż skala eksportu w kierunku wschodnim jest relatywnie niewielka.

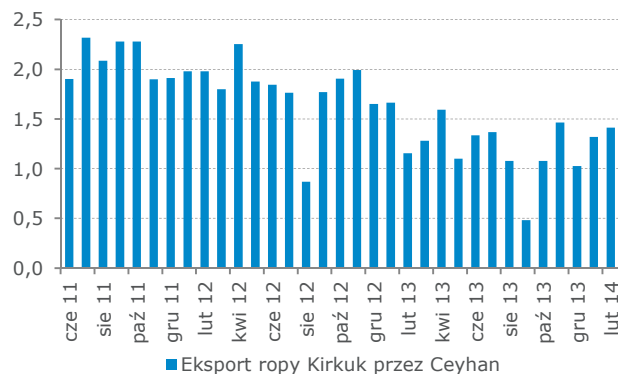
Obciążenie wolumenowe rurociągu ESPO w mln ton



Źródło: Bloomberg

Czynnikiem, który również ma znaczenie dla ceny Ural jest dostępność alternatywnych mieszanek, a przede wszystkim irańskiej ropy Kirkuk. Jej podaż w tureckim porcie Ceyhan w 3Q'13 była niższa R/R średnio o 0,5 mln ton, co wynikało bezpośrednio z utrzymującego się zakazu użytkowania rurociągu przez producentów z Kurdystanu, a także z szeregu ataków terrorystycznych na infrastrukturę przesyłową, ograniczających jej wykorzystanie. Było to tyle istotne, że rosnąca produkcja irańska miała kompensować ubytek objętych embargiem wolumenów z Iranu (-3 mln ton/miesiąc). Tymczasem zwiększyła się więc konkurencja o ciężką ropę rosyjską na Morzu Śródziemnym. Sytuacja pod tym względem uległa już jednak wyraźnej poprawie w związku z podejmowanymi przez rząd irański wzmocnionymi środkami bezpieczeństwa na trasie rurociągu. Dodatkowo rosną szanse na finalny kompromis z autonomią kurdyjską (większość szczegółów eksportu z tego obszaru została już uzgodniona). Ważnym wydarzeniem było także porozumienie o częściowym zniesieniu sankcji na Iran, które choć nie zwiększyło bezpośrednio kwot eksportowych, to pośrednio ułatwia kontakty handlowe dotychczasowym odbiorcom. Powinno to wywierać presję na notowaniach innych ciężkich mieszanek surowca.

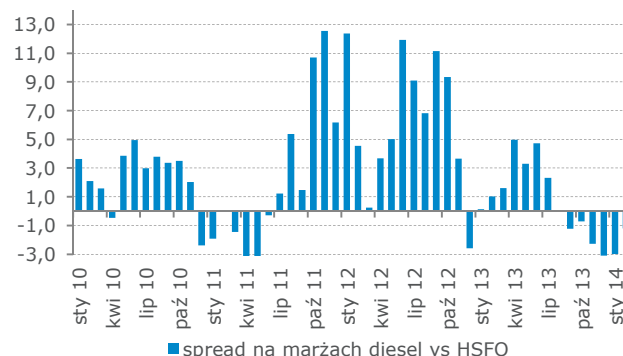
Wolumen eksportu ropy irańskiej przez port Ceyhan w mln ton



Źródło: Bloomberg

Jeśli chodzi o aspekty ekonomiczne przerobu różnych gatunków surowca to oczywiście są one związane z relacjami marż na poszczególnych produktach w związku z odmienną strukturą uzysków. Dobrze ilustruje to poniższy wykres. W ubiegłym roku w miesiącach kiedy dyferencjał był najniższy (maj-sierpień) rafinerie były w stanie zaakceptować wyższe ceny ropy ciężkiej, gdyż spread pomiędzy marżami na dieslu i ciężkim oleju opałowym był relatywnie korzystny. Sytuacja zmieniła się jednak dość wyraźnie we wrześniu, co skłoniło część koncernów do zmiany struktury przerabianej ropy (przykładowo Lotos w końcówce 3Q wykorzystał w rafinerii nawet do 25% ropy innej niż Ural - ostatecznie w całym kwartale udział tych mieszanek wyniósł 13%). Stanowiło to wsparcie dla wysokości dyskonta w końcówce roku. Obecnie relacje marż produktowych nadal są argumentem za większą różnicą w cenie mieszanki Ural, gdyż ciepła zima pogorszyła cracki na HSFO.

