

17 maja 2011

Aktualizacja raportu



Energetyka

Polska, Czechy

P/E'11	10,8
EV/EBITDA'11	5,0
WIG Energia	4 354,23

	9MTP	Rekomendacja
CEZ	885,8	Redukuj
ENEA	21,68	Akumuluj
PGE	27,74	Akumuluj
TAURON	9,24	Kupuj

	Kurs*	9MTP	Potencjał zmiany
CEZ	959,0	885,8	-7,6%
ENEA	18,88	21,68	+14,8%
PGE	24,15	27,74	+14,9%
TAURON	6,33	9,24	+46,0%

* ceny zamknięcia z 16.05.2011

Energetyka

Poprawa wyników = poprawa sentymentu

Sektor energetyczny od początku roku zachowywał się słabiej od szerokiego rynku i tylko CEZ na fali decyzji o zamknięciu niemieckich elektrowni jądrowych mocno odreagował wcześniejsze spadki kursu. W przypadku czeskiego koncernu jest to już jednak dobry moment na realizację zysków, a do łask inwestorów po bardzo dobrych wynikach za 1Q powinny wrócić polskie spółki z sektora. Perspektywa malejącej rezerwy mocy będzie bowiem sprzyjać wzrostom cen energii (możliwe pojawienie się czynnika spekulacyjnego na TGE), a mechanizm wynagradzania WRA pozwoli na dalszą dynamiczną poprawę wyników dystrybucji. Oczywiście nadal w mocy pozostają długoterminowe ryzyka związane z CO2 i ogromnymi planami wydatków inwestycyjnych, ale w naszej opinii poprawa rentowności i bilansów w krótkim terminie będzie je skutecznie w oczach rynku łagodzić. Zalecamy kupowanie akcji Tauronu, akumulowanie Enei i PGE oraz redukcję CEZ.

Odbudowywanie się popytu, zawężanie rezerwy mocy w Polsce

Koniunktura przemysłowa sprzyja dalszemu odbudowywaniu się popytu i te pozytywne tendencje są widoczne w regionie, ale przede wszystkim na rynku polskim gdzie dynamika w pierwszych miesiącach roku mimo wysokiej bazy i ciepłego stycznia sięgnęła średnio 2%. W otoczeniu rosnącego zapotrzebowania obserwujemy jednocześnie spadek średniej mocy dyspozycyjnej (-3%), co prowadzi do zawężenia rezerwy systemu. W najbliższych latach niewiele się w tym zakresie zmieni (brak nowych bloków i interkonektorów), co powinno przekładać się na wzrosty cen energii, których prognozy uważamy za konserwatywne. Nie bez znaczenia będzie również pojawienie się czynnika spekulacyjnego na TGE.

Wyłączenie elektrowni jądrowych w Niemczech

Skalę wpływu decyzji niemieckiego rządu na rynek energii może obrazować fakt, że udział atomu w generacji ogółem wyniósł w Niemczech w ubiegłym roku około 23%, a w wspomnianych 7 zamkniętych elektrowni około 7%. Nagły ubytek tych mocy od razu wywołał wzrost cen energii zarówno w kontraktach sportowych jak i terminowych (+11%) oraz wywindował o 7% notowania uprawnień do emisji CO2 (moce jądrowe zostaną zastąpione wysokoemisyjnymi blokami węglowymi i roczny popyt na certyfikaty może wzrosnąć nawet o 40 mln ton). Z dnia na dzień strukturalna nadwyżka rezerwy mocy (uruchamianie inwestycji w węgiel i wietrze) została zmniejszona praktycznie o połowę. Biorąc pod uwagę perspektywę uruchamiania w okresie 2011-13 nowych mocy gazowych i węglowych (około 13 GW, z czego 2,5 GW CCGT, 3 GW w węgiel brunatnym i 8 GW w kamiennym) przy braku większych wyłączeń (3-4 GW) istotnie poprawia to obraz niemieckiego rynku jeśli chodzi o kształtowanie się cen.

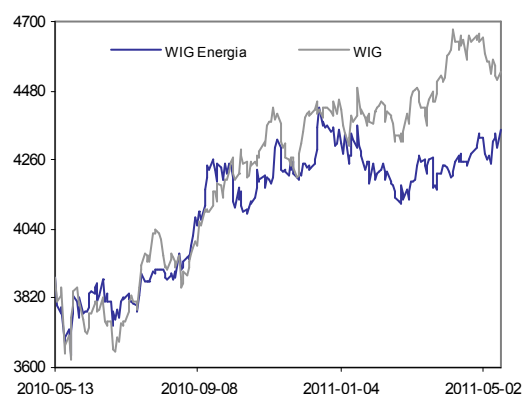
Kontynuacja pozytywnych tendencji w polskiej dystrybucji

Ubiegły rok był dla polskich koncernów energetycznych okresem bardzo dynamicznej poprawy wyników w obszarze dystrybucji energii (średnio o ponad 100%), co miało związek z korzystniejszym otoczeniem regulacyjnym, wyższymi od założonych w taryfach wolumenami oraz zmianą sposobu księgowania opłat przyłączeniowych. Wydawało się, że w związku z wysoką bazą w tym roku trudno te wyniki będzie powtórzyć, ale wszystko na to wskazuje że wzrost udziałów nowych inwestycji w WRA, cięcia kosztów i rosnący zwrot ze starych aktywów pozwolą na wygenerowanie średnio 33% dynamiki na poziomie EBIT.

	P/E 2011P	P/E 2012P	P/CE 2011P	P/CE 2012P	EV/EBITDA 2011P*	EV/EBITDA 2012P*	P/BV 2010
CEZ	11,8	11,3	7,4	7,1	7,2	6,7	2,3
ENEA	11,1	9,4	6,0	5,4	3,6	3,1	0,8
PGE	11,3	9,9	6,7	6,0	5,4	4,8	1,2
TAURON	8,9	8,1	4,2	3,9	3,7	3,4	0,8

* wskaźniki liczone dla długu netto na koniec 2010 roku

Kurs akcji WIG Energia na tle WIG


Kamil Kliszcz

(48 22) 697 47 06

kamil.kliszcz@dibre.com.pl

www.dibre.com.pl

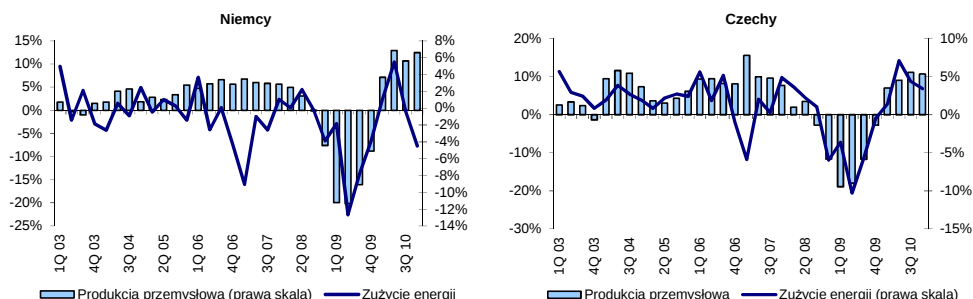
Rynek energii w Niemczech i Czechach

- Popyt na energię odbudowuje się po kryzysie, ale nadal znajduje się poniżej poziomów z 2008 roku, szczególnie w Niemczech, gdzie dynamiki na produkcji przemysłowej nie przekładają się istotnie na zużycie prądu (ponad 6% poniżej odczytów sprzed załamania).
- Brak stymulatora popytowego i strukturalna nadwyżka podaży wpływały przez cały 2010 roku na stagnację cen energii w Niemczech w okolicach 50 EUR/t w kontraktach rocznych. Podobnie wyglądała sytuacja na rynku uprawnień do emisji, które po wzroście notowań na początku roku utrzymywały się na poziomie 15 EUR/t.
- Wyłączenie 7 elektrowni jądrowych w Niemczech i rewizja planów wydłużenia pracy pozostałych (efekt awarii w Japonii) powodem skokowego wzrostu cen energii i CO₂ w marcu tego roku.
- Nowe 13 GW mocy wytwórczych w węglu i w gazie w perspektywie 2013 roku skutecznym hamulcem dalszych wzrostów cen w Niemczech
- Rewizja naszych prognoz cen energii w dół po korekcie ścieżki wzrostu notowań uprawnień do emisji.

Odbicie na wolumenach bez wpływu na ceny

Ubiegły rok wraz z poprawą koniunktury gospodarczej przyniósł dodatnie dynamiki zużycia energii i takie tendencje obserwowaliśmy też na rynku czeskim i niemieckim, choć różna była skala tego zjawiska. W przypadku Czech znaczące odbicie w produkcji przemysłowej bezpośrednio przełożyło się na wysoką dynamikę zużycia prądu (+3,9%), które ostatecznie okazało się tylko nieznacznie niższe niż w roku 2008 (-1,2%). W Niemczech z kolei podobnie jak to miało miejsce w poprzednich latach korelacja aktywności przemysłowej oraz popytu na energię nie była tak wysoka i mimo dwucyfrowych wzrostów indeksu produkcji zużycie prądu utrzymało się na zbliżonym poziomie r/r (+0,3%), czyli 6,2% poniżej poziomów z roku 2008. Zadecydowały o tym przede wszystkim mocno ujemne odczyty z września i października (-9%). W końcówce roku te wskaźniki poprawiły się, ale nadal pozostawały ujemne (-2%).

Dynamika zużycia energii elektrycznej w Niemczech i Czechach na tle indeksu produkcji przemysłowej



Źródło: Eurostat

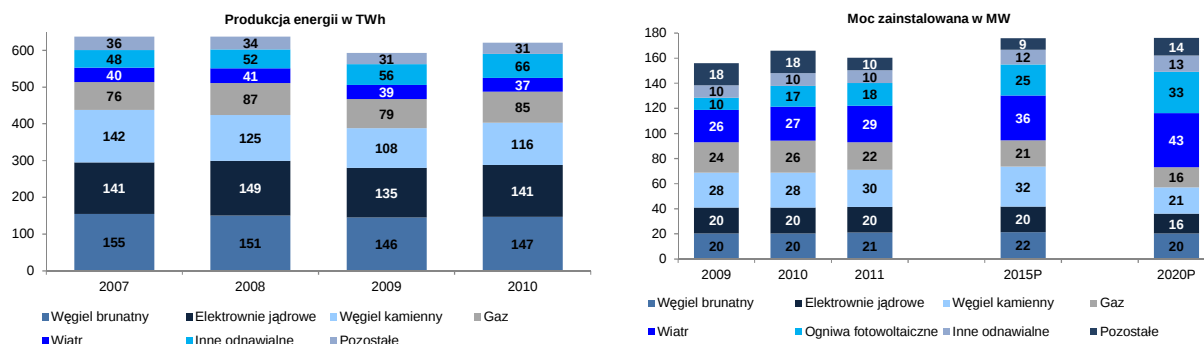
Słaby popyt na niemieckim rynku przy rosnącej rezerwie mocy w związku z uruchamianymi nowymi inwestycjami znalazł bezpośrednie przełożenie w notowaniach na giełdach energii. Średnie ceny spotowe okazały się co prawda wyższe w 2010 roku średnio o około 12% w ujęciu r/r, ale w przypadku kontraktów terminowych było już zupełnie inaczej i na przykład średnie ceny w serii z rozliczeniem na rok 2012 obniżyły się o 8,5% z 57 EUR/MWh do 52 EUR/MWh. Rynek dyskontował więc utrzymanie się strukturalnej nadpodaży w kolejnych latach wynikającej również z dynamicznego rozwoju energetyki wiatrowej (konieczność utrzymywania tzw. mocy rezerwowej na dużą zmienność dyspozycyjności farm wiatrowych-obecnie sięga ona nawet 30 GW). Biorąc pod uwagę strategię hedgingowe stosowane przez niemieckie elektrownie oznaczać to będzie w 2011 dalszy spadek średniej efektywnej ceny sprzedaży energii. Gdyby nie opisany poniżej efekt zamknięcia części elektrowni atomowych, negatywny trend byłby kontynuowany również w roku 2012.

Zamknięcie elektrowni jądrowych w Niemczech- konsekwencje

Ważnym wydarzeniem nie tylko dla niemieckiego rynku energetycznego, ale również całego regionu okazało się marcowe trzęsienie ziemi w Japonii i wywołana nim poważna awaria w elektrowni atomowej w Fukushima. Niemiecki rząd obserwując problemy z akcją ratunkową w tej jednostce, nie bez nacisku ze strony ekologów, zdecydował o tymczasowym zamknięciu 7 z 17 elektrowni atomowych i zawieszeniu uzgodnionego pod koniec 2010 roku programu

wydłużenia czasu funkcjonowania pozostałych. Przypominamy, że w ramach tych negocjacji pierwotne terminy zamknięcia instalacji starszych niż 30 lat przesunięto o 8 lat, a pozostałych o 12 lat w zamian za wprowadzenie podatku od paliwa jądrowego w wysokości 14,5 EUR/MWh oraz tzw. opłaty odnawialnej (9 EUR/MWh naliczanej od 2017 roku, ale płatnej w zaliczkach już od 2011 roku). Obecnie specjalna komisja przeprowadza audyt istniejących elektrowni atomowych i pierwsze wnioski mają być gotowe w czerwcu. Część landów już teraz jednak zapowiedziała, że nie widzi szans na ponowne uruchomienie ponad 30-letnich bloków, tak więc wydaje się że ich przyszłość jest przesądzona. Obserwatorzy niemieckiego rynku energii uważają również, że nie można liczyć na utrzymanie wydłużonych okresów funkcjonowania dla nowszych instalacji, nawet w kontekście podjętych przez RWE kroków prawnych wobec niemieckiej administracji.

Produkcja energii elektrycznej w Niemczech wg źródeł oraz moc zainstalowana*

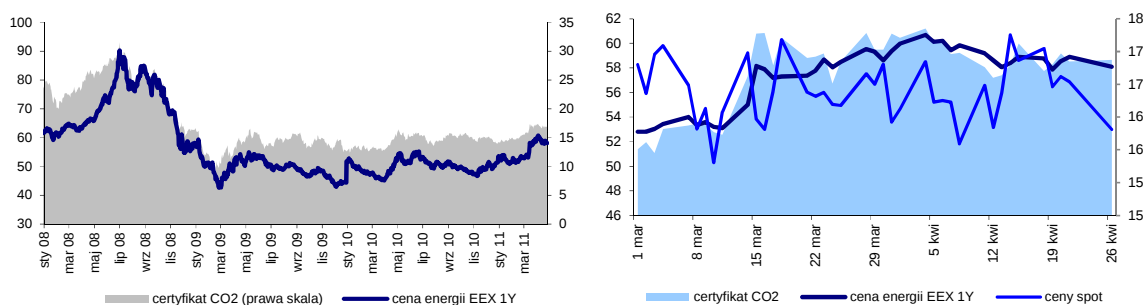


*prognozy mocy zainstalowanej wg ENTSO-E nie uwzględniają jeszcze wcześniejszych wyłączeń mocy jądrowych

Źródło: BDEW, ENTSO-E

Skalę wpływu powyższych decyzji na rynek energii może obrazować fakt, że udział atomu w generacji ogółem wyniósł w Niemczech w ubiegłym roku około 23%, a wspomnianych 7 zamkniętych elektrowni około 7%. Nagły ubytek tych mocy od razu wywołał wzrost cen energii zarówno w kontraktach sportowych jak i terminowych (+11%) oraz wywindował o 7% notowania uprawnień do emisji CO₂ (moce jądrowe zostaną zastąpione wysokoemisyjnymi blokami węglowymi i roczny popyt na certyfikaty może wzrosnąć nawet o 40 mln ton). Z dnia na dzień strukturalna nadwyżka rezerwy mocy (uruchamiane inwestycje w węglu i wietrze) została zmniejszona praktycznie o połowę. Biorąc pod uwagę perspektywę uruchamiania w okresie 2011-13 nowych mocy gazowych i węglowych (około 13 GW, z czego 2,5 GW CCGT, 3 GW w węglu brunatnym i 8 GW w kamiennym) przy braku większych wyłączeń (3-4 GW) istotnie poprawia to obraz niemieckiego rynku jeśli chodzi o kształtowanie się cen. Oczywiście ze względu na powszechne strategie hedgingowe, efektywne średnie ceny w 2011 i 2012 roku będą istotnie niższe od aktualnych notowań na poziomie 60 EUR/MWh (uderzenie w koszty przemysłu będzie więc odczuwane w czasie), ale długoterminowa perspektywa jest korzystniejsza z punktu widzenia koncernu CEZ niż jeszcze kilka miesięcy temu. Wydaje się, że teraz ceny powinny się już ustabilizować (pod warunkiem że nie będzie decyzji o wcześniejszym zamykaniu kolejnych elektrowni), gdyż rynek zdyskontował już w pełni zmiany a system energetyczny jest zbilansowany. Brakujące wolumeny oprócz zwiększenia wykorzystania mocy w pozostałych elektrowniach niemieckich zostały zrekomensowane przez import z Francji, krajów Beneluxu czy Czech. Na wyłączeniu wspomnianych 7 bloków jądrowych skorzystali częściowo również polscy wytwórcy o czym może świadczyć skokowy wzrost eksportu w danych PSE za marzec.

Reakcja notowań energii i CO₂ w Niemczech na wybuch w Fukushima

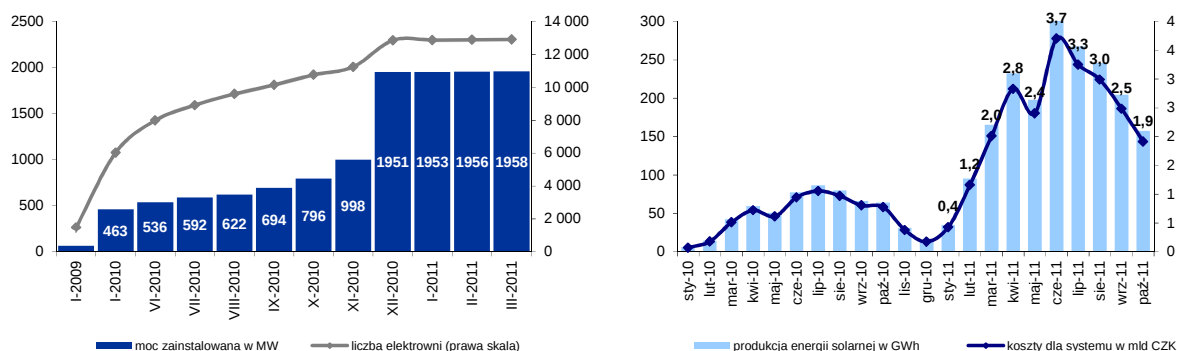


Źródło: Bloomberg

Zmiana zasad wsparcia solarów w Czechach i nowy podatek od CO₂

Kwestia boomu inwestycyjnego w segmencie energetyki słonecznej w Czechach była w ubiegłym roku jednym z głównych obszarów zainteresowania czeskiego rządu, który próbował znaleźć sposób na „naprawienie” popełnionego błędu legislacyjnego (wysokość taryf ustalona w systemie feed-in implikowała ponadprzeciętne stopy zwrotu). Skala problemu była istotna, gdyż skokowy wzrost mocy zainstalowanej w ogniwach fotowoltaicznych oznaczał znaczące zwiększenie cen energii dla klientów końcowych. Ostateczny potencjał wytwórczy tych źródeł na koniec roku sięgnął prawie 2 GW, przekraczając wcześniejsze rządowe prognozy o ponad 20%. Z punktu widzenia systemu, koszt wyprodukowanej w ten sposób energii w 2011 może więc sięgnąć według naszych szacunków 24 mld CZK czyli 7 mld CZK więcej niż w 2010. Przeniesienie tego w całości na odbiorców oznaczałoby wzrost kosztów energii nawet o 15%. Rząd podjął więc kroki, które miały na celu zmniejszenie tego obciążenia i zdecydował o wprowadzeniu budżetowych rekompensat dla dystrybutorów, na których spoczywa obowiązek kupowania energii z OZE. Jednocześnie szukając finansowania dla tych dotacji budżetowych wprowadził dodatkowe obciążenia dla sektora energetycznego.

Rozwój elektrowni solarnych w Czechach, produkcja w GWh i szacowany koszt dla systemu



Źródło: ERU

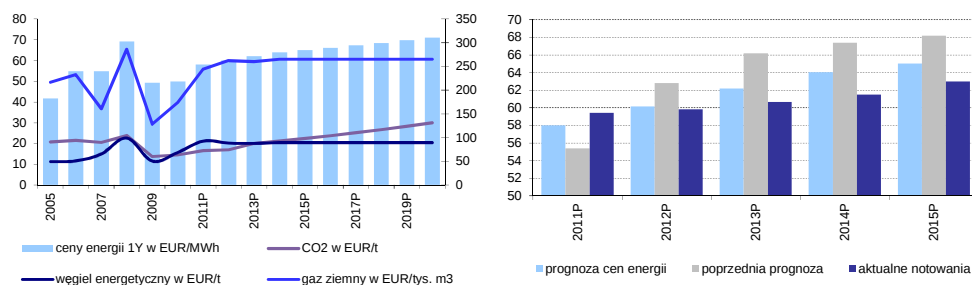
Po pierwsze obniżona została zbyt wysoka stopa zwrotu z istniejących już instalacji solarnych poprzez nałożenie na nie podatku kalkulowanego jako 26% przychodów oraz zrezygnowano z oferowanych wcześniej 5-letnich wakacji podatkowych. Dodatkowo rząd wprowadził 32% podatek od darmowych uprawnień do emisji CO₂ przyznawanych czeskim elektrowniom na produkcję energii w latach 2011-12. Podatek ten ma być naliczany według średnich cen certyfikatów ze stycznia i lutego i płacony w marcu każdego roku. Podstawą będą przyznane prawa do emisji bez względu czy Spółka je wykorzysta, sprzeda czy zachowa na kolejny okres rozliczeniowy. CEZ będzie prawdopodobnie księgował te koszty poniżej EBIT w oddzielnej pozycji i co ważne nie będą one stanowiły kosztów uzyskania przychodów w rozumieniu podatkowym dla rachunku CIT. Elektrownie Grupy CEZ w Czechach według krajowego planu alokacji otrzymują rocznie prawa do emisji 34,8 mln ton dwutlenku węgla, z czego większość na produkcję energii elektrycznej. Oznacza to, że roczne koszty w 2011 roku mogą wynieść 3,7 mld CZK (średnia cena CO₂ 15 EUR/t), a w 2012 roku nawet ponad 4 mld CZK (przy utrzymaniu się cen certyfikatów na obecnym poziomie 17 EUR/t).

Ostatecznie więc biorąc pod uwagę powyższe dodatkowe obciążenia, rząd czeski pozyska dla budżetu łącznie około 12-12,5 mld CZK, co pokryje około 70% dodatkowych kosztów energii solarnej dla odbiorców końcowych w tym roku, którzy prawdopodobnie w swoich rachunkach odczują podwyżkę z tego tytułu na poziomie tylko 4-5%. Kwestia wydaje się więc rozwiązana w perspektywie 2012 roku. Przy tej okazji rząd czeski rozpoczął jednak dyskusję na temat przydziału darmowych uprawnień emisyjnych dla energetyki po wejściu pakietu klimatycznego sugerując, że dotychczas planowana pula 70% alokacji w 2013 roku może ulec zmianie. Rozważane jest mianowicie przeznaczenie większej liczby przysługujących Czechom certyfikatów na sprzedaż w ramach aukcji. Dodatkowe dochody budżetowe uzyskane w ten sposób mogłyby sfinansować energię solarną od 2013 roku, kiedy nie pojawią się już wpływy z podatku od uprawnień naliczonego tylko dla uprawnień z II-go planu alokacji. W zależności od zakładanej ceny certyfikatu CO₂, zrekompensowanie wpływów podatkowych uzyskanych tylko od koncernu CEZ oznaczałoby konieczność sprzedaży uprawnień do emisji 6-7 mln ton dwutlenku węgla. W związku z tym w naszych prognozach uwzględniamy konserwatywny scenariusz, iż derogacyjny przydział darmowych certyfikatów w 2013 wyniesie tylko 50% zapotrzebowania koncernu i wskaźnik ten będzie malał liniowo do zera w perspektywie 2020 roku.

Aktualizacja prognoz cen energii

W stosunku do poprzednich raportów dotyczących sektora zmieniliśmy sposób prognozowania cen energii na rynku niemieckim opierając je, nie tak jak poprzednio na cenach ropy naftowej, ale na notowaniach gazu ziemnego i węgla energetycznego. Zdecydowaliśmy również o wydzieleniu komponentu CO₂ z benchmarku cenowego i kalkulację ceny energii czarnej bez kosztów uprawnień emisyjnych, co poprawia wskaźnik korelacji ze wspomnianymi paliwami. Założona ścieżka cen surowców implikuje w przyszłym roku tylko nieznaczny wzrost cen o około 2 EUR/MWh i późniejszą ich stabilizację, a głównym czynnikiem decydującym o ich poziomie jest w naszym modelu cena uprawnień do emisji CO₂. Wcześniej przyjmowaliśmy za Komisję Europejską, że w 2020 roku ich cena w związku z deficytem może sięgnąć aż 40 EUR/t. Uwzględniając dotychczasowe tendencje w kwotowaniach certyfikatów zdecydowaliśmy się jednak na istotne obniżenie prognoz dla tego parametru. Przypominamy, że obecnie notowane uprawnienia mogą być przenoszone na kolejny okres rozliczeniowy 2013-20, a więc istnieje możliwość zabezpieczenia tego elementu kosztowego przez europejskie elektrownie na relatywnie niskim poziomie (17 EUR/t). Analiza krzywej terminowej cen energii na EEX wskazuje, że uwzględniane jest to w kontraktach na lata po wejściu w życie pakietu klimatycznego i stąd prognozy dynamicznej zwwyżki cen uprawnień po 2012 roku wydają się zbyt agresywne. W tym kontekście w naszym modelu uwzględniliśmy stopniowy wzrost cen certyfikatów do 30 EUR/t w 2020 roku. Przy powyższych założeniach nasza ścieżka notowań energii została obniżona średnio o 5%, ale nadal plasuje się od 2% do 4% powyżej aktualnych notowań kontraktów terminowych na lata 2012-16.

Prognoza cen energii vs. poprzednie założenia i aktualne notowania na EEX*



*prognozy i notowania cen energii dotyczą kontraktu terminowego 1Y (przykładowo prognoza 2011P dotyczy kontraktu na sprzedaż energii w roku 2012)

Źródło: Bloomberg, szacunki DI BRE

Rynek energii w Polsce

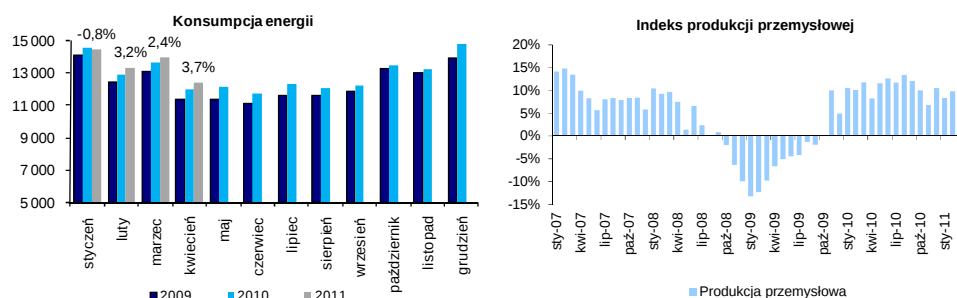
- Bardzo dynamiczne odbicie popytu na energię w 2010 roku i przebicie poziomów sprzed kryzysu. W 2011 kontynuacja pozytywnych tendencji mimo podwyższonej bazy (poza negatywnym efektem ciepłego stycznia) przy średniej dynamice 2% (odczyt z kwietnia +3,7%).
- Brak nowych mocy wytwórczych i wyłączenie starych bloków doprowadzi do spadku rezerwy mocy poniżej poprzedniego minimum w 2013 roku i utrzymanie tego niskiego poziomu do 2015 roku.
- Ceny węgla kamiennego (około 60% generacji) możliwym czynnikiem mocniejszego niż obecnie dyskontowania cen energii w 2012 roku (rosnący udział importu i korelacja z rynkami światowymi).
- Ograniczone możliwości importowe co najmniej do 2015 roku, kiedy planowane są uruchomienia nowych przepustowości na granicach z Niemcami i Litwą.
- Dynamiczny wzrost roli giełdy w handlu energią, pojawienie się pierwszych uczestników finansowych i możliwe wprowadzenie kontraktów bez fizycznej dostawy.
- Przygotowywany system wsparcia OZE- zagrożenie dla rentowności starych elektrowni wodnych i współspalania biomasy.

Mocny wzrost wolumenów w 2010, dobre perspektywy na 2011

W 2010 roku popyt na energię w Polsce wzrósł o ponad 4,2%, co pozwoliło na zneutralizowanie 4% spadku z kryzysowego roku 2009 i niewielkie przekroczenie rekordowego poziomu z roku 2008. Wpływ na taki odczyt na pewno miała poprawa koniunktury odzwierciedlona chociażby w indeksie produkcji przemysłowej (średnia powyżej 10% wobec -4% w roku 2009), a także bardzo niskie temperatury grudnia (różnica około 4°C), który odpowiada za 15% wzrostu konsumpcji w ujęciu r/r. Czynniki pogody negatywnie wpłynęły z kolei na początek tego roku, kiedy z uwagi na ciepły styczeń (różnica 6°C) dynamika dla

całego I-go kwartału 2011 wyniosła tylko 1,5%. Odczyty z lutego i marca (nie zniekształcone przez różnice temperatury) zdają się potwierdzać jednak, że popyt w tym roku może wzrosnąć o 2-3% mimo wysokiej bazy odniesienia, a dane z kwietnia (+3,7%) pozwalają nawet na bardziej optymistyczne szacunki. Będzie to wynikać przede wszystkim z wyższego wykorzystania mocy produkcyjnych, szczególnie w przemyśle ciężkim (>2000 MWh), który odbiera około 45% energii dostarczanej do klientów końcowych. W ubiegłym roku w tej kategorii konsumpcja zwiększyła się o ponad 3 TWh, czyli o 5,9%, ale w naszej opinii ta skala wzrostu może być powtórzona biorąc pod uwagę uruchamianie nowych inwestycji (Lotos, Bogdanka, Puławy) czy skokowy wzrost popytu na koks czy stal. Z kolei w grupie najmniejszych odbiorców (gospodarstwa domowe i małe firmy, które stanowią około 35% popytu) oczekujemy raczej stagnacji z uwagi na wspomniane warunki pogodowe zniekształcające porównywalność. Warto jednak dodać, że ta kategoria odbiorców w ubiegłym roku zwiększyła zapotrzebowanie zaledwie o 0,9% i jest mało wrażliwa na bieżącą koniunkturę.

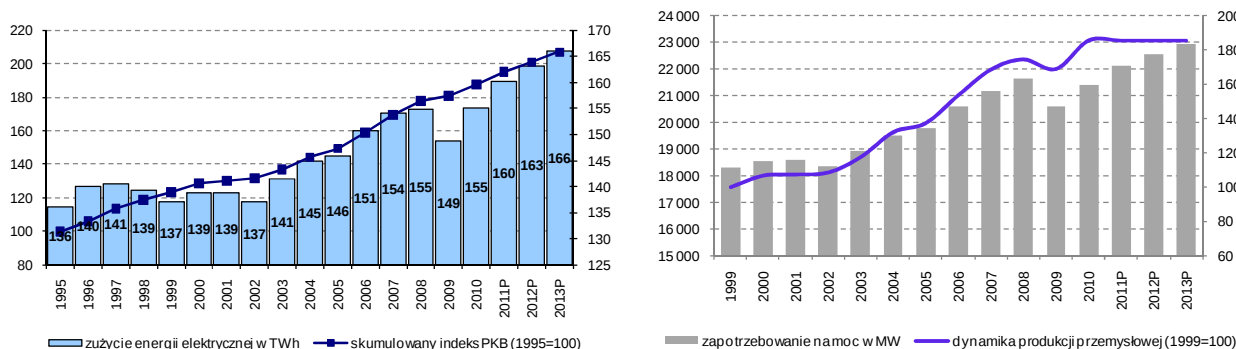
Zużycie energii elektrycznej w Polsce na tle indeksu produkcji przemysłowej



Źródło: PSE, GUS

W dłuższej perspektywie popyt na energię w Polsce powinien być bezpośrednio skorelowany ze wzrostem PKB oraz dynamiką produkcji przemysłowej. Prognoza zapotrzebowania na moc przygotowaną przez PSE na potrzeby ENTSO wskazuje, że średnioroczny wzrost konsumpcji w latach 2011-15 może sięgnąć 2,2%, a w okresie 2015-20 wskaźnik ten obniży się do 1,9% (podobnie jak w poprzednich raportach analitycznych do naszych kalkulacji wykorzystujemy właśnie te szacunki). W pierwszym wspomnianym okresie największych wzrostów krajowy operator spodziewa się w 2011 roku (+3,4% średnio w szczycie wieczornym), co w kontekście odczytów z I-go kwartału można uznać za prognozę optymistyczną. Pokrywa się ona co prawda z szacunkami przedstawianymi przez prezesów polskich koncernów energetycznych, ale jest wyższa chociażby od dynamiki założonej przez URE w taryfach spółek dystrybucyjnych (około 2,4%). Znacznie bardziej konserwatywne są szacunki przygotowane na potrzeby Polityki energetycznej (CAGR 2010-20 na poziomie 0,9%), ale były one przygotowywane jeszcze pod koniec 2009 roku w mniej sprzyjającym otoczeniu makroekonomicznym. Przypominamy również, że istotny wpływ na ostateczny poziom zapotrzebowania na prąd w poszczególnych latach będą miały warunki pogodowe.

Popyt na energię na tle PKB i produkcji przemysłowej



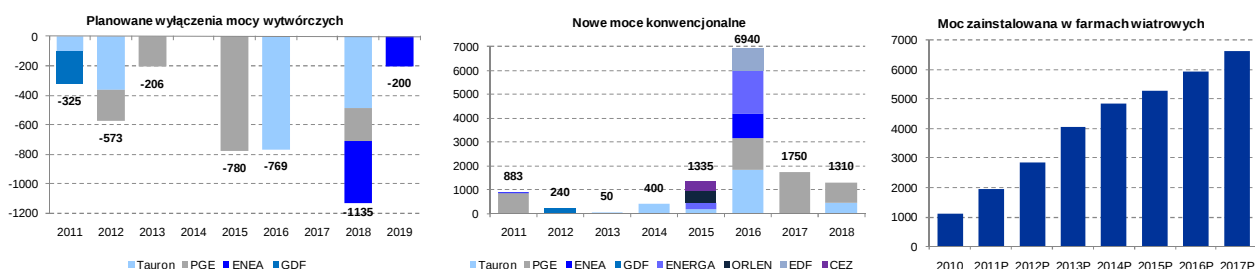
Źródło: PSE, GUS, BRE, opracowanie DI BRE

Bilans rynku- inwestycje w nowe moce a popyt

Ważnym parametrem odzwierciedlającym bilans systemu energetycznego jest poziom rezerwy mocy, którą obok popytu na prąd kształtuje oczywiście stan jednostek wytwórczych, skala przestojów remontowych oraz planowane zamknięcia starych bądź uruchomienia nowych bloków. W kontekście polskiego rynku kluczowym obszarem z uwagi na zaawansowany wiek

mocy zainstalowanej i wejście w życie bardziej restrykcyjnych norm emisji niektórych gazów będzie więc realizacja szeroko zakrojonego programu inwestycyjnego. W ostatnich latach obraz pod tym względem raczej nie napawał optymizmem gdyż tempo rozbudowy potencjału generacyjnego było znacznie wolniejsze od wzrostu popytu, co prowadziło do systematycznego zawężenia wspomnianej rezerwy, szczególnie w okresach szczytowego zapotrzebowania. Sytuacja bliska kryzysowej miała miejsce w 2008 roku, kiedy to w związku z rekordowym popytem i kumulacją awarii instalacji nadwyżka mocy dyspozycyjnej przy maksymalnym szczytowym zapotrzebowaniu spadła w styczniu do niebezpiecznie niskiego poziomu. Kolejny rok przyniósł jednak załamanie koniunktury a z nim również zmniejszenie zapotrzebowania na moc, co pozwoliło na znaczne odciążenie systemu. W ubiegłym roku ponownie ten wskaźnik się obniżył, ale dzięki kilku nowym inwestycjom (m.in. blok w Łagiszy oraz farmy wiatrowe) był on o 16% wyższy niż przed kryzysem mimo powrotu zapotrzebowania na ówczesne szczyty. Wszystko wskazuje na to, że również w tym roku rezerwa mocy (dla średniego zapotrzebowania) może spaść o około 2,4% (moc dyspozycyjna elektrowni w pierwszych 4 miesiącach tego roku była niższa r/r o prawie 3% przy popycie rosnącym o 2%), ale nadal będzie to poziom bezpieczniejszy niż poprzednie minimum. Sytuacja ta może ulec jednak diametralnemu pogorszeniu w latach kolejnych, szczególnie biorąc pod uwagę opóźnienia w rozstrzyganiu przetargów na nowe bloki w relacji do pierwotnych planów. Poniżej przedstawiamy wykres obrazujący z jednej strony skalę wyłączeń mocy w elektrowniach, a z drugiej planowane uruchomienia w perspektywie najbliższych kilku lat. Analiza tych danych wskazuje, że w okresie 2011-15 w Polsce przybędzie netto tylko około 1 GW konwencjonalnych mocy wytwórczych, podczas gdy popyt w tym czasie może się zwiększyć o 2,5 GW. Buforem bezpieczeństwa powinny być planowane nowe moce w farmach wiatrowych, których moc zainstalowana ma wzrosnąć w tym czasie o ponad 4 GW (wynika to z ankiet przeprowadzonych przez PSE oraz promes koncesji wydanych przez URE na projektowane instalacje OZE). Nie można jednak zapominać, że w przypadku tego źródła energii wskaźnik dostępności wynosi zaledwie 25%, a planowane inwestycje będą implikować prawie 5-krotny wzrost potencjału w wietrze, co wydaje się założeniem dość ambitnym.

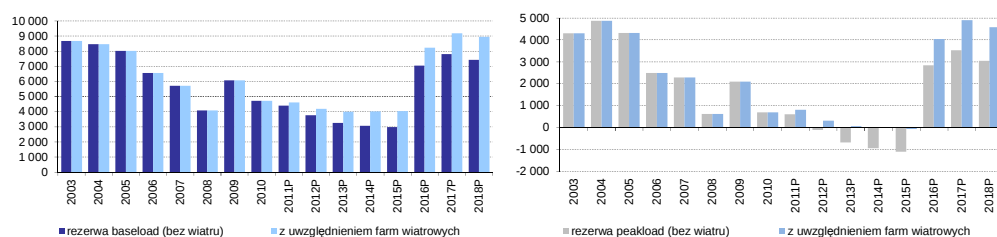
Planowane wyłączenia i inwestycje w bloki konwencjonalne oraz farmy wiatrowe w MW



Źródło: Spółki energetyczne, opracowanie DI BRE

W scenariuszu bazowym rezerwa mocy spadnie poniżej odczytów z 2008 roku w roku 2013 i utrzyma się na tym niższym poziomie do 2015 roku włącznie (bez energii z wiatru spadek mógłby sięgnąć nawet 20%). Dopiero duża liczba planowanych uruchomień w roku 2016 zmieni ten bilans w sposób znaczący, ale dla wielu planowanych inwestycji nawet ten termin oddania bloków do użytku może okazać się zbyt optymistyczny biorąc pod uwagę fakt braku rozstrzygnięć kluczowych przetargów. Dużą niewiadomą pozostaje również wkład energii wiatrowej w związku z opóźnianiem projektów i oczekiwaniem inwestorów na zapowiadane zmiany w systemie wsparcia OZE przygotowywane przez rząd. Warto również pamiętać, że o ile przy kalkulacji rezerwy przy średnim zapotrzebowaniu baseload uwzględnienie farm wiatrowych jest uzasadnione, to już przy rezerwie w szczycie raczej nie. W tym drugim przypadku możemy mieć więc do czynienia z deficytem mocy już w przyszłym roku, co przy ograniczonych zdolnościach importowych może stanowić problem dla systemu.

Rezerwa mocy przy średnim i maksymalnym zapotrzebowaniu w MW

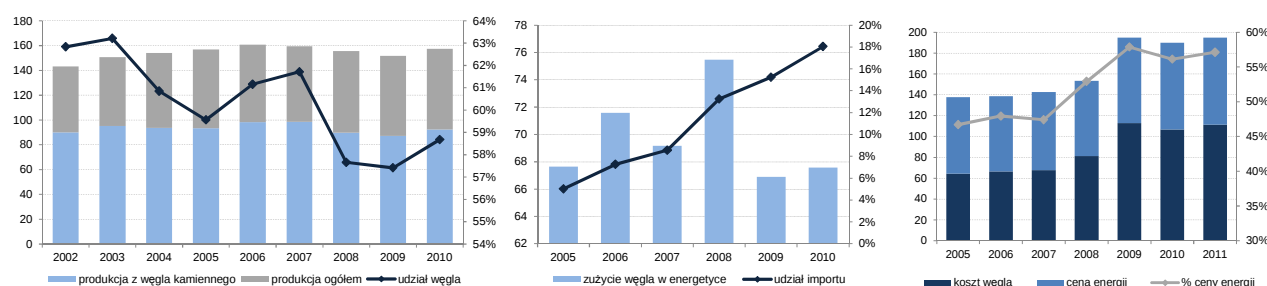


Źródło: PSE, szacunki DI BRE

Struktura mocy zainstalowanej- ważny czynnik cenotwórczy

Bardzo ważną charakterystyką polskiego systemu energetycznego, która bezpośrednio wpływa i będzie wpływać m.in. na kształtowanie się cen, jest dominacja bloków węglowych w strukturze mocy zainstalowanej. W ubiegłym roku generacja oparta na węglu kamiennym stanowiła prawie 59% produkcji energii ogółem i choć ten udział jest nieco niższy niż w pierwszych latach ostatniej dekady (w dużej mierze efekt zwiększenia skali współspalania biomasy w kotłach), kiedy sięgał 60-62%, to twierdzenie iż polski sektor jest oparty na tym paliwie nadal pozostaje w mocy. Analiza planów inwestycyjnych polskich koncernów energetycznych wskazuje, że w tym zakresie niewiele się zmieni również w perspektywie najbliższych 6-7 lat (zapowiadane wyłączenia elektrowni opalanych węglem kamiennym do 2018 roku wynoszą około 3,2 GW, podczas gdy w tym samym czasie powstaną nowe bloki o mocy 6 GW). Dynamiczny rozwój mocy wiatrowych będzie co prawda wpływał na systematyczne obniżanie udziału węgla w wytwarzaniu, ale w większym stopniu będzie się to odbywać kosztem węgla brunatnego (wyłączenia w Elektrowni Turów, w Elektrowni Bełchatów i ZE PAK) i będzie rozłożone w czasie. Na pewno więc jeszcze w najbliższych latach to elektrownie opalane węglem będą wyznaczać poziom cen energii w Polsce.

Udział produkcji energii z węgla kamiennego, skala importu w relacji do zużycia oraz udział kosztów węgla w cenie hurtowej energii w PLN/MW



Źródło: Ministerstwo Gospodarki, URE, szacunki DI BRE

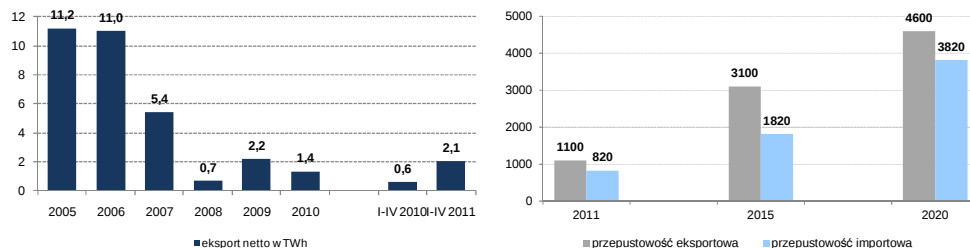
Analiza danych historycznych potwierdza, że korelacja cen energii i węgla jest bardzo wysoka. Większość podwyżek cen prądu była przeprowadzana w okresach wzrostu notowań głównego paliwa, które w całości były przenoszone na końcowego odbiorcę (obecnie koszty węgla stanowią około 57% ceny hurtowej energii). Często też była to okazja dla koncernów energetycznych do zwiększenia marży jednostkowej, szczególnie w przypadku tych zintegrowanych pionowo posiadających w swojej strukturze kopalnię. Ważnym zjawiskiem obserwowanym w ostatnich 3 latach jest również wyraźny wzrost importu węgla energetycznego i jego udziału w dostawach do polskich elektrowni. Wynika to z jednej strony ze spadku wydobywania, jak również (było to widoczne w 2009 i 2010 roku) zwiększenia aktywności eksportowej po jej załamaniu w 2008 roku. Według naszych szacunków w ubiegłym roku już około 18% węgla spalonego w polskim sektorze energetycznym (prąd+ciepło) mogło pochodzić z importu. Wzrost tego wskaźnika powinien sprzyjać zwiększeniu korelacji krajowych cen węgla z cenami na rynkach światowych, która w dotychczas nie była znacząca. W pewnym sensie ceny węgla były regulowane przez ceny energii (restrykcyjna polityka URE). Obecnie obok wspomnianej struktury zaopatrzenia, zmianę tych relacji powinna wspierać dodatkowo znacząca różnica w notowaniach między węglem krajowym, a tym w portach ARA (ceny surowca rosyjskiego są już zbliżone do ARA), która w 1Q'2011 (po uwzględnieniu różnicy w kaloryczności) sięgała nawet 16%. Wobec tych dysproporcji część polskich kopalni już zapowiedziała chęć renegocjacji kontraktów i aneksowania cen w drugim półroczu. Taki scenariusz może być trudny do przeprowadzenia w przypadku umów rocznych (kwestia sprzedaży terminowej energii), ale na pewno jest możliwy na rynku spotowym. Utrzymanie się obecnej koniunktury na rynkach światowych na pewno przełoży się jednak istotnie na ceny w kontraktach na rok 2012. W ostatnich tygodniach w polskiej prasie dość głośno było o wprowadzeniu od 2012 roku akcyzy na węgiel opałowy (około 33 PLN/t), ale wszystko wskazuje na to że elektrownie i ciepłownie będą objęte zwolnieniami od tego podatku więc nie powinno to mieć wpływu na koszty produkcji prądu.

Mosty energetyczne- plany inwestycyjne PSE

Przedstawiona wcześniej prognoza bilansu mocy energetycznych w Polsce musi być oczywiście rozszerzona o aspekt wymiany transgranicznej. Aktualne nominalne zdolności przesyłowe na polskich interkonektorach wynoszą 1100 MW w zakresie eksportu (połączenie synchroniczne Niemcy/Słowacja/Czechy) i 820 MW w zakresie importu (600 MW połączenie ze Szwecją i 220 MW połączenie z Ukrainą). Realnie potencjał tych linii udostępniany przez PSE jest jednak znacznie mniejszy. W eksporcie na połączeniu synchronicznym (DE/CZ/SK i UA) w aukcjach rocznych w 2010 roku oferowane było tylko 200 MW, w aukcjach

miesięcznych średnio 158 MW, a w trybie dobowym średnio 1100 MW. Z kolei w imporcie komercyjnie przepustowości można było rezerwować tylko w aukcjach dobowych (średnio 206 MW). Dla połączenia stałoprądowego ze Szwecją dla importu dostępne były moce średnio 475 MW, a dla eksportu tylko 125 MW (ograniczenie w tym obszarze wynika z konieczności zapewnienia przez operatora bezpieczeństwa dostaw szczególnie na obszarze północno-wschodniej Polski). Podsumowując, w 2010 roku średni potencjał importowych połączeń międzysystemowych stanowił zaledwie 3,2% średniego zapotrzebowania na moc. Trudno mówić więc o realnych możliwościach bilansowania systemu poprzez import w kontekście malejącej rezerwy mocy w przyszłości.

Eksport energii netto oraz wielkość przepustowości interkonektowych w MW



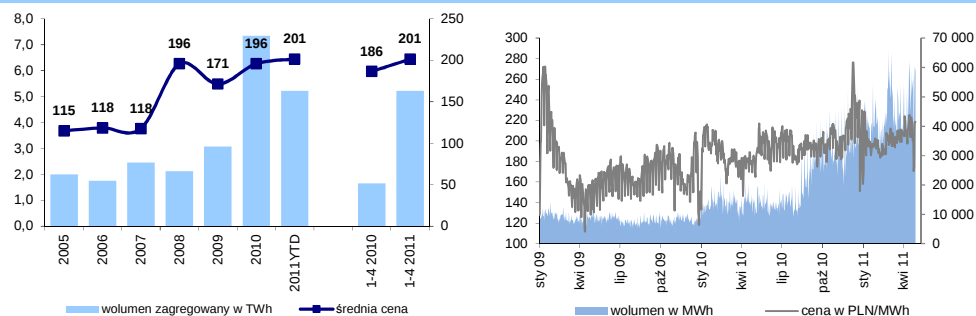
Źródło: PSE, ENTSO

Program inwestycyjny PSE przewiduje w związku z tym w najbliższych latach znaczący wzrost nakładów na rozbudowę połączeń międzysystemowych (8-9 mld PLN do 2020 roku). W pierwszej kolejności instalacja przesuwników fazowych na połączeniu synchronicznym DE/CZ/SK pozwoli na zwiększenie od 2015 roku przepustowości w imporcie o 500 MW i w eksporcie o 1400 MW. Ta inwestycja wraz z rozbudową sieci przesyłowych i farm wiatrowych na północy Polski pozwoli na udostępnienie przepustowości eksportowej 600 MW na połączeniu stałoprądowym ze Szwecją. Dodatkowe 500 MW możliwości importowych pojawi się w lipcu 2015 roku w projektowanym połączeniu polsko-litewskim, które ma być w perspektywie 2020 roku rozbudowane o 500 MW w imporcie i 1000 MW w eksporcie. W tym samym roku ma zostać również oddany do użytku trzeci interkonektor 400 kV na granicy z Niemcami o mocy importowej 1500 MW. Dyskutowane są również wspólne projekty z operatorami ze Słowacji i Białorusi, ale na razie nie ma jeszcze ostatecznych decyzji w tej sprawie. Analiza tych danych wskazuje, że choć w 2015 potencjał importowy ulegnie znacznemu zwiększeniu to w relacji do średniego zapotrzebowania będzie stanowił tylko 7,6% w ujęciu nominalnym. Dopiero w 2020 roku osiągniemy poziom 14% zabezpieczenia dostaw krajowych importem. Potwierdza się więc nasza teza, że w okresie 2013-15 na polskim rynku energetycznym będzie dość napięta sytuacja podaży-popytu, która może prowadzić do wzrostów cen niezależnie od sytuacji zewnętrznej.