Relacja marż przerobowych diesel vs. HSFO (USD/Bbl)



Źródło: Bloomberg, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Wycena

Wartość Spółki PKN Orlen szacujemy na podstawie modelu DCF i metody porównawczej. Cenę docelową akcji PKN Orlen szacujemy w perspektywie 9 miesięcy na poziomie 52,30 PLN.

(PLN)	waga	cena
Wycena porównawcza	50%	50,8
Wycena DCF	50%	47,0
	cena wynikowa	48,9
	cena docelowa za 9 m-cy	52,3

Wycena DCF

Założenia modelu:

- Przepływy pieniężne dyskontujemy na koniec stycznia 2014 roku. Przy ustalaniu wartości firmy uwzględniamy dług netto na koniec grudnia 2013

roku skorygowany o zapasy sprzedane w ramach umowy biletowej (2,4 mld PLN).

- W modelu uwzględniamy przedstawione w poprzednim rozdziale założenia makroekonomiczne.
- W roku 2023 amortyzacja jest wyższa niż CAPEX, dlatego przy obliczaniu wartości rezydualnej, korygujemy wielkość amortyzacji do 2,4 mld PLN.
- Przy obliczaniu FCFTV do wartości rezydualnej przyjmujemy poziom sprzedaży oraz marżę EBITDA z roku 2023. Korygujemy jednak FCF o wielkość przepływów z działalności wydobywczej (TriOil) z uwagi na oczekiwane wyczerpanie aktualnych zasobów 2P.
- Po roku 2023 zakładamy wzrost FCF na poziomie 1%. Ponadto przyjmujemy stopę wolną od ryzyka na poziomie 4,5%, współczynnik beta na poziomie 1,0.

Dodatkowe założenia:

(USD/Bbl)	2011	2012	2013	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P
ropa Brent	111,0	111,9	108,8	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0
ropa Ural	109,4	110,6	107,8	108,5	108,5	108,5	108,5	108,5	108,5	108,5	108,5	108,5
dyferencjał Ural-Brent	1,7	1,3	1,0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
marża benchmarkowa PKN	2,0	5,1	2,8	4,0	4,0	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4

Przerób ropy w mln ton												
Orlen	14,5	15,2	15,2	15,0	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7
Unipetrol	3,9	3,9	3,6	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9
Możejki	9,0	8,5	9,0	8,5	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0

Prod. petrochemiczna w tys. ton	3292	3454	3381	3425	3425	3425	3425	3425	3425	3425	3425	3425
Prod. chemiczna w tys. ton	1776	1779	1789	1789	1789	1789	1789	1789	1789	1789	1789	1789

Chemia i petrochemia												
Marża PVC w EUR/t	644	593	381	403	447	493	505	495	495	509	517	517
Marża olefiny w USD/t	402	401	455	432	432	432	373	348	348	385	404	404
Marża HDPE+LDPE USD/t	1010	905	1004	975	975	975	890	854	854	907	935	935
Marża PP USD/t	1054	866	934	906	906	906	824	789	789	840	866	866
Marża PTA w USD/t	453	284	277	290	290	290	290	290	290	290	290	290

Pozostałe założenia makroekonomiczne	2011	2012	2013	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P
kurs USD/PLN	2,97	3,26	3,16	3,06	3,23	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25
kurs EUR/PLN	4,12	4,19	4,20	4,03	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90