Zmiana strukturalna kanałów sprzedaży

W ubiegłym roku w wyniku wprowadzenia tzw. obliża giełdowego (wytwórcy od 9 sierpnia 2010 muszą sprzedawać co najmniej 15% wolumenu poprzez giełdę energii) znacząco wzrosła rola tego kanału dystrybucji. Udział TGE na rynku pierwotnym wyniósł 4,2%, podczas gdy jeszcze w 2009 roku był pomijalny. Dodatkowym impulsem do wzrostu obrotów giełdowych było nałożenie obowiązku sprzedaży przez elektrownie objęte rekompensatami KDT 100% energii poprzez giełdę, w drodze otwartego przetargu bądź poprzez internetową platformę handlową, co miało zapewnić pełną transparentność cen, które w przypadku transakcji wewnątrz zintegrowanych grup były kwestionowane przez URE. Ostatecznie w całym 2010 roku na terminowym rynku towarowym zawarto transakcje sprzedaży z dostawą na rok 2011 na 49 TWh (około 30% prognozowanej na ten rok konsumpcji), z czego większość po wprowadzeniu wspomnianego obliża w drugiej połowie roku. W przypadku rynku spot wolumen sięgnął 7,3 TWh (niecałe 5% zużycia w 2010 roku), co oznacza wzrost r/r aż o 140%.

Wolumen i ceny energii w PLN/MWh na rynku spotowym na TGE



Źródło: TGE, opracowanie DI BRE

O tym, że wzrost roli giełdy ma charakter trwały mogą świadczyć dane za pierwsze miesiące tego roku, zarówno jeśli chodzi o rynek dnia następnego (wolumen YTD wzrósł r/r ponad 3-krotnie), jak i transakcje terminowe Y+1 (15,6 TWh do końca kwietnia, czyli prawie 10% rocznego zużycia prognozowanego na rok 2012). Na pewno duży wpływ na to ma także deklaracja Zarządu PGE o sprzedaży praktycznie całej energii produkowanej w tej Grupie poprzez giełdę. Obecnie jedynym rynkiem giełdowym akceptowanym przez URE jest Towarowa Giełda Energii, ale aspiracje ma także GPW, która odkupiła od PGE platformę POEE. W dalszym ciągu ten kanał obrotu dynamicznie się rozwija i już wkrótce można oczekiwać pojawienia się kontraktów terminowych finansowych (bez fizycznego rozliczenia), które mogą wprowadzić czynnik spekulacyjny do notowań. Zapowiedzią takiego kierunku może być chociażby rozpoczęcie działalności banku Morgan Stanley na TGE. Na pewno ceny kwotowane na rynku giełdowym stanowią już istotny benchmark, dobrze odzwierciedlający sytuację wytwórców. Aktualne notowania rocznych kontraktów baseload sięgają 203,5 PLN/MWh, co oznaczałoby wzrost r/r o około 5%. W przypadku cen spotowych dynamika wynosi 7,9%.

Nowy system wsparcia OZE w drodze

Prawdopodobnie w tym roku polski parlament uchwali nowe prawo regulujące mechanizmy wsparcia dla energii odnawialnej. Nowy system jest ważny nie tylko w kontekście nowych projektów inwestycyjnych w tym obszarze, ale również istniejących aktywów, gdyż nowe zasady funkcjonowania będą odnosić się także do tych instalacji. Nie ma co prawda planów wprowadzenia na wzór Europy Zachodniej systemu taryf feed-in, ale Ministerstwo Gospodarki chce wprowadzić do obcego systemu kolorowych certyfikatów zróżnicowanie w zależności od źródła. Obecnie każda 1 MWh energii wytworzona ze źródeł odnawialnych jest premiowana 1 zielonym certyfikatem niezależnie od kosztów operacyjnych czy inwestycyjnych. Nowy mechanizm wsparcia ma uwzględnić specyfikę poszczególnych instalacji poprzez specjalne mnożniki (ile certyfikatów za 1 MWh energii), które będą wyznaczone w taki sposób i na taki okres aby zapewniać zwrot z nowych projektów. Na razie szczegółowe rozwiązania nie jest są jeszcze znane, ale można próbować zdiagnozować potencjalne ryzyko tych zmian dla poszczególnych koncernów energetycznych poprzez analizę ich portfela OZE.

Instalacje OZE w poszczególnych koncernach i wielkość produkcji

	Woda	Wiatr	Biogaz	Współspalanie biomasy
ENEA	57 MW (150 GWh)	-	2,1 MWe (7,5 GWh)	Produkcja 322 GWh
PGE	386 MW (590 GWh)	30 MW (60 GWh)	-	Produkcja 680 GWh
TAURON	131 MW (480 GWh)	-	-	Produkcja 620 GWh

Źródło: Enea, PGE, Tauron

Powyższa tabela wskazuje, że obecnie największy udział w generacji odnawialnej w polskich spółkach ma współspalanie biomasy w kotłach węglowych (ponad 45% wydanych zielonych świadectw pochodzenia w roku 2010 i kolejne 7% w typowych kotłach na biomasę), gdyż jest to relatywnie najtańszy i najszybszy sposób produkcji zielonej energii. Wartość rynkowa certyfikatów otrzymanych przez Eneę, Tauron i PGE za współspalanie w ubiegłym roku wyniosła odpowiednio 86 mln PLN, 165 mln PLN i 182 mln PLN. Wiele wskazuje na to, że w nowym systemie wielkość tych przychodów może być niższa, gdyż spodziewamy się że mnożnik ustalony dla tego źródła będzie mniejszy niż 1. Na razie trudno szacować skalę tego czynnika, ale nie spodziewamy się aby rząd zdecydował się na jakieś radykalne posunięcia w tym zakresie, gdyż zwiększanie udziału biomasy w paliwie bloków konwencjonalnych jest drugim co do wagi, po elektrowniach wiatrowych, sposobem na wypełnienie przez Polskę limitów OZE w perspektywie 2020 roku. Krajowy plan działania w tym obszarze przewiduje bowiem, że w ciągu najbliższych 10 lat wielkość produkowanej w ten sposób energii ma

wzrosnąć z 4,7 TWh do 10,2 TWh. Warto jednak odnotować że znaczna część tego wzrostu ma wynikać z uruchamiania kotłów typowo biomasowych (Jaworzno, Połaniec, Stalowa Wola, Tychy, być może Bełchatów) więc nie jest wykluczone ustalenie różnych mnożników nie tylko dla rodzaju paliwa, ale również rodzaju instalacji. Taki scenariusz oczywiście byłby bardziej dotkliwy dla wyników spółek energetycznych.

Drugą kategorią OZE, która może ucierpieć na zmianie systemu wsparcia w Polsce mogą być elektrownie wodne, które obecnie generują około 28% energii zielonej ogółem. Problem tych źródeł to wiek zainstalowanych mocy, które w większości są już zamortyzowane i teoretycznie nie potrzebują dodatkowego wsparcia w postaci świadectw pochodzenia. Tymczasem wartość dodatkowych przychodów jakie tego typu instalacje generują w Enei, Tauronie i PGE wynoszą odpowiednio 40 mln PLN, 128 mln PLN i 157 mln PLN. Oczywiście można przypuszczać, że inwestycje odtworzeniowe jakich wymaga część starych stopni wodnych i zapór będą w jakimś stopniu wsparte w ramach nowego systemu, ale wydaje się że ryzyko ubytku zysków w tej kategorii jest wyższe niż w przypadku biomasy. W tym miejscu warto jednak przypomnieć, że na koniec tego roku planowany jest debiut PGE Energia Odnawialna, której jedynymi istotnymi aktywami są właśnie elektrownie wodne. Możliwe że to wydarzenie może skłonić rząd do mniej radykalnych posunięć jeśli chodzi o ograniczanie zysków takich aktywów. Dodatkowo toczy się również proces prywatyzacji gdańskiej Energi w przypadku której około 30% linii EBITDA jest generowane przez elektrownię wodną we Włocławku. Wprowadzenie niekorzystnych rozwiązań mogłoby więc zaważyć na wycenie tego koncernu.

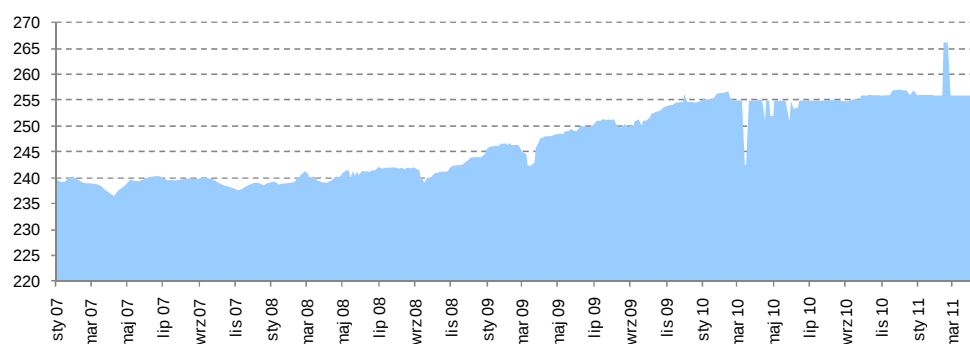
Plany inwestycyjne polskich koncernów w zakresie OZE

	Biomasa	Woda	Wiatr	Biogaz
ENEA	-	-	250-350 MW do 2020 roku	40-60 MWe do 2020 roku
ENERGA	20 MWe i 30 MWt (2013)	100 MWe (2016)	200 MW do 2013 roku	300 MW do 2020 roku
PGE	25 MW (2012)	7 MWe (2015)	1000 MW do 2015 roku	50 MW do 2012 roku
TAURON	140 MWe (2012)	-	800 MW do 2020 roku	-

Źródło: Enea, Energa, PGE, Tauron

Najmniejszym ryzykiem dla polskich koncernów będą zmiany w systemie wsparcia energii wiatrowej, nie tylko ze względu na fakt iż tego rodzaju moce są obecnie niewielkie (16% produkcji energii odnawialnej) i skoncentrowane poza największymi spółkami, ale również dlatego że to właśnie rozwój tego segmentu stanowi główny fundament rządowego planu wzrostu udziału energii zielonej w wytwarzaniu do 2020 roku (produkcja z wiatru ma zwiększyć się z obecnych 1,3 TWh do 15 TWh). Główną zmianą jaką w naszej opinii należy uwzględnić w długoterminowych prognozach dla tego segmentu (plany rozwoju mocy wiatrowych są bardzo ambitne, co obrazuje powyższa tabela) jest możliwy inny sposób kalkulacji opłaty zastępczej, która do tej pory była indeksowana o ceny energii i inflację. W nowym systemie prawdopodobnie w przypadku wzrostu cen energii czarnej, opłata zastępcza będzie korygowana w dół, a więc wytwórcy OZE nie będą w takim otoczeniu realizować dodatkowej premii. Nie ma natomiast naszym zdaniem zagrożenia, że w najbliższych latach rynkowe notowania certyfikatów będą istotnie odbiegać od tego administracyjnie ustalanego poziomu, gdyż różnica między realną produkcją energii odnawialnej, a obowiązkiem nakładanym na spółki obrotu będzie nadal ujemna mimo wzrostu podaży nowych mocy (w 2010 roku limit wynosił 10,4%, a udział w produkcji 7,5%).

Notowania zielonych certyfikatów w PLN/MW

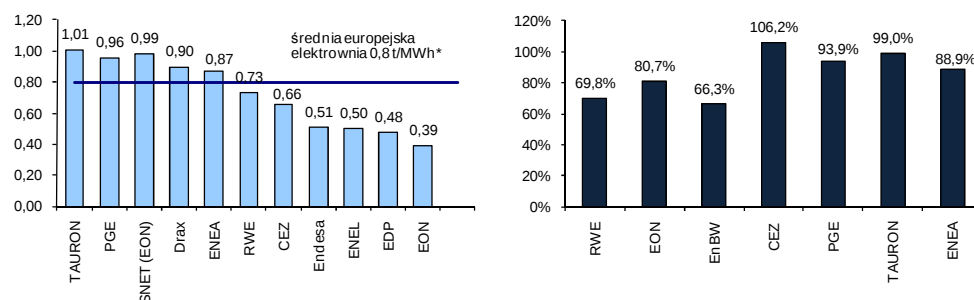


Źródło: TGE

Emisja CO₂ w sektorze na tle Europy

Jednym z głównych ryzyk jakie inwestorzy identyfikują w polskich spółkach energetycznych jest wysoki poziom emisji CO₂ na tle koncernów z Europy Zachodniej i zagrożenie wynikające z wchodzącego w życie w 2013 roku pakietu klimatycznego. Tymczasem w naszej opinii w kontekście otrzymanych przez Polskę derogacji przy pełnym aukcjoningu uprawnień na rynku niemieckim polskie elektrownie mogą być w pierwszych latach paradoksalnie nawet beneficjentami nowego systemu. Wszystko wskazuje bowiem na to, że darmowe uprawnienia mogą spełniać rolę wsparcia inwestycji na wzór wygasających kontraktów długoterminowych (KDT), a jednocześnie spółki będą korzystać na wzroście cen energii windowanej przez rosnące koszty CO₂ w starych państwach UE (założenie konwergencji cen na wzór rynku czeskiego). Oczywiście dodatkowe profity spółek wytwórczych z darmowych uprawnień zgodnie z dyrektywą KE będą musiały być przeznaczane na inwestycje w poprawę efektywności elektrowni i obniżanie emisji, ale w kontekście zaplanowanych ogromnych nakładów inwestycyjnych w polskich koncernach nie powinno być z tym problemu. Ryzykiem dla takiego scenariusza jest zmiana polityki rządu w tym zakresie, bo przecież darmowe uprawnienia od 2013 roku będą udzielane kosztem wpływów budżetowych (środki z aukcji krajowym trafiać mają bowiem do budżetów poszczególnych państw). Na razie nie ma co prawda takich sygnałów, ale przypadek czeski wskazuje że nie można takiego scenariusza wykluczyć.

Emisyjność produkcji energii w tCO₂/MWh w 2010 roku i pokrycie emisji darmowymi uprawnieniami



*szacunki CEZ

Źródło: Spółki, PWC, opracowanie DI BRE

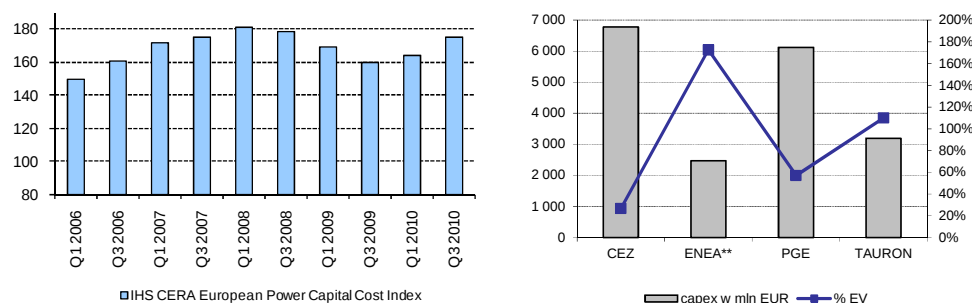
Na powyższym wykresie prezentujemy zaktualizowane poziomy emisji dla polskich spółek energetycznych na tle CEZ i innych wytwórców z Europy Zachodniej. Teoretycznie potwierdza on tezę o relatywnie wysokiej emisyjności elektrowni PGE i Tauronu, ale w naszej opinii dane te należy czytać mając na uwadze kilka aspektów. Po pierwsze kalkulacje dla niemieckich koncernów EON czy RWE nie uwzględniają zamknięcia 7 tamtejszych elektrowni jądrowych, które wpływały na obniżenie wskaźnika emisji. Przykładowo dla RWE zastąpienie tej części produkcji z atomu przez węgiel oznaczać będzie wzrost tego parametru z 0,7 t/MWh do ponad 0,8 t/MWh. Po drugie pozostałe elektrownie atomowe w Niemczech prawdopodobnie nadal będą obciążone podatkiem od paliwa w wysokości 14,5 EUR/MWh, którego sens ekonomiczny jest zbliżony do kosztów zakupu uprawnień CO₂. Po trzecie w bezpośrednim sąsiedztwie Polski charakterystyka niemieckiego systemu energetycznego jeśli chodzi o strukturę paliw jest zbliżona, więc trudno oczekiwać w kolejnych latach arbitrażowych dostaw tańszej energii z tego kierunku, który mógłby zaniżyć marżę polskich wytwórców. Oczywiście w perspektywie 2020 roku ta sytuacja może się zmieniać wraz z realizacją ambitnego planu rozbudowy mocy w OZE w Niemczech, ale wszystko wskazuje na to że zastąpią one również zero emisyjne elektrownie atomowe, którym nie zostaną przedłużone okresy funkcjonowania poza 2020-22 rok. Jeśli chodzi o porównanie polskich spółek z koncernem CEZ to należy pamiętać, że w latach 2011-12 czeska Spółka jest obciążona 32% podatkiem od darmowych CO₂ i wiele wskazuje na to, że również od 2013 roku skala derogacji może być tam mniejsza, co znacząco zawęzi dysproporcje widoczne w danych za rok 2010.

Pierwsze przetargi na nowe moce jeszcze w tym roku

Wszystko wskazuje na to, że w tym roku powinny rozstrzygnąć się pierwsze przetargi na budowę nowych bloków energetycznych. Według oficjalnych harmonogramów jeszcze w lipcu ma zostać wybrany wykonawca bloku gazowego w Stalowej Woli (PGNiG i Tauron), a w kolejnych miesiącach podobne decyzje mają zapadać w przypadku bloków węglowych w Kozienicach (przełom października i listopada), Jaworznie oraz Opolu. Przetargi te mają szczególne znaczenie z tego względu, że będą stanowić benchmark dla kosztów inwestycyjnych dla kolejnych projektów. Jeszcze w ubiegłym roku można było liczyć, że nakłady w przeliczeniu na 1MW mogą być niższe niż tradycyjnie przyjmowane 1,5 mln

EUR/MW mocy węglowej, ale w wyniku obserwowanych w ostatnich miesiącach skokowych wzrostów cen surowców taki scenariusz wydaje się już mało prawdopodobny. Wyraźne zwiększenie kosztów inwestycyjnych sygnalizuje także indeks IHS CERA liczony dla Europy, który wzrósł od lokalnego minimum z 3Q'2009 o prawie 10% i zbliżył się do rekordowych odczytów z lat 2007-08 (pochodna boomu inwestycyjnego w energetyce niemieckiej oraz ówczesnej hossy surowcowej). W takim otoczeniu rośnie ryzyko ustanowienia wskaźnika break even (wyrażonego w cenie energii) na wysokim poziomie na inwestycjach wartych ponad 20 mld PLN. Oczywiście przy ocenie atrakcyjności wspomnianych projektów ważnym elementem jest fakt, że są to inwestycje typu brownfield co ma szczególne znaczenie w polskich warunkach przy bardzo wysokich kosztach stałych elektrowni zamrożonych przez umowy społeczne. Nie zmienia to jednak faktu, że wysoki capex zatwierdzony w zbliżających się przetargach będzie negatywnym sygnałem dla inwestorów i obniży wycenę poszczególnych koncernów. Pojawiają się co prawda sygnały, że część ofert wykonawców uwzględniła propozycję finansowania i gwarancji bankowych, ale udział tej grupy kosztów w nakładach ogółem nie jest najistotniejszy. W negatywnym scenariuszu rosnących kosztów capex największe ryzyko dostrzegamy w Enei i Tauronie, gdzie udział prognozowanych nakładów na moce konwencjonalne w aktualnej wartości firmy (EV) wynosi aż 173% i 110%.

Indeks kosztów inwestycyjnych w energetyce* oraz nakłady inwestycyjne w nowe instalacje produkcyjne*** i ich udział w obecnej wartości (EV) koncernów



*wskaźnik nie uwzględnia kosztów budowy elektrowni jądrowych

**przedstawiony Capex w przypadku Enei nie uwzględnia rozważanej inwestycji w drugi nowy blok w Kozienicach na 1GW ze względu na brak ostatecznej decyzji w sprawie jego realizacji

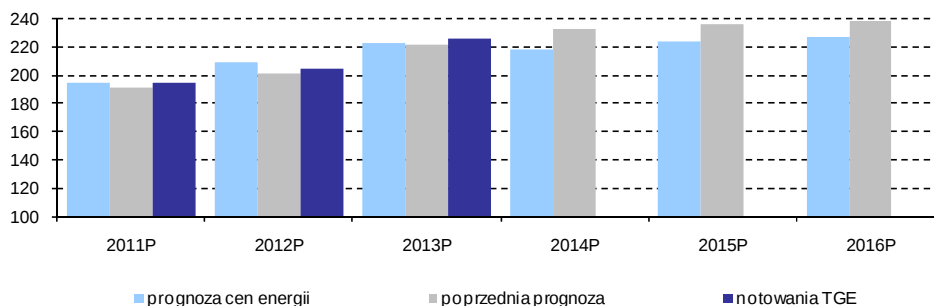
*** w przypadku polskich spółek uwzględniamy tylko wydatki na energetykę konwencjonalną

Źródło: CERA, szacunki DI BRE

Aktualizacja prognoz cen energii w Polsce

W związku z przedstawioną w poprzednim rozdziale zmianą prognoz cen energii na giełdzie EEX oraz cen uprawnień do emisji CO₂, dokonaliśmy również korekty naszych założeń dotyczących realizowanych hurtowych cen prądu przez polskie elektrownie. W przypadku lat 2011-12 nieznacznie podnieśliśmy nasze szacunki (+2-4%) w związku z podwyżkami cen węgla i zmianą notowań na rynku niemieckim. W kolejnych latach dokonaliśmy natomiast mocnej rewizji w dół w związku z mniej agresywną ścieżką wzrostu jednostkowego kosztu emisji CO₂. Ta korekta nie ma jednak istotnego wpływu na prognozy zysków polskich koncernów, gdyż wcześniej wyższe ceny w całości były konsumowane przez zakupy uprawnień emisyjnych.

Nowe prognozy cen hurtowych w Polsce na tle poprzednich



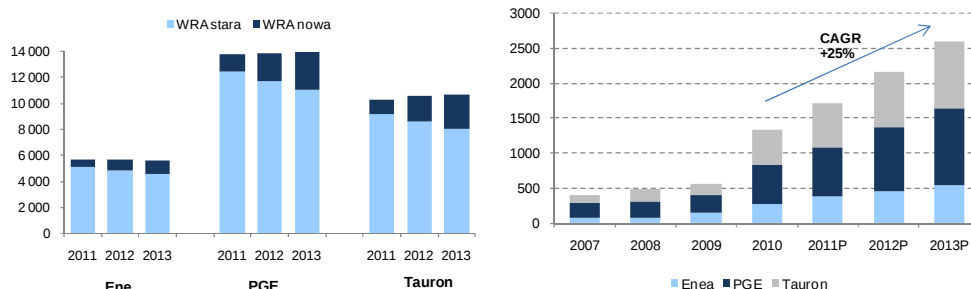
Źródło: szacunki DI BRE

Segment dystrybucji- nadal motorem wyników?

- Wyniki segmentu dystrybucji za 2010 rok powyżej naszych prognoz- efekt wysokich wolumenów i rosnącego zwrotu z WRA.
- Perspektywa dalszego wzrostu zysków mimo wysokiej bazy dzięki korzystnym decyzjom URE oraz mechanizmowi zwiększającego wynagradzania aktywów, w tym nowych inwestycji realizowanych od 2009 roku.
- Prognoza wzrostu zagregowanego dystrybucyjnego EBIT polskich spółek o 33%.
- Utrzymujące się niedowartościowanie segmentów dystrybucyjnych, szczególnie w Tauronie i Enei mierzone porównaniem udziału teoretycznej ich wyceny w EV koncernów z udziałem w skonsolidowanym EBIT.

Segment dystrybucji energii był jednym z niewielu obszarów działalności polskich spółek energetycznych w 2010 roku, w którym zanotowały one dodatnie dynamiki w ujęciu r/r. Poprawa średnio sięgała nawet ponad 100%, co wynikało zarówno z zaniżonej bazy odniesienia (w 2009 roku zrealizowane wolumeny były niższe niż założone w taryfach), jak i procesu systematycznego zwiększania wynagrodzenia WRA zatwierdzonego przez URE. Bez wątpienia pozytywnym katalizatorem był również dynamiczny wzrost wolumenów, które tym razem przerosły oczekiwania regulatora, co pozwoliło na wypracowanie dodatkowych przychodów przez regulatorów. Istotnym elementem okazała się także zmiana sposobu księgowania opłat za przyłączenie do sieci, które począwszy od ubiegłego roku są w całości prezentowane na poziomie przychodów (wcześniej amortyzowano te wartości zgodnie z zużyciem sieci) i wpływają na wzrost raportowanego zysku operacyjnego. W Enei wyniosły one 107 mln PLN, w PGE 184 mln PLN, a w Tauronie 120 mln PLN, co stanowiło odpowiednio 40%, 32% i 24% EBIT segmentu dystrybucji w tych spółkach.

Wartość regulacyjna aktywów z podziałem na nowe i stare aktywa (prognoza)* oraz prognoza EBIT segmentu dystrybucji dla sektora



*WRA „nowe” to inwestycje sieciowe netto od 2009 roku
Źródło: Spółki, szacunki DI BRE

W naszym poprzednim raporcie wskazywaliśmy na ryzyko znacznego osłabienia dynamiki wzrostu wyników w segmencie dystrybucyjnym w 2011 roku, mając właśnie na uwadze wyżej przedstawione efekty bazy i bardziej agresywne założenia wolumenów ze strony URE. Tymczasem wszystko wskazuje na to, że ustalony mechanizm wynagradzania aktywów pozwoli na znaczące zwiększenie EBIT w tym obszarze również w tym roku, czego potwierdzeniem są bardzo dobre wyniki w 1Q'2011. Przypominamy, że obecnie operatorzy nie otrzymują jeszcze pełnego zwrotu z wyznaczonej wartości regulacyjnej aktywów (WACCxWRA), ale co roku ich przychód regulowany ma rosnąć o 1,5% co systematycznie ma poprawiać ich wyniki. Dodatkowo inwestycje zrealizowane od 2009 roku i zatwierdzone przez URE (średnio około 85% realizowanych przez spółki nakładów) otrzymują już pełny zwrot według przyjętego średnioważonego kosztu kapitału. Ten składnik będzie w kolejnych latach miał coraz większe znaczenie dla osiąganych wyników, czego potwierdzeniem może być fakt iż w ciągu ostatnich 2 lat łączny capex trzech giełdowych spółek w segmencie dystrybucji sięgnął 4,5 mld PLN. Ważnymi parametrami w kontekście wyników tego obszaru w tym roku będą także decyzje regulatora dotyczące wzrostu akceptowanej ceny na pokrycie strat sieciowych (zmniejszenie dyskonta do ceny rynkowej, które w ubiegłym roku według naszych szacunków kosztowało poszczególne polskie koncerny około 30-40 mln PLN) oraz zwiększenia wartości operacyjnych kosztów regulowanych o wskaźnik inflacji (3,5%). Wydłużenie okresu taryfowego jeśli chodzi o bazę kosztową o 1 rok (wcześniej planowano już od 2011 rozpoczęcie nowego 5-letniego okresu i wyznaczenie nowych benchmarków) oznacza, że operatorzy którym udało się obniżyć koszty będą mogli realizować pełną premię z tego tytułu (efekt ten może być największy w przypadku Tauronu w związku z programem dobrowolnych odejść zrealizowanym w ubiegłym roku).

Podstawowe wskaźniki dla segmentu dystrybucji w spółkach sektora

(mln PLN)	WRA	EBIT	efektywny zwrot z WRA	regulacyjny WACC	docelowa WRA*	docelowy EBIT	udział dystrybucji w wartości EV**	udział dystrybucji w EBIT
PGE	12 900	567	4,4%	10,5%	12 900	1 355	26%	14%
Tauron	9 836	509	5,2%	10,5%	9 836	1 033	72%	36%
ENEA	5 485	264	4,8%	10,5%	5 485	576	86%	37%
CEZ (Czechy) mln CZK	62 000	5 421	8,7%	7,9%	69 400	5 499		
CEZ (Rumunia) mln CZK	10 361	1 697	16,4%	10,0%	10 361	1 036	14%	11%
CEZ (Bułgaria) mln CZK	7 295	209	2,9%	12,0%	8 061	967		
CEZ (Albania) mln CZK	5377	-353	-	-	-	-		

*dane za rok 2010

**w przypadku polskich spółek WRA wyznaczone przez URE, w przypadku CEZ postulowany poziom WRA przez koncern

***wartość segmentu w przypadku polskich spółek kalkulowana na podstawie prostego modelu DCF, w którym na wolne przepływy składa się EBIT pomniejszony o podatek

Źródło: CEZ, Enea, PGE, Tauron, szacunki DI BRE

Podobnie jak w poprzednim raporcie dotyczącym sektora energetycznego przygotowaliśmy zaktualizowaną tabelę z kluczowymi danymi charakteryzującymi działalność dystrybucyjną w polskich koncernach jak i poszczególnych regionalnych spółkach koncernu CEZ. Zauważalna poprawa zwrotu z WRA wyrażana wartością EBIT pojawiła się w ubiegłym roku praktycznie we wszystkich podmiotach (w przypadku czeskiego operatora był on nawet wyższy od regulacyjnego WACC, ale jest to efekt księgowanych opłat za przyłączenia które nie są uwzględniane w rachunku taryfowym). Zgodnie z naszymi wcześniejszymi założeniami tendencja ta powinna się utrzymać również w kolejnych latach, również w przypadku czeskiego operatora, który zgodnie z tamtejszym mechanizmem rekompensat nieprzewidzianych kosztów będzie otrzymywał zaległe przychody (opóźnienie 2 lat), głównie wynikające z wyższych wydatków na zakupy energii z OZE (system feed-in). Powyżej ponownie przedstawiliśmy nasze podejście do wyceny segmentów dystrybucyjnych w analizowanych przez nas spółkach. Przypominamy, że choć teoretycznie w modelowym wariantcie ($EBIT = WACC \cdot WRA$) waluacja segmentu (EV) powinna być zbliżona do wartości regulacyjnej aktywów (CEZ) to dla polskich koncernów konieczne jest przyłożenie dyskonta do WRA z uwagi na perspektywę kilkuletniego okresu dochodzenia do pełnego wynagradzania posiadanych aktywów. W naszych kalkulacjach posługujemy się uproszczonym modelem DCF, w którym na wolne przepływy składa się EBIT pomniejszony o podatek (nakłady inwestycyjne zakładamy na poziomie amortyzacji).

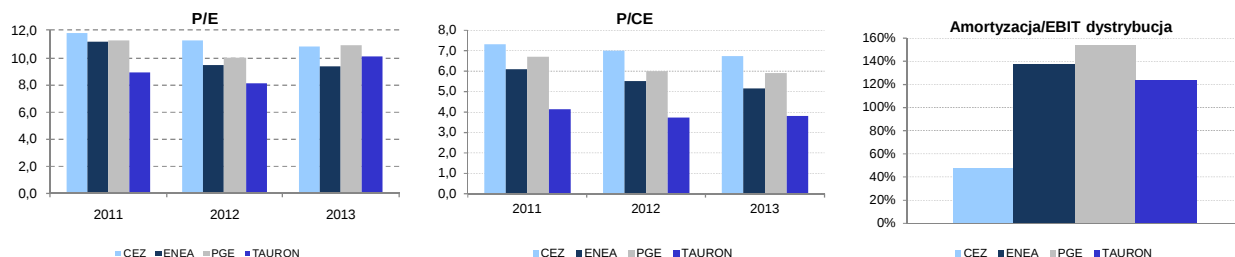
Przeprowadzone na bazie zaktualizowanych prognoz kalkulacje wskazują na obniżenie tego dyskonta w relacji do poprzedniego raportu z 20% do 15%. Podobnie jednak jak ostatnio zestawienie wskazuje, że o ile w przypadku CEZ udział teoretycznej wartości dystrybucji w wartości całego koncernu ($EV = Mcap + \text{dług netto} + \text{kapitały mniejszości}$) jest zbliżony do udziału tego segmentu w skonsolidowanych zysku operacyjnym, to w przypadku polskich koncernów zauważamy wyraźną dysproporcję między tymi wielkościami. Odchylenie to może wynikać albo ze znacznego dyskonta przykładanego przez rynek w wycenie pozostałych obszarów działalności albo braku wiary inwestorów w realizację założonej ścieżki dojścia do pełnego zwrotu z WRA. Potencjalnie największe niedowartościowanie może mieć miejsce w przypadku Tauronu i Enei, gdzie na pozostałe segmenty (kopalnie, elektrownie i obrót) przypada odpowiednio tylko 28% i 14% aktualnej rynkowej wartości, podczas gdy generują one 64% i 63% skonsolidowanego EBIT.

Analiza porównawcza sektora

- Wysokie odpisy amortyzacyjne w polskich spółkach wskazują na preferowanie wskaźnika P/CE kosztem P/E w wycenie porównawczej.
- Na bazie oczyszczonych o KDT-y mnożników P/CE i EV/EBITDA najdroższą spółką pozostaje CEZ, do którego Tauron, Enea i PGE wykazują odpowiednio 43%, 38% i 17% dyskonta.
- Najlepszą ekspozycję na wzrost cen energii na swoich rynkach mają PGE i CEZ, których integracja pionowa wytwarzania sięga 67%. Tauron zamierza zwiększyć ten wskaźnik z obecnych 41% do 61-65% w latach 2012-13. Zwyżka cen węgla może być z kolei problemem dla Enei.
- CEZ jako benchmark kosztowy dla polskich spółek- możliwa konwergencja zarówno poprzez restrukturyzację, jak i inwestycje. Dobra pozycja wyjściowa Tauronu w kontekście kończących się w 2013 roku gwarancji zatrudnienia.
- Nakłady inwestycyjne obciążeniem dla polskich spółek, ale dopiero po 2012 roku. Wcześniej efekt poprawy wyników i wysokie przepływy operacyjne.

Standardowym wskaźnikiem oceniającym atrakcyjność inwestycyjną spółek z sektora jest P/E i pod tym względem polskie koncerny energetyczne (poza Tauronem) są wyceniane na zbliżonym poziomie do CEZ-u (Tauron oferuje ponad 20% dyskonta dzięki korzystnemu wykupowi akcjonariuszy mniejszościowych). Warto jednak zwrócić uwagę, że z uwagi na niepełny jeszcze stopień wynagradzania aktywów dystrybucyjnych, zysk netto w krajowych podmiotach jest niejako zaniżany przez niegotówkowe odpisy amortyzacyjne z tego segmentu. Dysproporcje w tym obszarze zaprezentowaliśmy na poniższym wykresie (w polskich spółkach amortyzacja jest wyższa od zysku operacyjnego, podczas gdy w czeskim koncernie odpowiada tylko 47% EBIT), który w naszej opinii uzasadnia skorzystanie w wycenie porównawczej z bardziej miarodajnego w tym wypadku wskaźnika P/CE. Dla tego parametru wycena polskich spółek implikuje średnio około 26% dyskonta do CEZ-u.

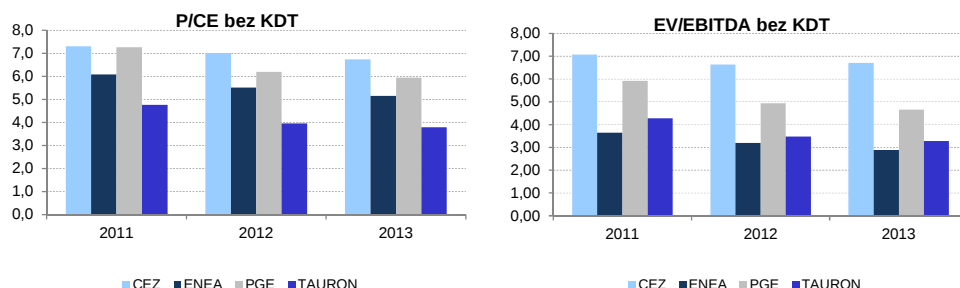
Wskaźniki P/E i P/CE oraz udział amortyzacji w wyniku operacyjnym dystrybucji



Źródło: szacunki DI BRE

Ważnym elementem jaki należy bez wątpienia brać pod uwagę przy analizie porównawczej sektora są obecnie w Polsce rekompensaty KDT, które istotnie podwyższają wyniki segmentu wytwarzania w PGE i Tauronie. W perspektywie 2013 roku ich rola w zyskach będzie maleć do zera stąd należy je traktować jako czynnik jednorazowy, który powinien być wyłączany przy kalkulacji wskaźników. Poniżej prezentujemy skorygowane w ten sposób mnożniki P/CE i EV/EBITDA, które wskazują że najdroższą obecnie spółką energetyczną w regionie jest CEZ, do którego Tauron, Enea i PGE są wyceniane z dyskontem na poziomie odpowiednio 43%, 38% i 17%.

Wskaźniki P/CE i EV/EBITDA skorygowane o rekompensaty KDT

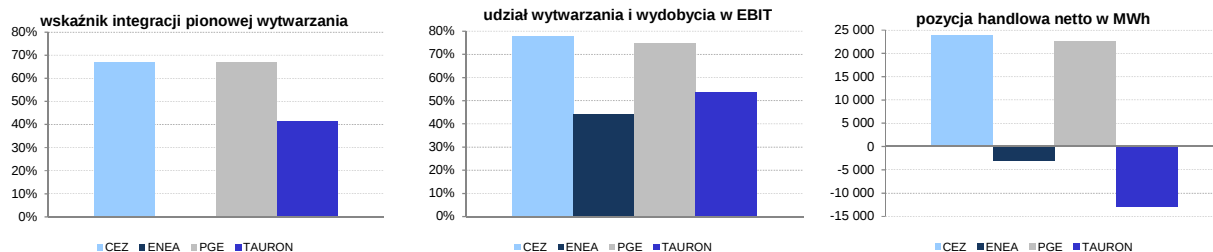


Źródło: szacunki DI BRE

W kontekście różnych scenariuszy dotyczących cen energii warto zwrócić uwagę, że największy udział segmentu wytwarzania i wydobywania w skonsolidowanym zysku operacyjnym występuje w PGE i CEZ (75%-78%). To właśnie te Spółki stanowią najlepszą ekspozycję na zmiany notowań prądu w regionie, tym bardziej że obie są najmocniej zintegrowane pionowo. W przypadku PGE 67% produkcji opiera się na węglu z własnych kopalni, a w CEZ ten wskaźnik jest porównywalny jeśli uwzględnimy elektrownie jądrowe (brak powiązania kosztów z bieżącą sytuacją na rynku energii). Pilnowanie kosztów wydobywania pozwala więc na dynamiczny wzrost marży w otoczeniu rosnących cen. Wskaźnik integracji w Tauronie wynosi obecnie 41% (bierzemy pod uwagę całość wydobywania z PKW, łącznie ze sprzedażą węgla poza Grupę), ale planowana transakcja z Kompanią Węglową może zwiększyć go do 56%, a w perspektywie 2012-13 roku (po zakładanym wzroście wydobywania) nawet do 61-65%. Tylko Enea nie posiada dostępu do własnych zasobów węgla i zaopatruje Elektrownię Kozienice z zewnętrznych kopalń. Oznacza to, że przy wzrostowym rynku będzie musiała dzielić się częścią marży chociażby z LW Bogdanka. Nie bez znaczenia dla oceny wrażliwości danego podmiotu na wahania cen prądu jest także jego pozycja handlowa netto, która wskazuje w jakim stopniu zintegrowany koncern pokrywa sprzedaż detaliczną produkcją z własnych elektrowni. Wcześniej miało to w Polsce szczególne znaczenie w związku z dominacją kontraktów bilateralnych na rynku hurtowym, które umożliwiały PGE realizację dodatkowej

premii. Obecnie przy znacznym ugięciu handlu ten aspekt stracił na mocy i kwestia długiej bądź krótkiej pozycji może ważyć na wynikach np. w okresach niespodziewanego wzrostu zapotrzebowania na energię (pogoda), który zmusza „krótkich” sprzedawców do domykania swojej pozycji po wysokich cenach spotowych (takie zjawisko miało negatywny wpływ na wyniki Tauronu w 4Q'2010).

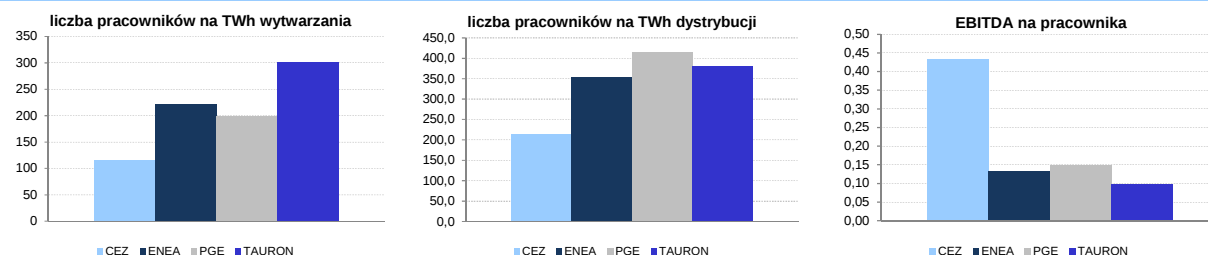
Poziom integracji pionowej wytwarzania, udział tego obszaru w skonsolidowanym EBIT i pozycja netto w sprzedaży energii elektrycznej



Źródło: szacunki DI BRE

Często przy analizie porównawczej zwraca się uwagę na efektywność kosztową poszczególnych spółek z sektora, która z jednej strony informuje inwestorów o jakości posiadanych przez daną spółkę aktywów, a z drugiej prezentuje potencjalną skalę oszczędności jakie mogą być zrealizowane w przyszłości poprzez konwergencję do benchmarku. Poniższe wykresy wskazują, że polskie koncerny wyraźnie odstają od CEZ pod względem wskaźników zatrudnienia, co oznacza relatywnie wyższy poziom kosztów stałych a więc niższą rentowność przy zbliżonym otoczeniu rynkowym. Powodem tego stanu rzeczy jest z jednej strony brak restrukturyzacji kosztów pracy blokowanej przez długoterminowe umowy społeczne i gwarancje obowiązujące do 2013 roku (Tauron), a nawet 2018 roku (Enea), a z drugiej różnica w strukturze aktywów. W tym drugim przypadku znaczenie ma nie tylko fakt posiadania w portfolio wytwórczym bloków jądrowych, ale również sam wiek mocy zainstalowanej (różnica w liczbie osób potrzebnych do obsługi), podejście do outsourcingu usług remontowych i utrzymania ruchu czy też rozdrobnienie elektrowni (jedna duża elektrownia jest bardziej efektywna od kilku mniejszych o tej samej mocy). Oznacza to, że w polskich spółkach konwergencja do benchmarków zachodnioeuropejskich jest możliwa, ale obok programów dobrowolnych odejść czy zmiany umów społecznych będzie realizowana poprzez inwestycje (rozbudowywanie istniejących elektrowni i rozładanie kosztów stałych, modernizacja sieci, zwiększenie udziału bloków gazowych) i zamykanie starych jednostek (przykładem Elektrownia Halemba w Tauronie).

Wskaźniki efektywności operacyjnej

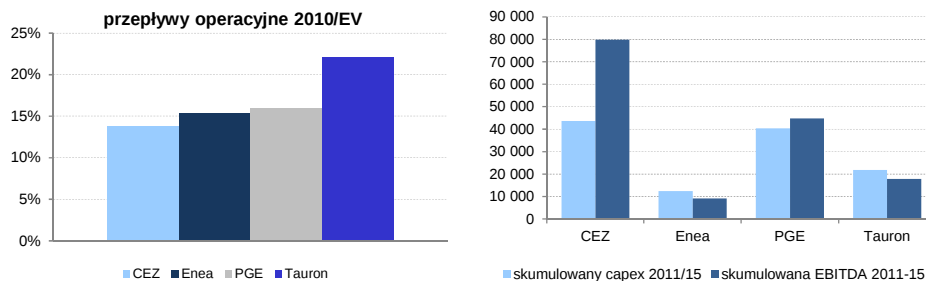


Źródło: szacunki DI BRE

Jednym z najważniejszych wymienianych ryzyk, na jakie narażone są spółki energetyczne z regionu, a w szczególności polskie, jest perspektywa wytężonego wysiłku inwestycyjnego związanego z koniecznością odtworzenia i modernizacji parku wytwórczego, a także budowy nowych mocy w odpowiedzi na rosnący popyt na energię. Obciążenie nakładami inwestycyjnymi będzie według naszych szacunków największe w Enei i Tauronie, gdzie skumulowany capex w latach 2011-15 przekroczy odpowiednio o 36% i 23% wygenerowany w tym okresie strumień EBITDA. Przełoży się to oczywiście na pogorszenie ich pozycji bilansowej i wzrost zadłużenia. Te zjawiska w naszej opinii zaczną jednak nabierać na sile dopiero od 2013 roku, kiedy realnie poszczególne kontrakty wkroczą w fazę intensywniej realizacji i pojawią się większe płatności. W latach 2011-12 możliwa jest dalsza redukcja zadłużenia netto i przesuwanie wcześniej deklarowanych budżetów na kolejne okresy z uwagi na opóźnienia w rozstrzyganiu przetargów. Inwestorzy mogą więc w krótkim terminie większą uwagę zwracać na bieżące wyniki i skalę generowanych przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej (przykładowo Tauron w 2010 roku wygenerował z działalności

operacyjnej aż 2,5 mld PLN gotówki, co stanowiło 22% bieżącej wartości firmy i było najlepszym wynikiem wśród analizowanych spółek). Ekspozycję na polski sektor energetyczny będzie trzeba naszym zdaniem ograniczać, dopiero wówczas kiedy inwestycje zaczną być realnym obciążeniem.

Wskaźniki obciążenia nakładami inwestycyjnymi w latach 2011-15 i poziom operacyjnego CF w relacji do EV



Źródło: szacunki DI BRE

17 maja 2011

Aktualizacja raportu


Energetyka

Czechy

Cena bieżąca	151,5 PLN (959 CZK)*
Cena docelowa	142,7 PLN (885,8 CZK)
Kapitalizacja	83 mld PLN (516 mld CZK)
Free float	24 mld PLN (151 mld CZK)
Średni dzienny obrót (3 mies.)	10,11 mln PLN

*kurs CZKPLN=0,161

Struktura akcjonariatu

Republika Czeska - Min. Finansów	69,37%
Republika Czeska - Min. Pracy	0,41%
Akcje własne	0,89%

Pozostali	29,33%
-----------	--------

Prezentacja sektora

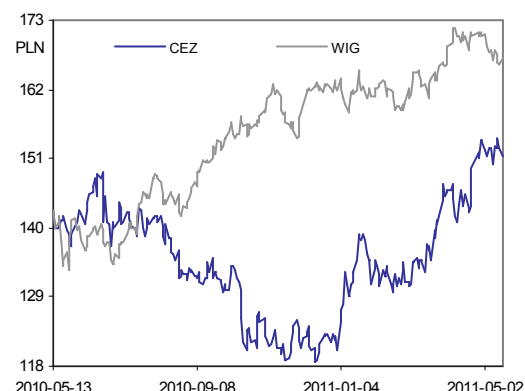
Rok 2011 będzie kolejnym rokiem spadku efektywnej ceny sprzedaży w europejskich elektrowniach z uwagi na działalność hedgingową. Sytuacja pod tym względem w kolejnych okresach będzie się poprawiać, ale w 2012 roku wzrost będzie raczej niewielki. Dla skonsolidowanych zysków kluczowe w najbliższych kwartałach będą więc pozostałe obszary działalności (przesył energii, wydobywanie węgla) i inicjatywy optymalizacji kosztów.

Profil spółki

CEZ jest największym producentem energii w Czechach (60,6 TWh i 74% rynku) i największym jej dostawcą (44% rynku). Posiada także aktywa produkcyjne w Bułgarii i Polsce oraz prowadzi działalność dystrybucyjną w Bułgarii (40% rynku) i Rumunii (16% rynku). Poprzez akwizycje Spółka zbudowała ekspozycję także na rynek turecki.