Model DCF

(mln PLN)	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2023+
Przychody ze sprzedaży	112 544	122 210	125 057	125 610	126 319	126 951	127 736	128 414	128 946	129 486	129 486
zmiana	-1,1%	8,6%	2,3%	0,4%	0,6%	0,5%	0,6%	0,5%	0,4%	0,4%	0,0%
EBITDA	4 948,3	5 320,8	5 732,1	5 492,0	5 389,7	5 189,6	5 419,2	5 558,1	5 539,2	5 508,7	5 508,7
marża EBITDA	4,4%	4,4%	4,6%	4,4%	4,3%	4,1%	4,2%	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%
Amortyzacja	2 295,1	2 397,9	2 293,8	2 323,8	2 339,3	2 349,3	2 379,3	2 422,3	2 372,7	2 328,6	2 280,0
EBIT	2 653,2	2 922,9	3 438,3	3 168,2	3 050,4	2 840,3	3 039,9	3 135,8	3 166,6	3 180,1	3 228,7
marża EBIT	2,4%	2,4%	2,7%	2,5%	2,4%	2,2%	2,4%	2,4%	2,5%	2,5%	2,5%
Opodatkowanie EBIT	504,1	555,3	653,3	602,0	579,6	539,7	577,6	595,8	601,6	604,2	613,5
NOPLAT	2 149,1	2 367,5	2 785,1	2 566,2	2 470,8	2 300,7	2 462,3	2 540,0	2 564,9	2 575,9	2 615,3
CAPEX	-3 720	-2 920	-2 280	-2 280	-2 280	-2 280	-2 280	-2 280	-2 280	-2 280	-2 280
Kapitał obrotowy	-261	618	541	930	-69	-62	-77	-66	-52	-53	-52
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	463	2 463	3 340	3 540	2 461	2 308	2 485	2 616	2 605	2 572	2 446
WACC	8,4%	8,6%	8,9%	9,2%	9,1%	9,1%	9,1%	9,2%	9,2%	9,2%	9,0%
współczynnik dyskonta	92,9%	85,5%	78,5%	71,9%	65,9%	60,4%	55,3%	50,7%	46,4%	42,5%	42,5%
PV FCF	430	2 105	2 621	2 545	1 621	1 393	1 374	1 325	1 209	1 093	

WACC	8,4%	8,6%	8,9%	9,2%	9,1%	9,1%	9,1%	9,2%	9,2%	9,2%	9,0%
Koszt długu	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%
Stopa wolna od ryzyka	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%
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	21,3%	16,9%	11,5%	6,8%	7,1%	7,6%	7,0%	6,6%	6,4%	6,4%	10,0%
Koszt kapitału własnego	9,5%	9,5%	9,5%	9,5%	9,5%	9,5%	9,5%	9,5%	9,5%	9,5%	9,5%
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)

30 590

Zdyskontowana wartość rezydualna (PV TV)

13 000

Zdyskontowana wartość FCF w okresie prognozy

15 716

Dług netto

7 021

Udziałowcy mniejszościowi

1 603

Wartość firmy

20 092

Liczba akcji (mln)

427,7

Ostateczna wartość firmy na akcję (PLN)

47,0

9-cio miesięczny koszt kapitału własnego

7,0%

Cena docelowa (PLN)

50,3

		Wzrost FCF w nieskończoności				
		0,0%	1,0%	2,0%	3,0%	4,0%
WACC +1,0 p.p.	43,8	46,7	50,3	54,9	61,1	
WACC +0,5 p.p.	45,1	48,4	52,5	57,8	65,1	
WACC	46,7	50,3	54,9	61,1	69,8	
WACC -0,5 p.p.	48,4	52,5	57,8	65,1	75,6	
WACC -1,0 p.p.	50,3	54,9	61,1	69,8	82,9	