Ważne daty

09.08- publikacja raportu za 1H'2011
09.11- publikacja raportu za 3Q'2011

Kurs akcji CEZ na tle WIG

Kamil Kliszczyk

(48 22) 697 47 06
kamil.kliszczyk@dibre.com.pl
www.dibre.com.pl

CEZ

CEZP.WA; CEZ.PW

Redukuj

(Obniżona)

Bieżące ceny w wynikach za 2 lata

Od początku roku akcje CEZ wzrosły o ponad 27%, co w dużej mierze było pochodną decyzji o wyłączeniu niemieckich elektrowni atomowych, które przełożyło się na wzrost notowań energii i uprawnień do emisji. Czeski koncern oczywiście na tym skorzysta, ale ze względu na politykę zabezpieczeń i umocnienie korony względem euro wymierny tego efekt pojawi się naszym zdaniem dopiero w roku 2013. Tymczasem na lata 2011 i 2012 Spółka jest wyceniana z 20-30% premią do grupy porównywalnej na wskaźnikach P/CE i EV/EBITDA. Przy uspokojeniu nastrojów na EEX (obserwujemy lekką korektę poprzednich skokowych wzrostów) i po wypłacie zapowiadanej dywidendy może więc naszym zdaniem zabraknąć paliwa do utrzymania pozytywnego sentymentu na akcjach CEZ i dlatego zalecamy ich redukowanie ustalając cenę docelową na poziomie 885,8 CZK (142,7 PLN/akcję, poprzednio 129,5 PLN/akcję).

Wyniki 1Q'11- Lekko powyżej oczekiwań

W 1Q'2011 CEZ wypracował wyniki operacyjne lekko powyżej naszych oczekiwań, ale ich struktura nie odbiega od prognoz. Zgodnie z założeniami w ujęciu r/r spadek zysków zanotowano w segmencie wytwarzania energii (-12% z uwagi na spadek cen o około 10%), a częściowo zostało to zneutralizowane przez obszar dystrybucji (kompensata za lata ubiegłe) oraz wydobywania (wolumen). Spółka na działalności finansowej zaksięgowła 1,1 mld CZK podatku od darmowych uprawnień do emisji, ale zostały one z nawiązką pokryte przez zysk z przeszacowania opcji na akcje MOL-a. Negatywną niespodzianką był niski poziom operacyjnych przepływów pieniężnych (tylko 5 mld CZK vs. 19 mld CZK rok temu), ale niekorzystne zmiany na kapitale obrotowym powinny być odwrócone w kolejnych okresach.

Zamknięcie niemieckich elektrowni atomowych, a ceny CEZ

CEZ poinformował w marcowym komunikacie, że w związku z zamknięciem 7 elektrowni jądrowych w Niemczech i związanym z tym wzrostem cen energii w regionie Spółka zdecydowała o zdynamizowaniu sprzedaży terminowej energii na najbliższe lata. W wyniku tego posunięcia wolumen zabezpieczony na rok 2012 stanowi już 87% potencjału wytwórczego, a na rok 2013 32%. Oczywiście wzrost cen energii na rynku niemieckim jest korzystny z punktu widzenia CEZ, ale należy pamiętać że ceny na rok 2011 zostały już w całości zabezpieczone na poziomie 52 EUR/MWh, a na rok 2012 średnia cena we wspomnianym hedgingu (87%) może być szacowana na 53 EUR/MWh (65% wolumenu było zabezpieczone do końca lutego po 51 EUR/MWh), więc nawet sprzedaż pozostałej części po 58-60 EUR/MWh nie wpłynie już istotnie na przyszłe przychody (te dodatkowe 0,5 EUR/MWh to około 650-750 mln CZK dodatkowej sprzedaży). Zwracamy uwagę, że w interpretacji tych poziomów cenowych nie można abstrahować od kursu EUR/CZK, który bezpośrednio przekłada się na poziom zysków koncernu. Obserwowane umocnienie czeskiej korony nie sprzyja bowiem osiągniętej rentowności.

(mln CZK)	2008	2009	2010	2011P	2012P
Przychody	183 958,0	196 352,0	198 848,0	199 551,1	206 813,9
EBITDA	88 701,0	91 075,0	89 089,0	86 543,1	92 144,4
marża EBITDA	48,2%	46,4%	44,8%	43,4%	44,6%
EBIT	66 654,0	68 199,0	65 057,0	60 811,8	65 781,5
Zysk netto	46 510,0	51 547,0	47 232,0	43 643,4	45 821,8
DPS	40,00	49,34	52,48	50,00	44,62
P/E	12,2	10,0	10,9	11,8	11,3
P/CE	8,3	6,9	7,2	7,4	7,1
P/BV	3,3	2,6	2,3	2,2	2,0
EV/EBITDA	7,5	7,2	7,4	8,0	7,6
DYield	4,2%	5,1%	5,5%	5,2%	4,7%

Wyniki 1Q'2011- lekko powyżej oczekiwań

Skonsolidowane kwartalne wyniki finansowe CEZ na tle prognoz

(mln CZK)	IQ 2011	IQ 2010	zmiana	IQ 2011P	wynik vs. prognoza	konsensus	wyniki vs. konsensus	Prognoza Zarządu	wykonanie
Przychody	56 805,0	53 886,0	5,4%	52 580,2	8,0%	52 986,5	7,2%	-	-
EBITDA	26 622,0	27 331,0	-2,6%	25 908,5	2,8%	26 304,5	1,2%	84 800,0	31%
marża EBITDA	46,9%	50,7%	-7,6%	49,3%	-	49,6%	-	-	-
EBIT	20 564,0	21 691,0	-5,2%	19 793,5	3,9%	20 177,0	1,9%	59 100,0	35%
Zysk brutto	21 086,0	21 463,0	-1,8%	19 970,1	5,6%	19 591,5	7,6%	-	-
Zysk netto	17 259,0	17 455,0	-1,1%	15 987,7	8,0%	15 703,5	9,9%	40 100,0	43%

Źródło: CEZ, szacunki DI BRE

W 1Q'2011 roku CEZ wypracował wyniki operacyjne lekko powyżej naszych oczekiwań (+3,9% na poziomie EBIT), ale ich struktura nie odbiega od prognoz. Zgodnie z założeniami w ujęciu r/r spadek zysków zanotowano w segmencie wytwarzania energii (-12%), natomiast częściowo zostało to zneutralizowane przez obszar dystrybucji oraz wydobywania. Także na działalności pomocniczej wynik był lepszy niż przed rokiem, tak więc ostatecznie spadek skonsolidowanego zysku operacyjnego r/r wyniósł -1,1 mld CZK (zakładaliśmy -1,9 mld CZK). Pozytywne odchylenie od naszych szacunków na poziomie zysku netto zostało dodatkowo wzmocnione przez korzystniejsze saldo na działalności finansowej. Zgodnie z zapowiedziami w tej kategorii Spółka zaksięgowała 1,1 mld CZK podatku od darmowych uprawnień do emisji, ale zostały one z nawiązką pokryte przez zysk z przeszacowania opcji na akcje MOL-a (1,6 mld CZK podczas gdy my szacowaliśmy tę pozycję na 0,7 mld CZK) oraz wynik na instrumentach pochodnych (0,5 mld CZK). Raportowane wyniki zaskoczyły więc lekko pozytywnie, ale negatywna niespodzianka pojawiła się na poziomie przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej, gdzie wygenerowano tylko 5 mld CZK vs. 19 mld CZK rok temu. Było to przede wszystkim spowodowane zmianami pozycji kapitału obrotowego (-11,8 mld CZK) oraz zaksięgowanych w obszarze operacyjnym zakupem jednostek funduszy inwestycyjnych (8,5 mld CZK). Dług netto wzrósł q/q jednak tylko o 1 mld CZK, gdyż capex w tym okresie był niewielki (9 mld CZK). Zarząd podtrzymał swoje roczne prognozy, mimo że poziom ich wykonania przekracza na poziomie EBIT 35% (w roku ubiegłym na tej pozycji wygenerowano 33% rocznego wyniku).

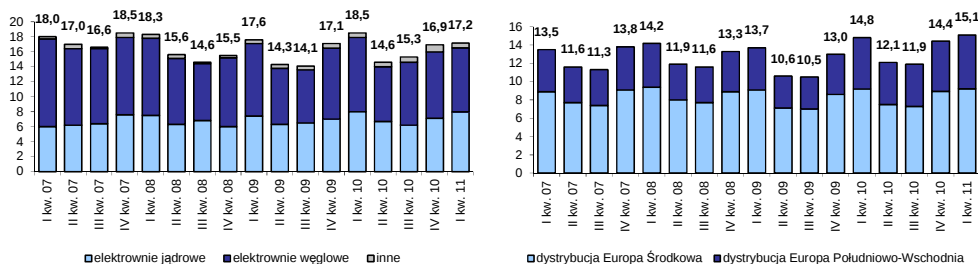
Skonsolidowane kwartalne wyniki finansowe CEZ według segmentów

(mln CZK)	I kw. 09	II kw. 09	III kw. 09	IV kw. 09	I kw. 10	II kw. 10	III kw. 10	IV kw. 10	I kw. 11
Przychody	53 952	43 109	42 986	55 536	53 886	44 797	45 705	54 460	56 805
EBITDA	30 227	21 599	19 181	20 067	27 331	19 856	19 987	21 915	26 622
EBIT	24 797	16 047	13 631	13 712	21 691	14 065	14 265	15 036	20 564
produkcja	19 924	11 787	9 717	13 184	15 437	10 320	10 616	11 701	13 625
dystrybucja	2 515	2 390	2 056	276	4 433	2 343	1 891	2 929	4 928
wydobywanie	1 198	975	840	859	858	560	844	380	958
pozostałe	1 159	908	1 018	-627	962	805	901	18	1 051
Koszty finansowe netto	-817	3 129	1 334	-3 676	-228	-773	-256	-4 851	522
Zysk brutto	23 980	19 176	14 965	10 036	21 463	13 292	14 009	10 185	21 086
Zysk netto	19 091	15 766	12 080	7 826	17 455	11 204	11 449	7 124	17 259

Źródło: CEZ

Spadek zysków w segmencie wytwarzania mimo podobnych wolumenów produkcji całej Grupy (również w elektrowniach jądrowych) i uruchomienia I-go etapu inwestycji wiatrowej w Rumunii (+0,3 mld CZK w ujęciu r/r) był przede wszystkim pochodną spadku średniej efektywnej ceny realizowanej przez czeskie elektrownie o około 10% r/r. Nie zrekomensowały tego dodatkowe wolumeny z OZE (0,2 mld CZK) i konsolidowany wynik przejętej spółki ciepłowniczej (0,2 mld CZK). Odchylenie od naszej prognozy (+0,7 mld CZK) jest spowodowane wyższymi niż zakładaliśmy zyskami na handlu uprawnieniami (1,3 mld CZK vs. 0,5 mld CZK). W kolejnych kwartałach można oczekiwać, że ujemny efekt bazy odniesienia cen będzie się utrzymywał, ale CEZ może zwiększyć produkcję energii w elektrowniach węglowych wykorzystując dodatkowy popyt z rynku niemieckiego po wyłączeniu 7 tamtejszych bloków atomowych (w 1Q ten efekt dotyczył tylko połowy marca, a dodatkowo CEZ zmagał się z większą liczbą awarii niż przed rokiem). Wsparciem powinna być również wyższa produkcja z farmy wiatrowej w Rumunii, która w drugim półroczu powinna uruchomić kolejne turbiny (obecnie uruchomiono 350 MW, a docelowo ma być 600 MW).

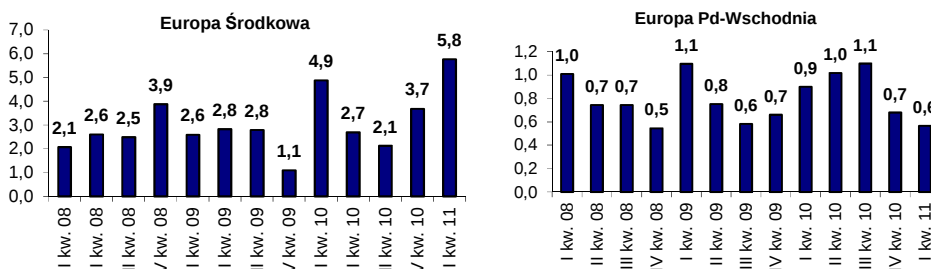
Kwartalne wolumeny produkcji energii CEZ w Czechach oraz dystrybucji w podziale na rynki



Źródło: CEZ

Segment dystrybucji i sprzedaży poprawił wyniki w ujęciu r/r, ale plasowały się one nieco poniżej naszych oczekiwań (4,9 mld CZK vs. 5,06 mld CZK), na co miał wpływ gorszy rezultat w spółkach w Rumunii i Bułgarii (-0,5 mld CZK r/r) spowodowany wzrostem kosztów strat sieciowych niepokrytych przychodami. Dystrybucja energii w Czechach zgodnie z założeniami zanotowała wyższe przychody związane z czynnikiem korygującym za rok 2009 (+1,1 mld CZK r/r) rekompensującym niepokryte koszty zakupu energii odnawialnej. Należy jednak pamiętać, że w kolejnych kwartałach przy proporcjonalnym rozłożeniu przychodów CEZ będzie odczuwał znacznie wyższe koszty zakupu energii słonecznej i w związku z tym trudno zakładać dodatnie dynamiki EBIT w tych okresach. Jeśli chodzi o poziom wolumenów to w dystrybucji dynamika wyniosła +2% (wzrost w krajach Europy Południowo-Wschodniej), a w sprzedaży do odbiorców końcowych odnotowano spadek -5% na skutek dalszej utraty rynku czeskiego (spadek -11% przy dynamice dla całego rynku -0,5%). W naszych prognozach, uwzględniając tendencje z 1Q'2011, na cały rok zakładamy EBIT dla obszaru dystrybucji i sprzedaży na poziomie 12,9 mld CZK vs 11,6 mld CZK w roku poprzednim.

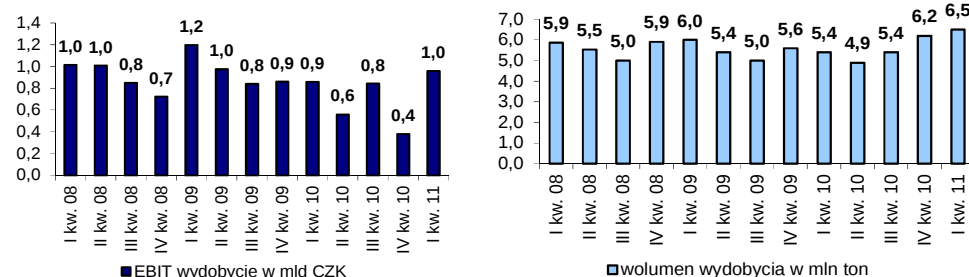
Kwartalne wyniki operacyjne segmentu dystrybucji wg rynków (mld CZK)



Źródło: CEZ

Pozytywnie zaskoczył segment wydobywczy, gdzie dzięki wzrostowi produkcji węgla o 20% r/r EBIT wyniósł prawie 1 mld CZK vs. zakładane przez nas 0,7 mld CZK. W całym roku Zarząd oczekuje, że ta dynamika będzie niższa ale powinna sięgnąć około 13%. Dobry rezultat został wypracowany mimo spadku cen węgla brunatnego, tak więc perspektywa wzrostu popytu związana z zamknięciem elektrowni jądrowych w Niemczech, pozwala nawet na bardziej optymistyczne założenia na kolejne kwartały roku. W naszych tegorocznych prognozach zakładamy wzrost EBIT tego segmentu z 2,6 mld CZK w 2010 do 3,4 mld CZK.

Kwartalne wyniki finansowe i operacyjne segmentu wydobycia węgla

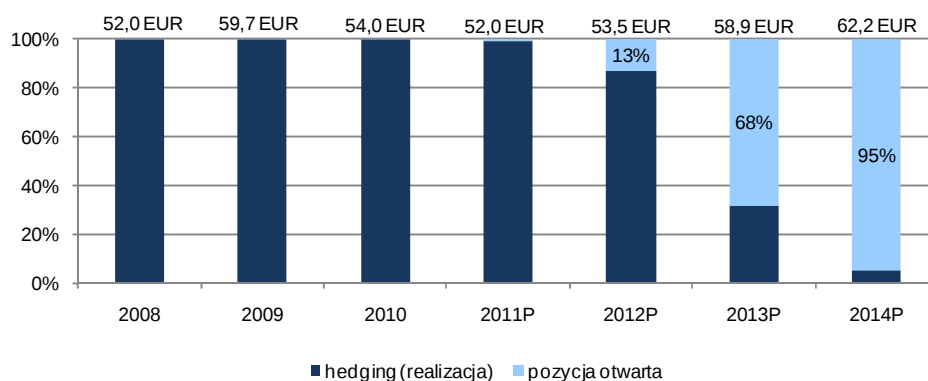


Źródło: CEZ

Hedging cen energii

CEZ poinformował w marcowym komunikacie, że w związku z zamknięciem 7 elektrowni jądrowych w Niemczech i związanym z tym wzrostem cen energii w regionie Spółka zdecydowała o zdynamizowaniu sprzedaży terminowej energii na najbliższe lata. W wyniku tego posunięcia wolumen zabezpieczony na rok 2012 stanowi już 87% potencjału wytwórczego, a na rok 2013 32%. Oczywiście wzrost cen energii na rynku niemieckim jest korzystny z punktu widzenia CEZ, ale należy pamiętać że ceny na rok 2011 zostały już w całości zabezpieczone na poziomie 52 EUR/MWh, a na rok 2012 średnia cena we wspomnianym hedgingu (87%) może być szacowana na 53 EUR/MWh (65% wolumenu było zabezpieczone do końca lutego po 51 EUR/MWh), więc nawet sprzedaż pozostałej części po 58-60 EUR/MWh nie wpłynie już istotnie na przyszłe przychody (te dodatkowe 0,5 EUR/MWh to około 650-750 mln CZK dodatkowej sprzedaży). Cena na rok 2013 nadal jest kwestią otwartą. Średnią cenę w hedgingu na ten rok (32% pozycji) szacujemy na około 52,5 EUR/MWh, a prognozowana przez nas efektywna cena jaka będzie osiągnięta w tym okresie przez elektrownie CEZ (58,9 EUR) zakłada utrzymanie się notowań kontraktów na poziomie 60 EUR/MWh. Zwracamy ponadto uwagę, że w interpretacji wspomnianych poziomów cenowych nie można abstrahować od kursu EUR/CZK, który bezpośrednio przekłada się na poziom zysków koncernu. Obserwowane umocnienie czeskiej korony nie sprzyja bowiem osiąganej rentowności.

Zrealizowane bądź prognozowane średnie ceny sprzedaży energii przez elektrownie Grupy CEZ z uwzględnieniem hedgingu



Źródło: CEZ

Prognoza wyników i wycena

Na podstawie wyceny DCF oraz wyceny porównawczej cenę docelową jednej akcji CEZ wyznaczamy na 885,8 CZK, czyli równowartość 142,7 PLN (kurs CZKPLN=0,1611). Na tej podstawie wydajemy rekomendację redukuj.

	waga	cena
Wycena porównawcza	50%	735,3
Wycena DCF	50%	932,7
	cena wynikowa	834,0
	cena docelowa za 9 m-cy	885,8

Wycena DCF

Założenia modelu

- Model opiera się na przedstawionych poniżej założeniach dotyczących cen energii, paliw, kursów walut oraz wolumenów produkcji i sprzedaży.

	2008	2009	2010	2011P	2012P	2013P	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P
Wolumen produkcji energii TWh	67,6	65,3	68,4	70,9	71,9	80,6	79,1	76,9	73,4	69,8	66,3	66,3	66,3
energia atomowa	26,6	27,2	28,0	29,4	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2
węgiel brunatny	32,1	29,3	29,7	29,7	29,7	33,0	33,0	32,8	29,3	25,8	22,2	22,2	22,2
węgiel kamienny	7,4	6,7	8,4	8,5	8,5	8,5	7,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
gaz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
energia wodna	1,5	2,1	2,3	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
wiatr	0,0	0,0	0,3	1,1	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Wolumen sprzedaży energii TWh	37,9	40,7	44,6	45,7	46,9	48,0	49,2	50,4	51,6	52,8	53,9	55,1	56,3
Wolumen dystrybucji energii TWh	51,0	49,8	53,2	54,5	55,8	57,2	58,5	59,9	61,2	62,6	63,9	65,3	66,6
Cena terminowa energii EUR/MWh (1Y)	69,1	49,3	49,9	58,0	60,2	62,2	64,0	65,0	66,1	67,2	68,4	69,7	71,1
Cena certyfikatu CO2 w EUR/t	23,9	13,8	14,5	16,6	17,0	20,0	21,2	22,5	23,8	25,2	26,7	28,3	30,0
EUR/CZK	25,0	26,4	25,3	24,3	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
USD/CZK	17,1	19,0	19,1	17,6	17,7	17,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5

- Przepływy pieniężne dyskontowane są na koniec kwietnia 2011. Przy kalkulacji wartości firmy uwzględniamy dług netto na koniec 2010 roku.
- Udziały w jednostkach konsolidowanych metodą praw własności (27,2 mld CZK) dodajemy do wartości firmy wynikającej z modelu DCF. Posiadane 7% udziałów w MOL uwzględniamy po ich aktualnej wycenie rynkowej (16,2 mld CZK).
- CAPEX i amortyzacja w modelu DCF uwzględniają przepływy związane z paliwem nuklearnym.
- W roku 2020 amortyzacja jest niższa niż CAPEX, dlatego przy obliczaniu wartości rezydualnej, korygujemy wielkość amortyzacji do 49,6 mld CZK.
- Przy obliczaniu FCF_{TV} do wartości rezydualnej przyjmujemy marżę EBITDA z roku 2020.
- Po roku 2020 zakładamy wzrost FCF na poziomie 2%. Ponadto przyjmujemy stopę wolną od ryzyka na poziomie 4,5%, a współczynnik beta na poziomie 0,9.



Model DCF wyceny akcji CEZ

(mln CZK)	2011P	2012P	2013P	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2020+
Przychody ze sprzedaży	199 551	206 814	231 235	241 938	248 408	251 553	253 767	257 219	264 581	272 201	272 201
zmiana	0,4%	3,6%	11,8%	4,6%	2,7%	1,3%	0,9%	1,4%	2,9%	2,9%	0,0%
EBITDA*	93 506	99 277	98 570	102 991	105 273	106 525	105 892	107 092	107 191	107 104	107 104
marża EBITDA	46,9%	48,0%	42,6%	42,6%	42,4%	42,3%	41,7%	41,6%	40,5%	39,3%	39,3%
Amortyzacja*	32 694	33 496	34 452	35 094	36 190	37 678	39 444	41 421	43 572	45 871	49 606
EBIT	60 812	65 782	64 118	67 897	69 083	68 847	66 447	65 671	63 620	61 233	57 498
marża EBIT	30,5%	31,8%	27,7%	28,1%	27,8%	27,4%	26,2%	25,5%	24,0%	22,5%	21,1%
Opodatkowanie EBIT**	14 705	15 679	12 182	12 900	13 126	13 081	12 625	12 477	12 088	11 634	12 088
NOPLAT	46 107	50 103	51 936	54 996	55 957	55 766	53 822	53 194	51 532	49 599	45 410
CAPEX*	-68 076	-59 156	-49 928	-47 446	-47 785	-48 131	-48 486	-48 851	-49 224	-49 606	-49 606
Kapitał obrotowy	-8 943	-485	-1 630	-715	-432	-210	-148	-230	-492	-509	-509
Inwestycje kapitałowe	-3 360	-1 258	-1 014	0	0	0	0	0	0	0	0
FCF	-1 578	22 699	33 814	41 929	43 931	45 103	44 632	45 533	45 388	45 355	44 901
WACC	7,1%	7,1%	7,3%	7,4%	7,6%	7,8%	7,9%	8,0%	8,0%	8,0%	8,1%
współczynnik dyskonta	96,1%	89,7%	83,6%	77,8%	72,3%	67,1%	62,2%	57,6%	53,3%	49,3%	49,3%
PV FCF	-1 517	20 355	28 268	32 624	31 764	30 261	27 747	26 220	24 200	22 380	
WACC	7,1%	7,1%	7,3%	7,4%	7,6%	7,8%	7,9%	8,0%	8,0%	8,0%	8,1%
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	42,1%	40,7%	38,1%	34,2%	30,6%	27,1%	23,8%	22,8%	22,0%	20,9%	20,0%
Koszt kapitału własnego	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%
Premia za ryzyko	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Beta	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Wzrost FCF po okresie prognozy	2,0%										
Wartość rezydualna (TV)	737 174										
Zdyskontowana wartość rezydualna (PV TV)	363 759										
Zdyskontowana wartość FCF w okresie prognozy	242 302										
Wartość firmy (EV)	606 062										
Dług netto	142 258										
Udziałowcy mniejszościowi	5 440										
Wartość firmy	458 364										
Udziały w MOL-u	16 172										
Udziały w spółkach kontrolowanych metodą praw własności	27 231										
Liczba akcji (mln)	537,99										
Wartość firmy na akcję (CZK)	932,7										
9-cio miesięczny koszt kapitału własnego	6,7%										
Cena docelowa (CZK)	994,9										
Cena docelowa (PLN)	160,3										
EV/EBITDA('11) dla ceny docelowej	6,8										
P/E('11) dla ceny docelowej	12,3										
Udział TV w EV	60%										

*pozycje uwzględniają nakłady i amortyzację na paliwo nuklearne

**uwzględnia podatek od darmowych uprawnień CO2

Wycena porównawcza

Wycenę mnożnikową przeprowadziliśmy dla wskaźników P/CE i EV/EBITDA w horyzoncie 2011-2013. Do grupy porównawczej wybraliśmy spółki energetyczne prowadzące swoją działalność zarówno w segmencie produkcji energii jak i dystrybucji, a także PGNiG którego model działalności jest zbliżony do profilu utility. W poniższym zestawieniu znajdują się podmioty zagraniczne oraz krajowe o dużym stopniu zróżnicowania jeśli chodzi o źródła wytwórcze (paliwa, poziom emisji, wiek mocy zainstalowanej), jak i udział poszczególnych obszarów aktywności w skonsolidowanych wynikach. W ostatecznej wycenie przyjęliśmy jednakowe wagi dla mnożników i poszczególnych lat prognozy. Dane finansowe PGE i Tauronu na potrzeby kalkulacji wskaźników korygujemy o wielkość przychodów z rekompensat KDT, które następnie dodajemy do wyceny jako zagregowany zdyskontowany przepływ pieniężny. Implikowana wartość akcji CEZ w tej metodzie wynosi 735,3 CZK/akcję.

	Cena	P/CE				EV/EBITDA*			
		2010	2011P	2012P	2013P	2010	2011P	2012P	2013P
EDF	29,14	4,7	5,2	4,8	4,7	5,7	6,2	5,8	5,5
E.ON AG	20,35	4,5	5,6	5,2	4,9	5,7	6,9	6,5	6,2
IBERDROLA	6,09	6,6	6,3	5,8	5,6	8,5	8,1	7,5	7,3
ENEL SPA	4,72	4,4	4,2	4,1	3,9	5,5	5,4	5,3	5,2
RWE AG	41,83	3,8	4,4	4,2	4,3	4,8	5,5	5,2	5,4
ENDESA SA	23,40	5,7	5,7	5,4	5,2	5,5	5,6	5,5	5,3
FORTUM OYJ	22,69	10,2	9,4	9,3	8,6	12,2	11,3	10,9	10,1
NATIONAL GRID PLC	6,16	8,2	7,4	6,9	6,6	10,2	9,4	8,9	8,4
ENEA	18,88	6,5	6,0	5,5	5,1	4,0	3,6	3,1	2,9
PGNiG	4,09	6,9	6,9	5,9	5,4	6,6	6,0	4,8	4,2
PGE (bez KDT)	24,15	8,4	7,3	6,2	6,0	6,4	5,9	4,9	4,7
TAURON (bez KDT)	6,33	6,0	4,8	4,1	3,9	4,9	4,3	3,6	3,3
Maksimum		10,2	9,4	9,3	8,6	12,2	11,3	10,9	10,1
Minimum		3,8	4,2	4,1	3,9	4,0	3,6	3,1	2,9
Mediana		6,2	5,8	5,4	5,2	5,7	5,9	5,4	5,4
CEZ	959,0	7,2	7,4	7,1	6,9	7,0	7,2	6,7	6,8
(premia / dyskonto)		16,7%	27,2%	31,5%	33,0%	22,1%	20,5%	25,2%	26,4%
Implikowana wycena									
Mediana		6,2	5,8	5,4	5,2	5,7	5,9	5,4	5,4
Waga wskaźnika			50,0%				50,0%		
Waga roku		0,0%	33,3%	33,3%	33,3%	0,0%	33,3%	33,3%	33,3%
Implikowana wartość CEZ (CZK)	735,3								

*EV/EBITDA w oparciu o dług netto na koniec 2010

Rachunek wyników

(mln CZK)	2007	2008	2009	2010	2011P	2012P	2013P
Przychody ze sprzedaży	174 563,0	183 958,0	196 352,0	198 848,0	199 551,1	206 813,9	231 235,1
<i>zmiana</i>	17,1%	5,4%	6,7%	1,3%	0,4%	3,6%	11,8%
EBIT, w tym	53 203,0	66 654,0	68 199,0	65 057,0	60 811,8	65 781,5	64 118,3
Produkcja i handel	37 357,0	50 445,0	54 612,0	48 074,0	41 800,9	46 036,0	43 587,4
Dystrybucja i sprzedaż	9 774,0	9 594,0	7 237,0	11 596,0	12 981,6	13 341,7	13 703,4
Wydobycie	3 670,0	3 593,0	3 872,0	2 642,0	3 361,0	3 691,1	4 023,3
Pozostałe	2 402,0	3 022,0	2 458,0	2 686,0	2 668,3	2 712,6	2 804,2
Koszty, zyski jednorazowe	2 900,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EBIT oczyszczony	50 303,0	66 654,0	68 199,0	65 057,0	60 811,8	65 781,5	64 118,3
<i>zmiana</i>	32,8%	25,3%	2,3%	-4,6%	-6,5%	8,2%	-2,5%
<i>marża EBIT</i>	28,8%	36,2%	34,7%	32,7%	30,5%	31,8%	27,7%
Wynik na działalności finansowej	-2 052,0	-5 938,0	-3 253,0	-6 108,0	-2 933,2	-5 171,5	-4 932,5
Podatek od uprawnień CO2	0,0	0,0	0,0	0,0	-3 150,9	-3 180,4	0,0
Pozostałe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Zysk brutto	51 151,0	60 716,0	64 946,0	58 949,0	54 727,8	57 429,6	59 185,8
Podatek dochodowy	8 387,0	13 365,0	13 091,0	11 791,0	10 996,9	11 515,9	11 245,3
Udziałowcy mniejszościowi	1 209,0	841,0	308,0	-74,0	87,5	91,8	95,9
Zysk netto	41 555,0	46 510,0	51 547,0	47 232,0	43 643,4	45 821,8	47 844,6
<i>zmiana</i>	50,0%	11,9%	10,8%	-8,4%	-7,6%	5,0%	4,4%
<i>marża</i>	23,8%	25,3%	26,3%	23,8%	21,9%	22,2%	20,7%
Amortyzacja*	22 123,0	22 047,0	22 876,0	24 032,0	25 731,3	26 362,9	27 216,9
EBITDA oczyszczona	72 426,0	88 701,0	91 075,0	89 089,0	86 543,1	92 144,4	91 335,1
<i>zmiana</i>	17,1%	17,8%	2,7%	-2,2%	-2,9%	6,5%	-0,9%
<i>marża EBITDA</i>	41,5%	48,2%	46,4%	44,8%	43,4%	44,6%	39,5%
Liczba akcji na koniec roku (mln)	541,8	592,2	538,0	538,0	538,0	538,0	538,0
EPS	76,7	78,5	95,8	87,8	81,1	85,2	88,9
CEPS	117,5	115,8	138,3	132,5	129,0	134,2	139,5
ROAE	22,7%	27,0%	27,6%	22,4%	19,0%	18,4%	17,6%
ROAA	11,2%	11,0%	10,3%	8,8%	7,7%	7,6%	7,5%

* Raportowana amortyzacja w racunku zysków i strat różni się od amortyzacji e przepływach pieniężnych

Bilans

(mln CZK)	2007	2008	2009	2010	2011P	2012P	2013P
AKTYWA	370 942,0	473 175,0	530 259,0	543 691,0	591 662,5	622 024,5	650 092,5
Majątek trwały	313 420,0	346 237,0	414 955,0	448 034,0	486 775,8	513 694,8	530 185,7
Rzeczowe aktywa trwałe	270 182,0	284 539,0	323 366,0	354 061,0	388 263,4	413 468,9	428 859,2
Wartości niematerialne i prawne	19 060,0	18 074,0	18 653,0	16 876,0	17 600,3	17 695,4	17 421,6
Udziały w innych podmiotach	248,0	1 907,0	17 250,0	16 928,0	16 928,0	16 928,0	16 928,0
Pozostałe aktywa trwałe	23 930,0	41 717,0	55 686,0	60 169,0	63 984,0	65 602,5	66 976,9
Majątek obrotowy	57 522,0	126 938,0	115 304,0	95 657,0	104 886,8	108 329,7	119 906,8
Zapasy	5 341,0	7 873,0	7 903,0	7 158,0	7 982,0	8 272,6	9 249,4
Należności krótkoterminowe	23 880,0	41 729,0	46 350,0	39 623,0	47 892,3	49 635,3	55 496,4
Pozostałe aktywa obrotowe	15 872,0	60 033,0	34 324,0	26 690,0	26 748,0	27 347,1	29 361,5
Środki pieniężne i ich ekwiwalent	12 429,0	17 303,0	26 727,0	22 186,0	22 264,4	23 074,8	25 799,5

(mln CZK)	2007	2008	2009	2010	2011P	2012P	2013P
PASYWA	370 942,0	473 175,0	530 259,0	543 691,0	591 662,5	622 024,5	650 092,5
Kapitał własny	171 352,0	173 252,0	200 361,0	221 611,0	238 354,9	260 172,9	282 815,5
Kapitał akcyjny	59 221,0	59 221,0	53 799,0	53 799,0	53 799,0	53 799,0	53 799,0
Pozostałe kapitały własne	112 131,0	114 031,0	146 562,0	167 812,0	184 555,9	206 373,9	229 016,5
Kapitał mniejszości	12 874,0	12 158,0	6 314,0	5 440,0	5 440,0	5 440,0	5 440,0
Zobowiązania długoterminowe	125 151,0	136 614,0	192 516,0	215 963,0	198 134,4	202 133,6	201 010,3
Pożyczki i kredyty	51 984,0	66 526,0	118 921,0	140 040,0	122 211,4	126 210,6	125 087,3
Pozostałe	73 167,0	70 088,0	73 595,0	75 923,0	75 923,0	75 923,0	75 923,0
Zobowiązania krótkoterminowe	61 565,0	151 151,0	131 068,0	100 677,0	149 733,2	154 278,0	160 826,7
Pożyczki i kredyty	21 274,0	39 875,0	37 889,0	24 404,0	73 252,3	75 649,3	74 976,1
Zobowiązania handlowe	25 737,0	93 646,0	76 853,0	58 804,0	59 011,9	61 159,7	68 381,6
Pozostałe	14 554,0	17 630,0	16 326,0	17 469,0	17 469,0	17 469,0	17 469,0
Dług	73 258,0	106 401,0	156 810,0	164 444,0	195 463,7	201 859,9	200 063,4
Dług netto	60 829,0	89 098,0	130 083,0	142 258,0	173 199,2	178 785,2	174 263,9
(Dług netto / Kapitał własny)	35,5%	51,4%	64,9%	64,2%	72,7%	68,7%	61,6%
(Dług netto / EBITDA)	0,8	1,0	1,4	1,6	2,0	1,9	1,9
BVPS	316,2	292,6	372,4	411,9	443,0	483,6	525,7



Przepływy pieniężne

(mln CZK)	2007	2008	2009	2010	2011P	2012P	2013P
Przepływy operacyjne	59 219,0	70 583,0	87 354,0	77 165,0	72 398,5	85 003,3	87 664,5
Zysk netto	41 555,0	46 510,0	51 547,0	47 232,0	43 643,4	45 821,8	47 844,6
Amortyzacja	22 166,0	22 090,0	26 171,0	26 897,0	28 798,9	29 505,8	30 461,6
Kapitał obrotowy	-3 880,0	37 604,0	-23 920,0	-14 044,0	-8 885,4	114,2	384,0
Pozostałe	-622,0	-35621,0	33556,0	17080,0	8841,6	9561,5	8974,3
Przepływy inwestycyjne	-37 033,0	-60 170,0	-99 022,0	-65 584,0	-71 435,7	-60 414,8	-50 942,5
CAPEX	-34 066,0	-46 186,0	-70 791,0	-63 018,0	-68 075,7	-59 156,3	-49 928,0
Pozostałe	-2 967,0	-13 984,0	-28 231,0	-2 566,0	-3 360,0	-1 258,5	-1 014,5
Przepływy finansowe	-40 120,0	-5 917,0	22 230,0	-15 592,0	-884,4	-23 778,1	-33 997,3
Emisja akcji	-54 443,0	-12 535,0	146,0	337,0	0,0	0,0	0,0
Dług	26 248,0	27 607,0	48 918,0	13 333,0	31 019,7	6 396,2	-1 796,5
Dywidenda (buy-back)	-11 694,0	-21 218,0	-26 545,0	-28 234,0	-26 899,5	-24 003,9	-25 202,0
Pozostałe	-231,0	229,0	-289,0	-1 028,0	-5 004,6	-6 170,5	-6 998,7
Zmiana stanu środków pieniężnych	-18 503,0	4 874,0	9 424,0	-4 541,0	78,4	810,3	2 724,7
Środki pieniężne na koniec okresu	12 429,0	17 303,0	26 727,0	22 186,0	22 264,4	23 074,8	25 799,5
DPS (CZK)	20,0	40,0	49,3	52,5	50,0	44,6	46,8
FCF	26 093,0	66 754,0	-16 727,0	236,0	-1 414,8	21 586,4	30 545,8
(CAPEX / Przychody ze sprzedaży)	19,5%	25,1%	36,1%	31,7%	34,1%	28,6%	21,6%

Wskaźniki rynkowe

	2007	2008	2009	2010	2011P	2012P	2013P
P/E	12,5	12,2	10,0	10,9	11,8	11,3	10,8
P/CE	8,2	8,3	6,9	7,2	7,4	7,1	6,9
P/BV	3,0	3,3	2,6	2,3	2,2	2,0	1,8
P/S	3,0	3,1	2,6	2,6	2,6	2,5	2,2
FCF/EV	4,4%	10,0%	-2,6%	0,0%	-0,2%	3,1%	4,4%
EV/EBITDA	8,2	7,5	7,2	7,4	8,0	7,6	7,6
EV/EBIT	11,8	10,0	9,6	10,2	11,4	10,6	10,8
EV/S	3,4	3,6	3,3	3,3	3,5	3,4	3,0
DYield	2,1%	4,2%	5,1%	5,5%	5,2%	4,7%	4,9%
Cena (CZK)	959,0						
Liczba akcji na koniec roku (mln)	541,8	592,2	538,0	538,0	538,0	538,0	538,0
MC (mln CZK)	519 625	567 930	515 932	515 932	515 932	515 932	515 932
Kapitał udziałowców mniej. (mln CZK)	12 874	12 158	6 314	5 440	5 440	5 440	5 440
EV (mln CZK)	593 328	669 186	652 329	663 630	694 571	700 157	695 636

17 maja 2011

Aktualizacja raportu


Energetyka

Polska

Cena bieżąca	18,88 PLN
Cena docelowa	21,68 PLN
Kapitalizacja	8,33 mld PLN
Free float	1,82 mld PLN
Średni dzienny obrót (3 mies.)	10,01 mln PLN

Struktura akcjonariatu

Skarb Państwa	51,91%
Vattenfall	18,67%
Akcje pracownicze (lock-up do 16.02.12)	7,59%
Pozostali	21,83%

Strategia dotycząca sektora

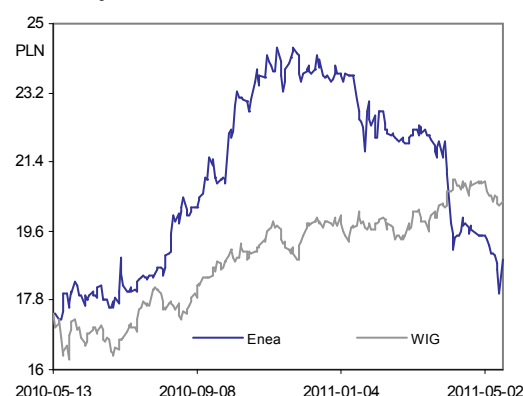
Polski sektor energetyczny powinien wykazywać coraz większą korelację z rynkami UE, co będzie oznaczać stopniową konwergencję cen. Dodatkowo ten proces powinien być wspierany przez wzrost konsumpcji, przy jednoczesnym braku inwestycji w nowe moce wytwórcze. Może to w przyszłości prowadzić do deficytu energii w okresach szczytowego zapotrzebowania.

Profil spółki

ENEA jest jedną z największych zintegrowanych polskich grup energetycznych, a jej udział w rynku dystrybucji sięga 14% (Spółka obsługuje 2,3 mln klientów). W skład Grupy wchodzi Elektrownia Kozienice (2,88 GW), która rocznie wytwarza około 12 TWh energii elektrycznej (8% krajowej produkcji). W ramach planów inwestycyjnych moce tego zakładu mają być zwiększone w perspektywie 2016 roku o kolejne 1 GW. ENEA zamierza również rozwijać portfel energii odnawialnej w oparciu o projekty farm wiatrowych oraz biogazownie.

Ważne daty

29.08- publikacja raportu za 1H'2011
14.11- publikacja raportu za 3Q'2011

Kurs akcji Enea na tle WIG

Kamil Kliszcz

(48 22) 697 47 06

kamil.kliszcz@dibre.com.pl

www.dibre.com.pl

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

ENEA

ENAE.WA; ENA.PW

Akumuluj

(Podwyższona)

Odreagowanie po fiasku prywatyzacji

Fiasko prywatyzacji spowodowało szybką przecenę akcji Enei o prawie 25%, co znacząco poprawiło atrakcyjność waluacyjną tej Grupy, szczególnie w połączeniu z bardzo dobrymi wynikami za 1Q pozwalającymi na formułowanie bardziej optymistycznych oczekiwań na cały bieżący rok. Spółka jest obecnie wyceniana średnio (P/C i EV/EBITDA) z około 20% dyskontem do grupy porównawczej i choć ze względu na strukturę aktywów nie stanowi najlepszej ekspozycji na oczekiwany wzrost cen energii w Polsce (brak integracji pionowej wytwarzania) to uważamy, że może być w średnim terminie ciekawą inwestycją. Podnosimy rekomendację z trzymaj do akumuluj, wyznaczając cenę docelową na 21,68 PLN (poprzednio 21,43 PLN).

Wyniki 1Q'2011- zaskoczenie w segmencie obrotu

Wyniki Grupy ENEA w 1Q'2011 okazały się znacznie lepsze od naszych szacunków i rynkowego konsensusu, a odchylenie na poziomie EBIT sięgnęło 28%. Głównym powodem takiego pozytywnego zaskoczenia jest wynik segmentu obrotu, wypracowany częściowo dzięki obniżeniu rezerw na świadczenia pochodzenia o 16 mln PLN. Dobry wynik, mimo braku wzrostu wolumenów, pojawił się również w segmencie wytwarzania dzięki wyższemu udziałowi współpalania biomasy (+15 mln PLN dodatkowej marży r/r) i transakcjom tradingowym oraz obniżeniu rezerw na świadczenia pracownicze o 5 mln PLN. Generalnie raport za 1Q pozwala na formułowanie bardziej optymistycznych oczekiwań na cały rok 2011, szczególnie w kontekście spodziewanego wzrostu mocy dyspozycyjnej Elektrowni Kozienice z uwagi na ograniczone w ujęciu r/r plany remontowe oraz zaniżoną przez rezerwy bazę odniesienia dla dystrybucji w 2Q i 4Q (około 70 mln PLN).

Fiasko prywatyzacji- co dalej?

Decyzja o zawieszeniu procesu prywatyzacji z uwagi na brak satysfakcjonujących ofert była dużym rozczarowaniem dla rynku i wywołała gwałtowną przecenę akcji Enei (inwestorzy ponownie zaczęli przykładać dyskonto do gotówki netto stanowiącej 34% aktualnej kapitalizacji, mając na uwadze perspektywę realizacji ambitnego planu inwestycyjnego). Wszystko wskazuje na to, że w perspektywie najbliższych miesięcy trudno liczyć na wznowienie tego procesu (MSP zapowiedziało, że nastąpi to po rozpoczęciu budowy nowego bloku w Kozienicach) i powrót premii za ewentualne wezwanie ze strony inwestora branżowego. Otwartą kwestią pozostaje przyszłość pakietu należącego do Vattenfall, którego rynkowa wartość sięga obecnie 1,6 mld PLN. Może on zostać sprzedany w transakcji związanej z innymi aktywami szwedzkiego koncernu, ale nie można wykluczyć również próby jego uplasowania wśród inwestorów finansowych. Taki scenariusz miałby oczywiście krótkotrwale negatywny wpływ na kurs.

(mln PLN)	2008	2009	2010	2011P	2012P
Przychody	6 157,8	7 153,5	7 836,9	9 636,7	10 336,7
EBITDA	882,7	1 167,0	1 364,6	1 527,1	1 746,3
marża EBITDA	14,3%	16,3%	17,4%	15,8%	16,9%
EBIT	251,4	505,6	712,0	893,7	1 102,4
Zysk netto	215,4	513,6	639,3	750,5	889,1
DPS	0,23	0,46	0,38	0,41	0,48
P/E	38,7	16,2	13,0	11,1	9,4
P/C	9,8	7,1	6,5	6,0	5,4
P/BV	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8
EV/EBITDA	6,6	5,0	4,1	3,9	3,9
DYield	1,2%	2,4%	2,0%	2,2%	2,5%

1Q'2011- zaskoczenie w segmencie obrotu

Wyniki Grupy ENEA w 1Q'2011 okazały się znacznie lepsze od naszych szacunków i rynkowego konsensusu, a odchylenie na poziomie EBIT sięgnęło 28%. Głównym powodem takiego pozytywnego zaskoczenia jest wynik segmentu obrotu, który był istotnie wyższy niż w analogicznym okresie roku poprzedniego (78 mln PLN vs. 55 mln PLN) podczas gdy my w związku z zaostrzającą się konkurencją oczekiwaliśmy spadku marży w tym obszarze (EBIT 6 mln PLN). Spółka w komentarzu tłumaczyła ten wynik m.in. zmianami na rezerwach na świadczenia pochodzenia (-16 mln PLN), ale nawet po tej korekcie EBIT w obszarze sięgnąłby aż 62 mln PLN. W tym kontekście prognoza lekkiej poprawy wyniku na tym segmencie w całym roku wydaje się w pełni uzasadniona.

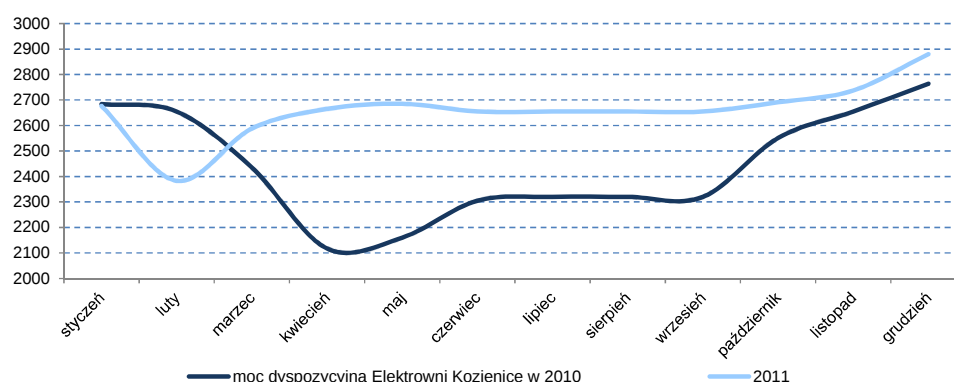
Skonsolidowane wyniki kwartalne Grupy ENEA

(mln PLN)	IQ 2011	IQ 2010	zmiana	IQ 2011P	wynik vs. prognoza	konsensus	wyniki vs. konsensus
Przychody	2 472,2	2 021,4	22,3%	2 402,9	2,9%	2 247	10,0%
EBITDA	439,4	389,7	12,8%	385,3	14,1%	392	12,2%
marża EBITDA	17,8%	19,3%	-	16,0%	-	-	-
EBIT	282,8	226,6	24,8%	220,6	28,2%	225	25,6%
Zysk brutto	311,8	272,0	14,7%	255,5	22,0%	-	-
Zysk netto	246,4	218,2	13,0%	207,0	19,1%	205	20,3%

Źródło: ENEA, PAP, szacunki DI BRE

W segmencie wytwarzania zaskoczeniem była niższa r/r o 5% produkcja, ale i tak EBIT obszaru był lepszy niż oczekiwaliśmy (106 mln PLN vs. 95 mln PLN) dzięki wyższemu udziałowi współspalania biomasy (+15 mln PLN dodatkowej marży r/r) i wzroście sprzedaży energii (trading) oraz obniżeniu rezerw na świadczenia pracownicze o 5 mln PLN. Spółka informowała również o spadku kosztów zakupu węgla przy niższej o 3,8% średniej cenie jednostkowej. W związku z zakończeniem remontów 2 bloków i podwyższenia ich sprawności w kolejnych kwartałach można w naszej opinii oczekiwać utrzymania korzystniejszego wskaźnika zużycia węgla w przeliczeniu na produkcję 1 MWh energii. Zmiana jednostkowej ceny ma natomiast jedynie charakter kalkulacyjny, gdyż wynika z gorszej jakości węgla odbieranego z Bogdanki, co obniża jego cenę w tylko przeliczeniu na tonę i nie ma wpływu na rzeczywisty koszt 1GJ. Jeśli chodzi o wzrost współspalania biomasy to w 1Q wystąpił znaczący efekt bazy i w kolejnych kwartałach wzrost wolumenów zielonych certyfikatów z tego tytułu będzie już znacznie mniejszy. Ostatecznie wyższe ceny energii czarnej powinny pozwolić na wypracowanie w całym roku około 400 mln PLN w segmencie wytwórczym, tym bardziej że według danych PSE moc dyspozycyjna Elektrowni Kozienice powinna wyraźnie wzrosnąć r/r z uwagi na ograniczone plany remontowe.