EV/EBITDA('14) dla ceny docelowej

6,1

P/E('14) dla ceny docelowej

11,3

Udział TV w EV

43%

Wycena porównawcza

Wycenę mnożnikową przeprowadziliśmy dla wskaźników P/E i EV/EBITDA w horyzoncie 2014-2016 dla dwóch osobnych grup porównawczych. W pierwszej grupie spółek uwzględniliśmy regionalne spółki rafineryjne. Do drugiej grupy wybraliśmy z kolei globalne koncerny zajmujące się produkcją petrochemiczną. Wyceny tych podmiotów dobrze oddają poziom ryzyka operacyjnego przypisany do tych rodzajów działalności. Dla obydwu kategorii wagi przyjęliśmy według udziału segmentów w EBITDA. Na podstawie tych szacunków implikowana wycena wskaźnikowa PKN Orlen wynosi 50,80 PLN na akcję.

(PLN)	waga	cena
Spółki rafineryjne	70%	45,3
Spółki petrochemiczne	30%	63,6
wycena porównawcza		50,8

Analiza porównawcza na podstawie spółek rafineryjnych

Spółki rafineryjne	Cena	P/E				EV/EBITDA			
		2013P	2014P	2015P	2016P	2013P	2014P	2015P	2016P
HELLENIC PETROLEUM	7,1	-	15,0	10,0	8,8	21,1	9,1	7,6	7,5
LOTOS	38,4	42,5	7,3	7,5	5,2	13,2	5,9	5,6	4,2
MOL	13 710	54,1	9,2	6,1	4,9	4,7	3,9	3,2	2,7
MOTOR OIL	8,9	19,3	9,3	8,3	8,7	8,3	6,3	6,1	5,9
NESTEOIL	14,8	9,9	12,1	11,4	10,0	5,7	6,3	6,1	5,8
OMV	33,8	9,1	8,3	8,0	7,2	3,3	3,0	2,9	2,5
SARAS	1,1	-	160,7	26,2	14,1	12,7	6,0	4,7	3,5
OMV PETROM SA	0,5	5,7	5,5	6,1	5,9	3,0	2,8	3,0	2,8
TUPRAS	40,2	9,5	8,2	7,7	6,6	12,1	9,2	5,5	5,2
UNIPETROL	148,5	-	38,2	26,5	-	9,9	7,4	6,9	-
Maksimum		54,1	160,7	26,5	14,1	21,1	9,2	7,6	7,5
Minimum		5,7	5,5	6,1	4,9	3,0	2,8	2,9	2,5
Mediana		9,9	9,2	8,2	7,2	9,1	6,1	5,5	4,2
PKN ORLEN	41,5	100,7	9,3	8,2	6,6	10,5	5,4	4,7	4,0
(premia / dyskonto)		922%	1%	0%	-8%	16%	-12%	-15%	-3%
Implikowana wycena									
Mediana		9,9	9,2	8,2	7,2	9,1	6,1	5,5	4,2
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)		45,3							

Analiza porównawcza na podstawie spółek petrochemicznych

Spółki petrochemiczne	P/E					EV/EBITDA			
	Cena	2013P	2014P	2015P	2016P	2013P	2014P	2015P	2016P
AXIALL	41,2	11,4	10,9	9,0	-	6,7	6,3	5,8	-
BRASKEM	19,4	24,8	14,2	11,7	7,8	6,0	4,8	4,3	4,1
DOW CHEMICAL	47	20,5	15,8	13,3	11,6	9,3	8,4	7,8	7,1
EASTMAN CHEMICAL	82,8	13,1	11,9	10,9	10,0	8,3	8,0	7,5	7,2
HUNTSMAN	23,3	15,6	10,4	9,0	7,7	7,6	6,3	5,6	5,2
LOTTE CHEMICAL	222,5	19,4	12,8	10,2	8,5	9,3	7,3	6,3	5,4
LYONDELLBASELL	84,5	13,9	11,4	10,2	9,6	7,8	7,1	6,7	6,5
MITSUBISHI CHEMICAL	453,0	29,6	16,5	13,6	11,1	8,9	8,4	7,7	7,2
MITSUI CHEMICALS	269,0	-	-	19,0	13,4	16,4	11,7	9,8	8,7
WESTLAKE CHEMICAL	129,3	15,2	12,9	12,1	-	8,2	7,1	6,7	-
Maksimum		29,6	16,5	19,0	13,4	16,4	11,7	9,8	8,7
Minimum		11,4	10,4	9,0	7,7	6,0	4,8	4,3	4,1
Mediana		15,6	12,8	11,3	9,8	8,3	7,2	6,7	6,8
PKN ORLEN	41,5	100,7	9,3	8,2	6,6	10,5	5,4	4,7	4,0
(premia / dyskonto)		-	-27%	-28%	-32%	28%	-25%	-29%	-40%
Implikowana wycena									
Mediana		15,6	12,8	11,3	9,8	8,3	7,2	6,7	6,8
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)		63,6							