Moc dyspozycyjna Elektrowni Kozienice- szacunki DI BRE



Źródło: PSE, szacunki DI BRE

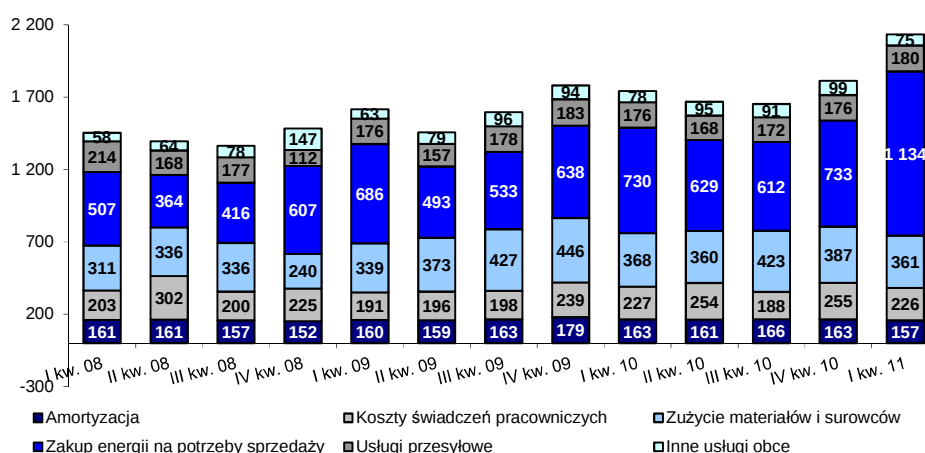
W obszarze dystrybucji wynik był nieco gorszy niż zakładaliśmy (127 mln PLN vs. 135 mln PLN prognozy i 126 mln PLN w 1Q'2010) z uwagi na mniejszą dynamikę na wolumenach (tylko +1,5%), wyższe koszty na pokrycie strat sieciowych (6,1 mln PLN) oraz niższe o 3,2 mln PLN przychody z tytułu opłat przyłączeniowych. Niemniej jednak w całym roku należy oczekiwać poprawy rezultatu segmentu w ujęciu r/r, chociażby ze względu na zaniżoną przez dodatkowe rezerwy bazę odniesienia z 2Q'2010 i 4Q'2010 (zaniżony wynik o około 70 mln PLN) i stąd oczekujemy EBIT na poziomie 363 mln PLN.

Skonsolidowane wyniki kwartalne Grupy ENEa według segmentów

(mln PLN)	I kw. 09	II kw. 09	III kw. 09	IV kw. 09	I kw. 10	II kw. 10	III kw. 10	IV kw. 10	I kw. 11
Przychody	1 884,7	1 707,2	1 647,5	1 927,9	2 021,4	1 896,4	1 909,9	2 009,2	2 472,2
EBIT	223,6	200,3	15,4	66,2	226,6	167,0	217,2	83,6	282,8
wytwarzanie	123,5	100,7	-70,5	61,8	69,7	56,6	92,8	97,3	106,0
dystrybucja	48,2	64,1	54,8	-26,3	126,4	54,2	89,8	-6,9	126,7
obróć	69,8	47,1	34,7	83,9	55,1	83,8	49,6	5,6	78,2
pozostałe	7,9	1,9	21,4	-1,3	4,9	6,3	14,2	10,7	1,2
wyłączenia konsolidacyjne	-14,1	-1,5	-10,4	-28,5	-4,7	-12,3	-7,3	9,2	-7,2
koszty nieprzypisane	-11,7	-12,0	-14,5	-23,3	-25,0	-21,6	-21,9	-32,3	-22,1
EBITDA	383,9	359,0	178,8	245,3	389,7	328,3	383,0	246,5	439,4
Wolumen produkcji energii w GWh	2 888	2 937	3 135	3 162	2 995	2 914	3 248	3 161	2 845
Wolumen dystrybucji energii GWh	4 247	3 741	3 767	3 942	3 933	3 449	3 959	4 143	3 996

Źródło: ENEa, PAP, szacunki DI BRE

W przedstawionym poniżej rozbiciu kosztów według rodzaju nie dostrzegamy w kwartale jakichś nietypowych odchyleń od standardowej sezonowości. Zwracamy jednak uwagę w kontekście kolejnych okresów, że Enea zazwyczaj zawiązywała dodatkowe rezerwy na świadczenia pracownicze w 2Q i 4Q, a 1Q był zawsze okresem najniższych kosztów remontowych. Saldo na działalności finansowej wyniosło w 1Q'2011 +29 mln PLN i było nieco niższe niż zakładaliśmy (+35 mln PLN) i ostatecznie odchylenie na poziomie netto sięgnęło +19% (w tym niższe o 3 mln PLN zyski konsolidowane metoda praw własności z Elektrociepłowni Białystok z uwagi na niższy popyt na ciepło w styczniu). Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej wyniosły 272 mln PLN, co przy nakładach inwestycyjnych 340 mln PLN wpłynęło na obniżenie stanu gotówki netto do 2,7 mld PLN.

Główne kategorie kosztów w ujęciu kwartalnym


Źródło: ENEa

Założenia makroekonomiczne

W poniższej tabeli przedstawiamy założenia makroekonomiczne przyjęte do modelu DCF.

	2009	2010	2011P	2012P	2013P	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P
Cena ropy Brent USD/Bbl	62,0	79,7	98,5	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
Cena energii EEX EUR/MWh	49,3	49,9	58,0	60,2	62,2	64,0	65,0	66,1	67,2	68,4	69,7	71,1
Cena energii w Polsce w PLN/MWh	195,0	190,0	195,0	209,4	222,6	217,6	224,1	227,6	231,4	235,3	239,6	244,0
Cena certyfikatu CO2 EUR/t	13,8	14,5	16,6	17,0	20,0	21,2	22,5	23,8	25,2	26,7	28,3	30,0
Cena węgla energetycznego PLN/t	268,5	253,6	264,9	275,5	281,0	283,8	286,6	289,5	292,4	292,4	292,4	292,4
PLN/USD średniorocznie	3,12	3,02	3,00	2,90	2,80	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70
EUR/PLN średniorocznie	4,33	3,99	4,00	3,80	3,70	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50
Produkcja energii ENEA (TWh)	12,2	12,5	12,5	12,7	13,0	13,2	13,2	19,6	19,6	17,8	18,3	18,3
węgiel kamienny	12,1	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	18,4	18,4	16,4	16,9	16,9
energia wodna	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
wiatr	0,0	0,0	0,0	0,2	0,5	0,7	0,7	1,0	1,0	1,2	1,2	1,2
Wolumen dystrybucji(TWh)	15,7	16,4	16,8	17,1	17,5	17,8	18,2	18,5	18,9	19,3	19,7	20,1

Źródło: Bloomberg, ENEA, szacunki DI BRE

Prognoza wyników i wycena

Na podstawie modelu DCF i wyceny porównawczej cenę docelową akcji ENEI szacujemy w perspektywie 9-mcy na poziomie 21,68 PLN. Większą wagę, podobnie jak w wycenie Tauronu, przyjmujemy dla wyceny DCF z uwagi na oczekiwane w latach 2013-15 olbrzymie w relacji do bieżących przepływów nakłady inwestycyjne.

	waga	cena
Wycena porównawcza	40%	24,07
Wycena DCF	60%	17,51
	cena wynikowa	20,13
	cena docelowa za 9 m-cy	21,68

Wycena DCF

Założenia modelu

1. Przepływy pieniężne dyskontujemy na koniec kwietnia 2011. Przy ustalaniu wartości firmy uwzględniamy szacowane kapitały mniejszości oraz dług netto na koniec 2010 roku.
2. W modelu uwzględniamy przedstawione wcześniej założenia makroekonomiczne.
3. W wycenie bierzemy pod uwagę wartość posiadanych aktywów w jednostkach konsolidowanych metoda praw własności w kwocie 170 mln PLN (głównie pakiet w Elektrociepłowni Białystok) oraz pakiet 1,4% akcji LWB Bogdanka (51,6 mln PLN).
4. Wycenę powiększamy również o oczekiwany zwrot nadpłaconej akcyzy od strat sieciowych, który szacujemy na 65 mln PLN oraz o część przysługujących Elektrowni Kozienice rekompensat KDT w kwocie 187 mln PLN.
5. Wielkość amortyzacji po roku 2020 korygujemy do poziomu nakładów inwestycyjnych, a więc 1,3 mld PLN.
6. Przy obliczaniu FCF_{TV} do wartości rezydualnej przyjmujemy poziom sprzedaży oraz marżę EBITDA z roku 2020.
7. Po roku 2020 zakładamy wzrost FCF na poziomie 2%. Ponadto przyjmujemy stopę wolną od ryzyka na poziomie 6,15%, współczynnik beta na poziomie 0,9.

Model DCF wyceny akcji ENEA

(mln PLN)	2011P	2012P	2013P	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2020+
Przychody ze sprzedaży	9 637	10 337	11 136	11 310	11 656	15 057	15 368	14 779	15 293	15 564	15 564
zmiana	23,0%	7,3%	7,7%	1,6%	3,1%	29,2%	2,1%	-3,8%	3,5%	1,8%	0,0%
EBITDA	1 527,1	1 746,3	1 927,0	1 947,4	1 953,2	2 817,6	2 749,2	2 722,0	2 656,5	2 550,0	2 550,0
marża EBITDA	15,8%	16,9%	17,3%	17,2%	16,8%	18,7%	17,9%	18,4%	17,4%	16,4%	16,4%
Amortyzacja	633,4	643,9	735,0	765,1	772,9	1 280,5	1 302,5	1 331,6	1 374,6	1 424,7	1 304,5
EBIT	893,7	1 102,4	1 192,0	1 182,3	1 180,3	1 537,1	1 446,8	1 390,4	1 282,0	1 125,2	1 245,4
marża EBIT	9,3%	10,7%	10,7%	10,5%	10,1%	10,2%	9,4%	9,4%	8,4%	7,2%	8,0%
Opodatkowanie EBIT	169,8	209,5	226,5	224,6	224,3	292,0	274,9	264,2	243,6	213,8	236,6
NOPLAT	723,9	892,9	965,5	957,7	956,0	1 245,1	1 171,9	1 126,2	1 038,4	911,4	1 008,8
CAPEX	-1 479	-2 103	-2 899	-3 416	-2 524	-1 453	-1 362	-1 270	-1 286	-1 305	-1 305
Kapitał obrotowy	-121,5	-19,5	-22,2	-4,9	-9,6	-94,6	-8,7	16,4	-14,3	-7,6	-7,6
Inwestycje kapitałowe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0
FCF	-242,9	-585,9	-1 220,3	-1 697,9	-804,5	977,8	1 103,8	1 203,8	1 112,8	1 024,1	1 001,2
WACC	10,7%	10,6%	10,1%	9,4%	9,1%	9,2%	9,2%	9,2%	9,2%	9,2%	9,2%
współczynnik dyskonta	94,3%	85,2%	77,5%	70,8%	64,9%	59,4%	54,4%	49,8%	45,6%	41,8%	41,8%
PV FCF	-229,0	-499,5	-945,2	-1 202,1	-522,0	581,1	600,8	600,0	508,0	428,1	
WACC	10,7%	10,6%	10,1%	9,4%	9,1%	9,2%	9,2%	9,2%	9,2%	9,2%	9,2%
Koszt długu	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%
Stopa wolna od ryzyka	6,15%	6,15%	6,15%	6,15%	6,15%	6,15%	6,15%	6,15%	6,15%	6,15%	6,15%
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	0,0%	1,5%	12,1%	25,7%	31,9%	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%
Koszt kapitału własnego	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%
Premia za ryzyko	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Beta	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Wzrost FCF po okresie prognozy	2,0%										
Wartość rezydualna (TV)	13 921										
Zdyskontowana wartość rezydualna (PV TV)	5 820										
Zdyskontowana wartość FCF w okresie prognozy	-680										
Wartość firmy (EV)	4 712										
Dług netto 2010	-2 618										
Udziałowcy mniejszościowi	24										
Wartość udziałów w LWB Bogdanka	52										
Rekompensaty KDT	187										
Pozostałe aktywa	170										
Należny zwrot akcyzy od strat sieciowych	65										
Ostateczna wartość ENEA	7 728										
Liczba akcji (mln)	441,4										
Wartość firmy na akcję (PLN)	17,51										
9-cio miesięczny koszt kapitału własnego	7,7%										
Cena docelowa	18,85										
EV/EBITDA('11) dla ceny docelowej	3,7										
P/E('11) dla ceny docelowej	11,1										
Udział TV w EV	124%										

Analiza wrażliwości

Wzrost FCF w nieskończoności

	0,0%	1,0%	2,0%	3,0%	4,0%
WACC +1,0pp	14,67	15,76	17,11	18,85	21,14
WACC +0,5pp	15,19	16,40	17,92	19,91	22,59
WACC	15,76	17,11	18,85	21,14	24,31
WACC -0,5pp	16,40	17,92	19,91	22,59	26,41
WACC -01,0pp	17,11	18,85	21,14	24,31	29,00

Wycena porównawcza

Wycenę mnożnikową przeprowadziliśmy dla wskaźników P/CE i EV/EBITDA w horyzoncie 2011-2013. Do grupy porównawczej wybraliśmy spółki energetyczne prowadzące swoją działalność zarówno w segmencie produkcji energii jak i dystrybucji, a także PGNiG którego model działalności jest zbliżony do profilu utility. W poniższym zestawieniu znajdują się podmioty zagraniczne oraz krajowe o dużym stopniu zróżnicowania jeśli chodzi o źródła wytwórcze (paliwa, poziom emisji, wiek mocy zainstalowanej), jak i udział poszczególnych obszarów aktywności w skonsolidowanych wynikach. W ostatecznej wycenie przyjęliśmy jednakowe wagi dla mnożników i poszczególnych lat prognozy. Dane finansowe PGE i Tauronu na potrzeby kalkulacji wskaźników korygujemy o wielkość przychodów z rekompensat KDT, które następnie dodajemy do wyceny jako zagregowany zdyskontowany przepływ pieniężny. Implikowana wartość akcji Enei w tej metodzie wynosi 24,1 PLN/akcję.

	Cena	P/CE				EV/EBITDA*			
		2010	2011P	2012P	2013P	2010	2011P	2012P	2013P
EDF	29,14	4,7	5,2	4,8	4,7	5,7	6,2	5,8	5,5
E.ON AG	20,35	4,5	5,6	5,2	4,9	5,7	6,9	6,5	6,2
IBERDROLA	6,09	6,6	6,3	5,8	5,6	8,5	8,1	7,5	7,3
ENEL SPA	4,72	4,4	4,2	4,1	3,9	5,5	5,4	5,3	5,2
RWE AG	41,83	3,8	4,4	4,2	4,3	4,8	5,5	5,2	5,4
ENDESA SA	23,40	5,7	5,7	5,4	5,2	5,5	5,6	5,5	5,3
FORTUM OYJ	22,69	10,2	9,4	9,3	8,6	12,2	11,3	10,9	10,1
NATIONAL GRID PLC	6,16	8,2	7,4	6,9	6,6	10,2	9,4	8,9	8,4
CEZ	959,00	7,2	7,4	7,1	6,9	7,0	7,2	6,7	6,8
PGNiG	4,09	6,9	6,9	5,9	5,4	6,6	6,0	4,8	4,2
PGE (bez KDT)	24,15	8,4	7,3	6,2	6,0	6,4	5,9	4,9	4,7
TAURON (bez KDT)	6,33	6,0	4,8	4,1	3,9	4,9	4,3	3,6	3,3
Maksimum		10,2	9,4	9,3	8,6	12,2	11,3	10,9	10,1
Minimum		3,8	4,2	4,1	3,9	4,8	4,3	3,6	3,3
Mediana		6,3	6,0	5,6	5,3	6,1	6,1	5,6	5,5
ENEA	18,9	6,5	6,0	5,5	5,1	4,0	3,6	3,1	2,9
(premia / dyskonto) do mediany		2,9%	0,7%	-2,6%	-3,1%	-33,7%	-41,1%	-44,3%	-47,9%
Implikowana wycena									
Mediana		6,3	6,0	5,6	5,3	6,1	6,1	5,6	5,5
Waga wskaźnika				50,0%				50,0%	
Waga roku		0,0%	33,3%	33,3%	33,3%	0,0%	33,3%	33,3%	33,3%
Implikowana wartość ENEA (PLN)	24,1								

*EV/EBITDA w oparciu o dług netto na koniec 2010

Rachunek wyników

(mln PLN)	2007	2008	2009	2010	2011P	2012P	2013P
Przychody ze sprzedaży	5 445,8	6 157,8	7 153,5	7 836,9	9 636,7	10 336,7	11 135,9
zmiana	1,2%	13,1%	16,2%	9,6%	23,0%	7,3%	7,7%
w tym KDT	0,0	81,0	-77,4	15,6	0,0	0,0	0,0
EBIT, w tym	83,3	251,4	505,6	712,0	893,7	1 102,4	1 192,0
Wytwarzanie	12,0	68,0	215,5	313,6	401,5	546,8	555,3
Obrót	75,9	244,2	235,5	209,3	222,2	210,1	209,8
Dystrybucja	79,9	69,1	140,8	263,5	368,7	447,6	526,1
Pozostałe	39,0	6,2	29,8	41,4	32,2	37,4	43,3
Wyłączenia	-6,9	-14,4	-54,5	-15,5	-28,1	-34,1	-34,4
Koszty nieprzypisane	-116,3	-121,6	-61,4	-100,3	-102,9	-105,4	-108,1
EBIT	83,3	251,4	505,6	712,0	893,7	1 102,4	1 192,0
zmiana	-63,9%	201,6%	101,1%	40,8%	25,5%	23,4%	8,1%
marża EBIT	1,5%	4,1%	7,1%	9,1%	9,3%	10,7%	10,7%
Wynik na działalności finansowej	25,6	41,7	137,4	99,5	31,1	-6,5	-75,8
Wynik zdarzeń nadzwyczajnych	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
Pozostałe	0,1	0,4	10,1	1,8	1,8	1,8	1,8
Zysk brutto	109,1	293,5	653,1	813,2	926,5	1 097,6	1 118,0
Podatek dochodowy	-412,6	78,1	139,4	173,8	176,0	208,6	212,4
Udziałowcy mniejszościowi	0,2	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
Zysk netto	521,5	215,4	513,6	639,3	750,5	889,1	905,6
zmiana	156,1%	-58,7%	138,5%	24,5%	17,4%	18,5%	1,9%
marża	9,6%	3,5%	7,2%	8,2%	7,8%	8,6%	8,1%
Amortyzacja	470,6	631,4	661,3	652,7	633,4	643,9	735,0
EBITDA	553,9	882,7	1 167,0	1 364,6	1 527,1	1 746,3	1 927,0
zmiana	-12,7%	59,4%	32,2%	16,9%	11,9%	14,4%	10,3%
marża EBITDA	10,2%	14,3%	16,3%	17,4%	15,8%	16,9%	17,3%
Liczba akcji na koniec roku (mln)	348,2	441,4	441,4	441,4	441,4	441,4	441,4
EPS	1,5	0,5	1,2	1,4	1,7	2,0	2,1
CEPS	2,8	1,9	2,7	2,9	3,1	3,5	3,7
ROAE	9,4%	2,7%	5,6%	6,7%	7,4%	8,3%	7,8%
ROAA	6,4%	2,0%	4,2%	5,1%	5,7%	5,9%	5,1%



Bilans

(mln PLN)	2007	2008	2009	2010	2011P	2012P	2013P
AKTYWA	9 816,2	11 985,9	12 229,7	12 836,7	13 639,2	16 493,1	18 920,8
Majątek trwały	7 951,1	8 204,0	8 374,7	8 737,9	9 583,1	11 042,5	13 206,1
Rzeczowe aktywa trwałe	7 871,2	7 944,8	8 060,7	8 308,7	9 132,4	10 559,1	12 689,8
Wartości niematerialne i prawne	40,5	36,6	48,0	145,1	166,7	199,3	232,2
Udziały w innych podmiotach	5,2	189,9	189,9	170,2	170,2	170,2	170,2
Pozostałe aktywa trwałe	34,2	32,7	76,1	113,9	113,9	113,9	113,9
Majątek obrotowy	1 865,1	3 781,9	3 855,0	4 098,8	4 056,1	5 450,6	5 714,7
Zapasy	149,1	270,0	300,8	242,1	385,5	413,5	445,4
Należności krótkoterminowe	715,1	780,1	925,5	922,5	1 134,3	1 216,7	1 310,8
Pozostałe aktywa obrotowe	60,1	111,1	1 726,1	2 034,7	2 034,7	2 034,7	2 034,7
Środki pieniężne i ich ekwiwalent	940,8	2 620,7	902,5	899,6	501,6	1 785,7	1 923,8

(mln PLN)	2007	2008	2009	2010	2011P	2012P	2013P
PASYWA	9 816,2	11 985,9	12 229,7	12 836,7	13 639,2	16 493,1	18 920,8
Kapitał własny	6 763,2	8 993,2	9 348,9	9 852,6	10 421,3	11 097,4	12 001,1
Kapitał akcyjny	494,8	588,0	588,0	588,0	588,0	588,0	588,0
Pozostałe kapitały własne	6 268,4	8 405,2	8 760,8	9 264,6	9 833,3	10 509,3	11 413,1
Kapitał mniejszości	3,2	31,1	23,8	23,9	23,9	23,9	23,9
Zobowiązania długoterminowe	1 387,2	1 518,0	1 406,2	1 374,0	1 374,0	2 689,9	3 585,3
Pożyczki i kredyty	184,4	152,8	107,1	72,4	72,4	1 388,3	2 283,7
Pozostałe	1 202,8	1 365,2	1 299,1	1 301,6	1 301,6	1 301,6	1 301,6
Zobowiązania krótkoterminowe	1 662,6	1 443,7	1 450,9	1 586,3	1 820,0	2 681,9	3 310,4
Pożyczki i kredyty	69,2	52,6	50,0	42,4	42,4	813,4	1 338,1
Zobowiązania handlowe	787,7	865,6	972,0	1 017,8	1 251,6	1 342,5	1 446,3
Pozostałe	805,7	525,5	428,9	526,1	526,1	526,1	526,1
Dług	253,6	205,4	157,0	114,8	114,8	2 201,7	3 621,8
Dług netto	-747,3	-2 526,4	-2 471,7	-2 819,6	-2 421,5	-1 618,7	-336,7
(Dług netto / Kapitał własny)	-11,0%	-28,1%	-26,4%	-28,6%	-23,2%	-14,6%	-2,8%
(Dług netto / EBITDA)	-1,3	-2,9	-2,1	-2,1	-1,6	-0,9	-0,2
BVPS	19,4	20,4	21,2	22,3	23,6	25,1	27,2

Przepływy pieniężne

(mln PLN)	2007	2008	2009	2010	2011P	2012P	2013P
Przepływy operacyjne	650,5	825,5	850,1	1 275,7	1 229,5	1 518,3	1 692,3
Zysk netto	521,5	215,4	513,6	639,3	750,5	889,1	905,6
Amortyzacja	470,6	631,4	661,3	653,2	633,4	643,9	735,0
Kapitał obrotowy	20,2	-150,6	-147,3	12,1	-121,5	-19,5	-22,2
Pozostałe	-361,8	129,4	-177,5	-29,0	-32,9	4,8	74,0
Przepływy inwestycyjne	232,9	-899,5	-2 332,5	-1 067,6	-1 410,2	-2 001,4	-2 748,0
CAPEX	-334,1	-631,7	-764,3	-852,2	-1 478,6	-2 103,3	-2 898,6
Pozostałe	567,0	-267,9	-1568,2	-215,4	68,5	101,9	150,6
Przepływy finansowe	-294,3	1 753,9	-235,7	-211,0	-217,4	1 767,3	1 193,7
Emisja akcji	0,0	1 940,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dług	-252,9	-64,9	-50,6	-37,2	0,0	2 086,9	1 420,1
Dywidenda (buy-back)	-39,8	-100,6	-203,1	-167,7	-180,0	-211,3	0,0
Pozostałe	-1,6	-20,8	18,0	-6,1	-37,4	-108,4	-226,4
Zmiana stanu środków pieniężnych	589,1	1 679,9	-1 718,1	-2,9	-398,0	1 284,1	138,1
Środki pieniężne na koniec okresu	940,8	2 620,7	902,5	899,6	501,6	1 785,7	1 923,8
DPS (PLN)	0,11	0,23	0,46	0,38	0,41	0,48	0,00
FCF	652,6	22,4	115,9	350,8	-249,1	-585,0	-1 206,2
(CAPEX / Przychody ze sprzedaży)	6,1%	10,3%	10,7%	10,9%	15,3%	20,3%	26,0%

Wskaźniki rynkowe

	2007	2008	2009	2010	2011P	2012P	2013P
P/E	12,6	38,7	16,2	13,0	11,1	9,4	9,2
P/CE	6,6	9,8	7,1	6,5	6,0	5,4	5,1
P/BV	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7
P/S	1,2	1,4	1,2	1,1	0,9	0,8	0,7
FCF/EV	11,2%	0,4%	2,0%	6,3%	-4,2%	-8,7%	-15,0%
EV/EBITDA	10,5	6,6	5,0	4,1	3,9	3,9	4,2
EV/EBIT	70,0	23,2	11,6	7,8	6,6	6,1	6,7
EV/S	1,1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,7	0,7
DYield	0,6%	1,2%	2,4%	2,0%	2,2%	2,5%	0,0%
Cena (PLN)	18,88						
Liczba akcji na koniec roku (mln)	348,2	441,4	441,4	441,4	441,4	441,4	441,4
MC (mln PLN)	6 574,4	8 334,4	8 334,4	8 334,4	8 334,4	8 334,4	8 334,4
Kapitał udziałowców mniej. (mln PLN)	3,2	31,1	23,8	23,9	23,9	23,9	23,9
EV (mln PLN)	5 830,3	5 839,2	5 886,5	5 538,8	5 936,8	6 739,6	8 021,7

17 maja 2011

Aktualizacja raportu


Energetyka

Polska

Cena bieżąca	24,15 PLN
Cena docelowa	27,74 PLN
Kapitalizacja	45,16 mld PLN
Free float	13,87 mld PLN
Średni dzienny obrót (3 mies.)	97,91 mln PLN

Struktura akcjonariatu

Skarb Państwa	69,29%
Pozostali	30,71%

Strategia dotycząca sektora

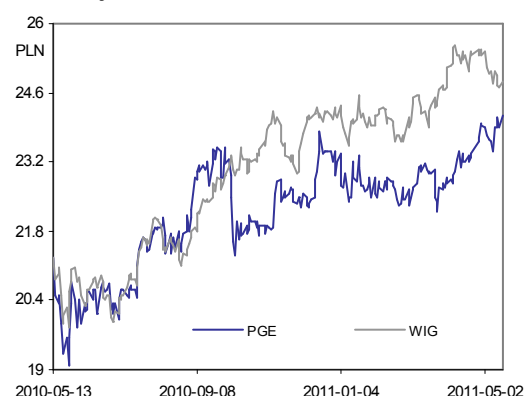
Polski sektor energetyczny powinien wykazywać coraz większą korelację z rynkami UE, co będzie oznaczać stopniową konwergencję cen. Dodatkowo ten proces powinien być wspierany przez wzrost konsumpcji, przy jednoczesnym braku inwestycji w nowe moce wytwórcze. Może to w przyszłości prowadzić do deficytu energii w okresach szczytowego zapotrzebowania.