Rachunek wyników

(mln PLN)	2011	2012	2013	2014P	2015P	2016P	2017P
Przychody ze sprzedaży	106 973	120 102	113 853	112 544	122 210	125 057	125 610
zmiana	28,0%	12,3%	-5,2%	-1,1%	8,6%	2,3%	0,4%
EBIT	2 066,5	2 024,4	333,0	2 653,2	2 922,9	3 438,3	3 168,2
Rafineria	2 105,9	926,7	-1 180,0	1 084,8	1 237,8	1 431,0	1 368,7
w tym efekt LIFO	2 241,0	-154,0	-688,0	297,7	238,0	0,0	0,0
Detal	425,7	647,5	917,0	1 073,1	1 131,0	1 233,1	1 293,5
Petrochemia	391,0	945,3	1 062,0	957,8	1 051,2	1 094,2	777,2
w tym efekt LIFO	110,0	-21,0	20,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Chemia*	-377,5	260,0	252,0	234,8	174,6	238,7	277,3
Energetyka	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	104,3	121,1
Wydobycie	0,0	-26,0	-38,0	76,2	108,3	123,6	123,6
Funkcje korporacyjne	-478,7	-729,1	-680,0	-773,5	-780,0	-786,6	-793,2
EBIT LIFO (oczyszczony)	820,5	2 541,4	1 145,0	2 355,6	2 684,9	3 438,3	3 168,2
Wynik na działalności finansowej	537,0	601,0	-155,0	-247,4	-202,9	-71,7	4,3
Wynik zdarzeń nadzwyczajnych	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
Pozostałe	188,3	-0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Zysk brutto	2 791,7	2 624,7	178,0	2 405,8	2 719,9	3 366,7	3 172,4
Podatek dochodowy	776,7	454,5	88,0	457,1	516,8	639,7	602,8
Udziałowcy mniejszościowi	-348,4	-174,6	-86,0	44,4	38,3	48,9	54,5
Zysk netto	2 363,4	2 344,8	176,0	1 904,3	2 164,9	2 678,1	2 515,2
zmiana	-0,3%	-0,8%	-92,5%	982,0%	13,7%	23,7%	-6,1%
marża	2,2%	2,0%	0,2%	1,7%	1,8%	2,1%	2,0%
Amortyzacja	2 379,9	2 260,1	2 170,0	2 295,1	2 397,9	2 293,8	2 323,8
EBITDA	4 446,4	4 284,5	2 503,0	4 948,3	5 320,8	5 732,1	5 492,0
zmiana	-19,8%	-3,6%	-41,6%	97,7%	7,5%	7,7%	-4,2%
marża EBITDA	4,2%	3,6%	2,2%	4,4%	4,4%	4,6%	4,4%
Liczba akcji na koniec roku (mln)	427,7	427,7	427,7	427,7	427,7	427,7	427,7
EPS	5,5	5,5	0,4	4,5	5,1	6,3	5,9
CEPS	11,1	10,8	5,5	9,8	10,7	11,6	11,3
ROAE	10,2%	9,2%	0,7%	7,2%	7,7%	9,1%	8,3%
ROAA	4,3%	4,2%	0,3%	3,6%	4,0%	4,9%	4,6%

*w ramach segmentu chemia wydzielamy Grupę Anwil, dane są szacunkowe

Bilans

(mln PLN)	2011	2012	2013	2014P	2015P	2016P	2017P
AKTYWA	58 731,5	52 630,8	51 644,0	53 414,5	54 637,5	54 141,4	54 818,4
Majątek trwały	28 599,1	26 810,6	26 835,0	28 259,9	28 782,0	28 768,2	28 724,3
Rzeczowe aktywa trwałe	26 578,7	24 743,7	25 294,0	26 710,3	27 233,7	27 224,7	27 182,0
Wartości niematerialne i prawne	1 323,0	1 447,3	961,0	969,6	968,2	963,5	962,3
Udziały w innych podmiotach	13,1	11,9	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
Pozostałe aktywa trwałe	684,3	607,7	568,0	568,0	568,0	568,0	568,0
Majątek obrotowy	30 132,3	25 820,1	24 809,0	25 154,6	25 855,6	25 373,2	26 094,1
Zapasy	16 296,5	15 011,0	13 858,0	14 163,7	13 941,3	13 187,0	12 235,2
Należności krótkoterminowe	8 071,0	8 075,3	7 817,0	7 727,1	8 390,8	8 586,3	8 624,2
Pozostałe aktywa obrotowe	355,6	522,4	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0
Środki pieniężne i ich ekwiwalent	5 409,2	2 211,4	2 893,0	3 022,8	3 282,5	3 358,9	4 993,6
PASYWA	58 731,5	52 630,8	51 644,0	53 414,5	54 637,5	54 141,4	54 818,4
Kapitał własny	24 533,8	26 479,2	25 948,0	27 252,3	28 637,7	29 993,9	30 600,1
Kapitał akcyjny	1 057,6	1 057,6	1 058,0	1 058,0	1 058,0	1 058,0	1 058,0
Pozostałe kapitały własne	23 476,1	25 421,6	24 890,0	26 194,3	27 579,7	28 935,9	29 542,1
Kapitał mniejszości	2 264,9	1 827,6	1 603,0	1 647,4	1 685,7	1 734,6	1 789,1
Zobowiązania długoterminowe	12 120,0	9 196,7	7 943,0	8 353,3	7 246,3	5 590,9	5 590,9
Pożyczki i kredyty	10 537,8	7 678,4	6 603,0	7 013,3	5 906,3	4 250,9	4 250,9
Pozostałe	1 582,2	1 518,2	1 340,0	1 340,0	1 340,0	1 340,0	1 340,0
Zobowiązania krótkoterminowe	19 812,8	15 127,3	16 150,0	16 161,5	17 067,9	16 822,0	16 838,2
Pożyczki i kredyty	2 459,8	1 294,6	911,0	967,6	814,9	586,5	586,5
Zobowiązania handlowe	15 092,5	12 655,9	14 143,0	14 097,9	15 157,0	15 139,5	15 155,7
Pozostałe	2 260,5	1 176,8	1 096,0	1 096,0	1 096,0	1 096,0	1 096,0
Dług	12 997,6	8 973,1	7 514,0	7 980,9	6 721,1	4 837,4	4 837,4
Dług netto*	7 588,4	6 761,7	7 021,0	7 358,0	5 838,7	3 878,4	2 243,7
(Dług netto / Kapitał własny)	30,9%	25,5%	27,1%	27,0%	20,4%	12,9%	7,3%
(Dług netto / EBITDA)	1,7	1,6	2,8	1,5	1,1	0,7	0,4
BVPS	57,4	61,9	60,7	63,7	67,0	70,1	71,5

*dług netto powiększony o sprzedane zapasy obowiązkowe

Przepływy pieniężne

(mln PLN)	2011	2012	2013	2014P	2015P	2016P	2017P
Przepływy operacyjne	761,1	3 089,4	5 671,0	4 230,4	5 421,8	5 633,8	5 819,3
Zysk netto	2 015,0	2 170,2	90,0	1 948,7	2 203,2	2 727,0	2 569,7
Amortyzacja	2 379,9	2 260,1	2 170,0	2 295,1	2 397,9	2 293,8	2 323,8
Kapitał obrotowy	-4 803,4	-1 138,7	2 822,0	-260,9	617,7	541,3	930,1
Pozostałe	1169,6	-202,2	589,0	247,4	202,9	71,7	-4,3
Przepływy inwestycyjne	1 497,0	-2 874,9	-2 479,0	-3 720,0	-2 920,0	-2 280,0	-2 280,0
CAPEX	-2 542,4	-2 446,5	-2 400,0	-3 720,0	-2 920,0	-2 280,0	-2 280,0
Inwestycje kapitałowe	-121,3	-169,9	-536,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pozostałe	4160,8	-258,4	457,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Przepływy finansowe	332,4	-3 411,5	-2 509,0	-380,5	-2 242,1	-3 277,3	-1 904,6
Emisja akcji	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dług	870,8	-2 991,3	-1 512,0	466,9	-1 259,7	-1 883,8	0,0
Dywidenda (buy-back)	0,0	0,0	-642,0	-600,0	-779,5	-1 321,9	-1 908,9
Pozostałe	-538,4	-420,2	-355,0	-247,4	-202,9	-71,7	4,3
Zmiana stanu środków pieniężnych	2 590,5	-3 196,9	683,0	129,8	259,6	76,5	1 634,7
Środki pieniężne na koniec okresu	5 409,2	2 211,3	2 893,0	3 022,8	3 282,5	3 358,9	4 993,6
DPS (PLN)	0,00	0,00	1,50	1,40	1,82	3,09	4,46
FCF	-3 797,5	74,9	2 301,0	510,4	2 501,8	3 353,8	3 539,3
(CAPEX / Przychody ze sprzedaży)	2,4%	2,0%	2,1%	3,3%	2,4%	1,8%	1,8%

Wskaźniki rynkowe

	2011	2012	2013	2014P	2015P	2016P	2017P
P/E	7,5	7,6	100,7	9,3	8,2	6,6	7,0
P/CE	3,7	3,8	7,6	4,2	3,9	3,6	3,7
P/BV	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6
P/S	0,2	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0
FCF/EV	-13,8%	0,3%	9,6%	2,1%	10,9%	16,0%	18,3%
EV/EBITDA	6,2	6,1	9,6	4,9	4,3	3,7	3,5
EV/EBIT	13,3	13,0	71,9	9,2	7,8	6,1	6,1
EV/S	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
DYield	0,0%	0,0%	3,6%	3,4%	4,4%	7,5%	10,8%
Cena (PLN)	41,5						
Liczba akcji na koniec roku (mln)	427,7	427,7	427,7	427,7	427,7	427,7	427,7
MC (mln PLN)	17 729	17 729	17 729	17 729	17 729	17 729	17 729
Kapitał udziałowców mniej. (mln PLN)	2 265	1 828	1 603	1 647	1 686	1 735	1 789
EV (mln PLN)	27 582	26 318	23 953	24 334	22 853	20 942	19 361

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 księgowa

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 księgowa) - 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 Maklerskiego mBanku 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 Dom Maklerski mBanku S.A. uważa za wiarygodne, w tym informacji publikowanych przez emitentów, których akcje są przedmiotem rekomendacji. Dom Maklerski mBanku 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.

Dom Maklerski mBanku 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 Dom Maklerski mBanku S.A. świadczy, będzie świadczyć, lub w przeszłości świadczył usługi na rzecz przedsiębiorców i innych podmiotów wymienionych w niniejszym opracowaniu.

Dom Maklerski mBanku S.A. nie wyklucza złożenia emitentowi papierów wartościowych, będących przedmiotem rekomendacji oferty świadczenia usług maklerskich. Informacje o konflikcie interesów powstałym w związku ze sporządzeniem rekomendacji (o ile występuje) znajdują się poniżej.

Raport nie został przekazany do emitenta przed jego publikacją.

Dom Maklerski mBanku S.A. pełni funkcję animatora rynku dla emitenta.

Dom Maklerski mBanku S.A., 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 Domu Maklerskiego mBanku S.A.

Adresatami rekomendacji są wszyscy Klienci Domu Maklerskiego mBanku S.A.

Nadzór nad działalnością Domu Maklerskiego mBanku S.A. 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 Domu Maklerskim mBanku S.A. upoważnione do bezpośredniego dostępu do pomieszczeń, w których opracowywane były rekomendacje, inne niż analitycy wymienieni jako sporządzający niniejszą rekomendację.

Silne i słabe strony metod wyceny zastosowanych w rekomendacji:

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

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

Ostatnie wydane rekomendacje dotyczące Spółki

rekomendacja	Akumuluj	Kupuj	Kupuj
data wydania	2013-06-05	2013-07-03	2013-10-21
kurs z dnia rekomendacji	53,25	48,21	44,70
WIG w dniu rekomendacji	47620,68	45533,94	52587,24

Michał Marczak

członek zarządu

tel. +48 22 697 47 38

michal.marczak@mdm.pl

strategia, telekomunikacja, surowce, metale

Departament analiz:

Kamil Kliszczyk

wicedyrektor

tel. +48 22 697 47 06

kamil.kliszczyk@mdm.pl

paliwa, chemia, energetyka

Michał Konarski

tel. +48 22 697 47 37

michal.konarski@mdm.pl

banki

Jakub Szkopek

tel. +48 22 697 47 40

jakub.szkopek@mdm.pl

przemysł

Paweł Szpigel

tel. +48 22 697 49 64

pawel.szpigel@mdm.pl

media, IT

Piotr Zybała

tel. +48 22 697 47 01

piotr.zybała@mdm.pl

budownictwo, deweloperzy

Departament sprzedaży instytucjonalnej:

Piotr Dudziński

dyrektor

tel. +48 22 697 48 22

piotr.dudzinski@mdm.pl

Marzena Łempicka-Wilim

wicedyrektor

tel. +48 22 697 48 95

marzena.lempicka@mdm.pl

Kierownik zagranicznej sprzedaży instytucjonalnej:

Matthias Falkiewicz

tel. +48 22 697 48 47

matthias.falkiewicz@mdm.pl

Dom Maklerski mBanku S.A.

ul. Wspólna 47/49, 00-684 Warszawa

www.mDomMaklerski.pl

Maklerzy:

Krzysztof Bodek

tel. +48 22 697 48 89

krzysztof.bodek@mdm.pl

Michał Jakubowski

tel. +48 22 697 47 44

michal.jakubowski@mdm.pl

Tomasz Jakubiec

tel. +48 22 697 47 31

tomasz.jakubiec@mdm.pl

Szymon Kubka, CFA, PRM

tel. +48 22 697 48 16

szymon.kubka@mdm.pl

Anna Łagowska

tel. +48 22 697 48 25

anna.lagowska@mdm.pl

Paweł Majewski

tel. +48 22 697 49 68

pawel.majewski@mdm.pl

Adam Mizera

tel. +48 22 697 48 76

adam.mizera@mdm.pl

Adam Prokop

tel. +48 22 697 47 90

adam.prokop@mdm.pl

Michał Roźmiej

tel. +48 22 697 49 85

michal.rozmiej@mdm.pl

Zespół Prywatnego Maklera:

Jarosław Banasiak

dyrektor biura aktywnej sprzedaży

tel. +48 22 697 48 70

jaroslaw.banasiak@mdm.pl