Profil spółki

PGE jest największym w Polsce holdingiem energetycznym, w którego skład wchodzi elektrownie i elektrociepłownie o łącznych mocach 12,4 GW i rocznej produkcji na poziomie 52,7 TWh, co daje 42% udział w krajowym rynku. Około 67% prądu produkowane jest w oparciu o dostawy surowca z własnych kopalni węgla brunatnego. Spółka posiada także własną sieć dystrybucji energii (około 26% polskiego rynku) oraz spółkę detaliczną zajmującą się sprzedażą energii do klientów końcowych. PGE jest również właścicielem pakietu 21,85% udziałów w Polkomtelu.

Ważne daty

31.08- publikacja raportu za 1H'2011
14.11- publikacja raportu za 3Q'2011

Kurs akcji PGE na tle WIG

Kamil Kliszcz

(48 22) 697 47 06

kamil.kliszcz@dibre.com.pl

www.dibre.com.pl

PGE

PGE PW; PGP.WA

Akumuluj

(Niezmieniona)

Szansa na mocniejszy wzrost cen energii

Akcje PGE zachowywały się w ostatnim miesiącu lepiej od pozostałych polskich spółek energetycznych, czemu sprzyjały spekulacje dotyczące ceny sprzedaży Polkomtela i zapowiedź wypłaty 65 groszy dywidendy z zysku za rok 2010. Po dobrych wynikach za 1Q'2011 te pozytywne tendencje powinny się utrzymać, tym bardziej że pojawia się realna szansa na wyższy niż dotychczas oczekiwano wzrost cen energii w kontraktach na rok 2012. W pozytywnym scenariuszu można ponadto liczyć na wypłatę dywidendy zaliczkowej, która mogłaby sięgnąć nawet 1,2 PLN/akcję. Zagrożeniem dla notowań w dalszym ciągu pozostaje kwestia podaży akcji ze strony MSP (lock-up kończy się w lipcu). Podtrzymujemy rekomendację akumuluj i wyznaczamy cenę docelową na poziomie 27,74 PLN/akcję (poprzednio 26,73 PLN).

Wyniki za 1Q'2011- lepiej od oczekiwań, bez one-offów

Wyniki PGE za 1Q'11 mimo słabych wolumenów (brak wzrostu r/r na produkcji i dystrybucji) i braku pozytywnych zdarzeń jednorazowych zaskoczyły in plus (12% odchylenia od prognoz), co było możliwe dzięki korzystnej strukturze wytwarzania (wyższy udział źródeł generujących kolorowe certyfikaty) oraz atrakcyjnym taryfom sieciowym energii (poprawa EBIT w dystrybucji o 80 mln PLN r/r). Pogorszenie r/r zanotował segment detaliczny, ale jego skala była mniejsza niż zakładaliśmy. Negatywnym zaskoczeniem jest niższy cash flow i wzrost długu netto o 0,7 mld PLN q/q, ale wydaje się że odpowiedzialne za to niekorzystne zmiany w kapitale obrotowym miały charakter jednorazowy i częściowo odwrócić się w kolejnych kwartałach.

Szeroki front akwizycyjny

PGE bierze obecnie udział w kilku procesach akwizycyjnych, których rozstrzygnięcia powinny nastąpić jeszcze w tym roku. Największym z nich jest przejęcie koncernu Energa, które obecnie zależy od decyzji Sądu Ochrony Konkurencji. Ze względu na prawdopodobne zmiany w systemie wsparcia OZE, naszym zdaniem finalizacja tej transakcji nie byłaby jednak atrakcyjna dla akcjonariuszy i traktujemy ją jako potencjalne ryzyko dla kursu. Lepiej oceniamy pomysł kupna elektrociepłowni koncernu Vattenfall i stołecznego dystrybutora ciepła. Znaczna konkurencja w tym procesie może jednak utrudnić wynegocjowanie relatywnie niskiej ceny.

Ewentualna dywidenda z Polkomtela

Transakcja sprzedaży udziałów w Polkomtelu elektryzuje inwestorów od dłuższego czasu, ale po złożeniu wiążących ofert i ostatnich wypowiedziach prezesa Bauca optymistyczne spekulacje dotyczące ceny nieco ucichły (mówiono nawet o 21 mld PLN). W naszym modelu przy waluacji 18 mld PLN za całą firmę, udziały PGE netto to 1,9 PLN/akcję. Jeśli uda się zrealizować transakcję do końca czerwca to naszym zdaniem można liczyć na zaliczkową dywidendę w kwocie 1,2 PLN/akcję, czyli yield 5%.

(mln PLN)	2008	2009	2010	2011P	2012P
Przychody	19 408,7	21 623,4	20 476,5	28 465,1	26 906,2
EBITDA	5 846,9	7 983,4	6 840,5	7 706,2	8 768,7
marża EBITDA	30,1%	36,9%	33,4%	27,1%	32,6%
EBIT	3 262,3	5 344,7	4 185,3	5 002,6	5 803,3
Zysk netto	1 920,2	3 370,7	3 014,1	4 009,7	4 545,2
DPS	0,29	0,71	0,85	0,65	1,07
P/E	18,5	12,4	15,0	11,3	9,9
P/CE	7,9	7,0	8,0	6,7	6,0
P/BV	1,6	1,3	1,2	1,1	1,1
EV/EBITDA*	7,7	5,4	6,2	5,6	5,3
DYield	1,2%	2,9%	3,5%	2,7%	4,4%

*wskaźnik uwzględnia wartość pakietu Polkomtela

Dom Inwestycyjny BRE Banku 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 na ostatniej stronie niniejszego raportu.

1Q'2011- powyżej oczekiwań, bez one-offów

PGE wypracowała w 1Q'11 1,5 mld PLN zysku operacyjnego, co ukształtowało się około 12% powyżej naszych prognoz i konsensusu rynkowego. Na odchylenie proporcjonalniełożyły się praktycznie wszystkie segmenty i nie odnotowaliśmy żadnych zdarzeń jednorazowych, które mogłyby zniekształcać rezultat tego okresu. Spółka zanotowała też korzystniejsze o 40 mln PLN saldo na działalności finansowej, które obok wyższych niż zakładaliśmy zysków z Polkomtela (60 mln PLN vs. 37 mln PLN rok wcześniej) było konsekwencją dodatnich różnic kursowych (27 mln PLN). Częściowo te pozytywne czynniki zostały zneutralizowane przez wyższe o 13 mln PLN koszty z tytułu „zwijania” dyskonta (aktualizacja rezerw na likwidację kopalń), które w związku ze zmianami stóp procentowych mogą być również wyższe w kolejnych kwartałach. Ostatecznie zysk netto przekroczył 1,2 mld PLN, a zyski alokowane do akcjonariuszy mniejszościowych wynosiły już tylko 21 mln PLN. Przy bardzo mocnym rachunku wyników, PGE nie zachwyła jednak przepływami z działalności operacyjnej, które wyniosły tylko 0,7 mld PLN vs. 1,5 mld PLN rok wcześniej (efekt ujemnego salda na kapitale obrotowym na -660 mln PLN prawdopodobnie związany z intensyfikacją handlu giełdowego, a także korektą roczną KDT-ów i wpływem 174 mln PLN z tego tytułu), co przy nakładach inwestycyjnych na poziomie 1,4 mld PLN wpłynęło na wzrost zadłużenia netto do 0,7 mld PLN.

Skonsolidowane kwartalne wyniki finansowe PGE

(mln PLN)	IQ 2011	IQ 2010	zmiana	IQ 2011P	wyniki vs. prognoza	konsensus	wyniki vs konsensus
Przychody	7 294,2	5 321,2	37%	7 465,7	-2%	7 125,0	2%
EBITDA	2 178,7	1 991,7	9%	2 006,1	9%	2 044,0	7%
marża EBITDA	29,9%	37,4%	-	26,9%	-	-	-
EBIT	1 519,6	1 335,3	14%	1 352,7	12%	1 352,0	12%
Zysk brutto	1 571,1	1 375,0	14%	1 364,3	15%	-	-
Zysk netto	1 239,2	899,1	38%	1 080,1	15%	1 049,0	18%

Źródło: PGE, szacunki DI BRE, PAP

Zaskoczenie in plus pojawiło się w segmencie wytwarzania, gdzie mimo zbliżonych do oczekiwań przychodów z KDT (170 mln PLN vs 175 mln PLN) Spółka wygenerowała EBIT w wysokości 1,13 mld PLN, podczas gdy my szacowaliśmy go na 1,05 mld PLN. Prawdopodobnie nie doszacowaliśmy efektu wyższych cen sprzedaży, gdyż wolumen był zbliżony do prognoz (+0,5% r/r). Pozytywny wpływ miała również kwestia realokacji marży z segmentu obrotu (około 33 mln PLN netto), a także struktura wytwarzania i wyższy udział produkcji energii z gazu (pełne wykorzystanie mocy w Elektrociepłowni Rzeszów, która w 1Q'2010 miała awarię) oraz przy współspalaniu biomasy (+24 mln PLN z tytułu świadectw pochodzenia). Większość z powyższych czynników powinna być utrzymana również w kolejnych kwartałach i stąd zakładamy wypracowanie w całym roku około 3,7 mld PLN EBIT w tym obszarze, z czego 700 mln PLN będzie pochodzić z rekompensat KDT. Uwzględniamy przy tym, że nowy blok w Bełchatowie rozpocznie pracę dopiero w 4Q zgodnie z nowym mniej optymistycznym harmonogramem przyjętym przez Zarząd (ewentualne roszczenia wobec generalnego wykonawcy mogą mieć przełożenie na zyski dopiero w późniejszym terminie).

Wyniki kwartalne Grupy PGE w ujęciu segmentowym

(mln PLN)	I kw. 09	II kw. 09	III kw. 09	IV kw. 09	I kw. 10	II kw. 10	III kw. 10	IV kw. 10	I kw. 11
Przychody	5 348	5 753	4 770	5 753	5 321	4 790	4 874	5 492	7 294
w tym KDT	336	482	298	416	66	104	110	54	171
EBIT	1 594	1 318	1 113	1 319	1 335	946	793	1 112	1 520
EBIT oczyszczony o KDT	1 259	836	815	903	1 270	841	683	1 057	1 349
wytwarzanie	1 236,0	940,8	788,8	1 060,6	929,0	655,6	522,4	874,7	1 131,8
energetyka odnawialna	33,6	6,3	19,6	18,1	26,6	75,9	20,9	30,6	27,5
dystrybucja	132,7	75,2	60,2	-4,8	172,6	139,9	135,2	119,0	252,5
obróć hurtowy	55,9	143,9	149,4	90,3	104,9	-7,4	50,8	24,8	50,8
sprzedaż detaliczna	109,7	96,5	82,6	109,0	82,1	53,9	36,9	31,6	57,7
pozostała działalność	26,5	55,7	12,5	40,8	17,0	27,2	33,1	28,1	7,4
EBITDA	2 239	1 969	1 755	2 020	1 992	1 603	1 466	1 774	2 179
EBITDA oczyszczona o KDT	1 904	1 487	1 457	1 604	1 926	1 498	1 356	1 720	2 008
Wolumen produkcji energii w GWh	14,0	12,4	13,2	14,2	14,0	12,2	12,8	13,8	14,1
Wolumen dystrybucji energii GWh	7,7	7,0	7,4	7,9	8,0	7,1	7,5	8,3	8,0

Źródło: PGE, opracowanie DI BRE

Lepiej od oczekiwań wypadł również segment dystrybucji, gdzie zysk operacyjny wyniósł 252 mln PLN vs. 208 mln PLN prognozy i 172 mln PLN rok wcześniej. Tak znacząca poprawa r/r została wypracowana mimo lekkiego spadku wolumenów (-0,5%), co oznacza że główne czynniki odpowiedzialne za wzrost przychodów o 5,5% (+70 mln PLN) to wyższa taryfa (prawdopodobnie uwzględniająca niższy wolumen związany z przełączeniem ZA Puławy do sieci wysokiego napięcia) i opłaty przyłączeniowe (17 mln PLN r/r). Wszystko wskazuje na to, że jest to dobry prognostyk na kolejne okresy i stąd zakładamy całoroczny EBIT tego obszaru na poziomie 774 mln PLN. Zwiększenie marży zapewniły dodatkowo niższe koszty strat sieciowych oraz usług przesyłowych PSE, przy wyższych wydatkach operacyjnych o 12 mln PLN.

W segmencie energii odnawialnej nie było większych zaskoczeń, natomiast lepiej od oczekiwań wypadł jeszcze obszar handlu hurtowego (50,8 mln PLN vs. 23,7 mln PLN), gdzie prawdopodobnie pojawiła się dodatkowa marża na obrocie giełdowym i wyższe pozostałe przychody (+35 mln PLN r/r). Spadek r/r to głównie efekt zawyżonej bazy odniesienia przez rozwiązanie rezerw na 49 mln PLN w 1Q'2010. W całym roku oczekujemy, że po uwzględnieniu tego czynnika jednorazowego z 2010 roku wyniki segmentu będą porównywalne r/r. Segment detaliczny wypracował w 1Q'2011 57,7 mln PLN zysku operacyjnego vs. zakładane 25,9 mln PLN i 82 mln PLN rok wcześniej (przy wzroście wolumenów tylko o 1%). Wzrost konkurencji uprawnia więc do założenia spadku EBIT w tym obszarze w całym roku o około 40 mln PLN r/r.

Planowane IPO PGE Energia Odnawialna

Ważnym wydarzeniem dla Grupy PGE może być zaplanowana na koniec tego roku oferta publiczna spółki zależnej PGE Energia Odnawialna, która jeszcze w sierpniu chce złożyć prospekt w KNF. W ramach IPO sprzedawane mają być co prawda tylko nowe akcje, ale już sama wycena rynkowa tych aktywów może wpływać na wartość PGE, biorąc pod uwagę fakt iż inwestorzy wyceniają tego typu aktywa z premią do konwencjonalnej energetyki. Wraz z prospektem poznamy też bardziej szczegółowe plany rozwoju tego obszaru w koncernie, które mogą być bardziej zauważone przez rynek gdyż dzisiaj rozmywają się na tle ogromnego programu inwestycyjnego całej Grupy. Można również oczekiwać, że projekty w odnawialnej energii nabrają w tym okresie rozpędu i z większym prawdopodobieństwem będzie można je uwzględniać w prognozach. Obecnie głównymi aktywami PGE OZE są elektrownie wodne o mocach 386 MW i farma wiatrowa w Bełchatowie o potencjale 30 MW, a także zaliczane do tego segmentu elektrownie szczytowo-pompowe o mocach 1,2 GW, generujące około 30% przychodów (usługi systemowe). Jeszcze na przełomie tego i przyszłego roku Spółka chce uruchomić 2 własne projekty wiatrowe o mocach 38,5 MW (jedne z nich jest realizowany we współpracy z innym podmiotem) i nie wyklucza pierwszych akwizycji gotowych farm (złożyła już oferty na ponad 80 MW). Strategia zakłada pozyskania 1000 MW z tego typu źródeł w perspektywie 2015 roku (akwizycje i działalność deweloperska) i przygotowanie projektów farm morskich na 1500 MW. Spółka chce również rozwijać energetykę wodną, ale w Polsce nie ma pod tym względem już istotnego potencjału i skala planowanych projektów nie będzie znacząca (7 MW w realizacji), chyba że uda się zrealizować jakieś przejęcia (Energa, ZEW Niedzica o mocy 100 MW).

Historyczne wyniki segmentu OZE w PGE i prognozy DI BRE

(mln PLN)	2007	2008	2009	2010	2011P	2012P	2013P
Przychody	421	558	547	631	657	708	865
EBIT	88	136	78	154	166	195	294
EBITDA	196	232	203	263	296	332	469
marża EBITDA	47%	42%	37%	42%	45%	47%	54%
Zysk netto*	71	110	63	125	134	158	238

*założenie neutralnego salda na działalności finansowej
Źródło: PGE, szacunki DI BRE

W powyższej tabeli prezentujemy historyczne dane finansowe segmentu OZE wraz z uproszczonym szacunkiem zysku netto (uwzględniamy tylko podatek, gdyż nie znamy salda na działalności finansowej przyporządkowanego do tej działalności). Wyraźny wzrost wyników w 2010 rok to efekt wyższych przychodów ze świadectw pochodzenia (+50 mln PLN) związanych z wyższą o 18% produkcją w wodnych elektrowniach przepływowych i wyższymi cenami zielonych certyfikatów. W kolejnych latach obok samych cen energii i zmian opłaty zastępczej, największy wpływ na zyski w tym obszarze będą zapowiadane inwestycje w nowe moce, głównie w wietrze.

Grupa porównawcza i wycena wskaźnikowa segmentu*

	Cena	P/E				EV/EBITDA**			
		2010	2011P	2012P	2013P	2010	2011P	2012P	2013P
EDP RENOVAVEIS	4,89	50,5	42,7	30,2	22,4	11,6	9,6	8,2	7,2
EDF ENERGIES NOUVELLES	40,18	28,0	24,1	19,0	15,8	14,9	11,7	9,3	7,6
ENEL GREEN POWER	1,89	21,0	21,0	18,3	15,3	9,6	8,9	7,9	6,8
FALCK RENEWABLES	1,50	218,9	39,8	17,5	16,2	14,0	10,4	7,9	7,7
IBERDROLA RENOVABLES	3,05	34,8	30,2	25,5	21,9	12,4	10,7	9,5	8,7
POLISH ENERGY PARTNERS	29,45	11,3	9,4	8,2	6,8	10,2	8,4	5,7	4,6
Maksimum		218,9	42,7	30,2	22,4	14,9	11,7	9,5	8,7
Minimum		11,3	9,4	8,2	6,8	9,6	8,4	5,7	4,6
Mediana		31,4	27,1	18,7	16,0	12,0	10,0	8,1	7,4

Implikowana wycena PGE Energia Odnawialna

Mediana	31,4	27,1	18,7	16,0	12,0	10,0	8,1	7,4
Waga wskaźnika			50,0%				50,0%	
Waga roku	0,0%	33,3%	33,3%	33,3%	0,0%	33,3%	33,3%	33,3%

Implikowana wartość (mln PLN)*
3 468
3 033

*teoretyczna wycena segmentu (nie znamy wyników spółki PGE Energia Odnawialna, która ma być upubliczniana a mogą się one różnić od danych przyporządkowywanych do segmentu), z powodu braku szczegółowych danych na potrzeby tych szacunków założyliśmy brak zadłużenia netto w segmencie

**EV/EBITDA w oparciu o dług netto na koniec 2010

Źródło: Bloomberg, szacunki DI BRE

Bazując na naszych prognozach dla segmentu, dokonaliśmy próby wyceny mnożnikowej tej działalności PGE biorąc pod uwagę rynkowe wskaźniki dla porównywalnych spółek europejskich. Zauważamy, że na poziomie P/E i EV/EBITDA średnia premia dla tego rodzaju podmiotów w relacji do zintegrowanych koncernów waha się od 40% do 60%, co potwierdza naszą wcześniejszą tezę, że IPO PGE Energia Odnawialna może „uwolnić” dodatkową wartość całej Grupy. Przy wykorzystaniu powyższej grupy porównawczej implikowana wartość segmentu wynosi 3,0-3,5 mld PLN, aczkolwiek zwracamy uwagę że ta kalkulacja ze względu na brak informacji o poziomie zadłużenia netto, nie jest w pełni miarodajna. Można jednak na tej podstawie szacować (przy wspomnianych upraszczających założeniach), że wspomniany pozytywny wpływ tej oferty publicznej na EV całej Grupy może sięgać około 0,7-1,0 PLN/akcję, czyli 3,0-4,3%.

Akwizycja Energi- aktualizacja

We wrześniu ubiegłego roku PGE podpisała umowę kupna od MSP 84,15% akcji spółki Energa za łączną kwotę 7,5 mld PLN, ale do tej pory transakcja nie została sfinalizowana z uwagi na sprzeciw UOKiK. W styczniu koncern złożył apelację wobec tej decyzji do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów i obecnie czeka na rozstrzygnięcie tego sporu (jednocześnie podpisano odpowiedni aneks do umowy ze Skarbem Państwa przewidujący 12 miesięczne opóźnienie realizacji sprzedaży Energi). Główny spór toczy się o krajowe bądź regionalne rozumienie rynku energii i docelową pozycję PGE w segmencie wytwarzania i sprzedaży prądu. Według naszych szacunków udział obydwu pomiotów w produkcji energii brutto wynosiłby ponad 41% (53 TWh PGE i 4,3 TWh Energa), a w sprzedaży detalicznej 31% (30 TWh PGE i 16,5 TWh Energa), tak więc wyrok sądu nie jest obecnie przesądzony. Na korzyść PGE przemawiają jednak argumenty o pełnym ugięciu hurtowego rynku energii w Polsce i tym samym zwiększeniu przejrzystości notowań. Na pewno jednak decyzja sądu będzie miała kluczowe znaczenie dla notowań PGE. W naszej opinii, choć na pierwszy rzut oka cena zaoferowana przez PGE (6,5x EBITDA 2010) nie jest wygórowana to plasuje się powyżej średniej dla polskich spółek energetycznych (przedział 4,9-6,0 kalkulując bez KDT-ów) i w tym kontekście trudno uznać ją za budującą dodatkową wartość dla akcjonariuszy.

Historyczne wyniki Grupy Energa i wskaźniki implikowane przez ofertę PGE

mIn PLN	2007	2008	2009	2010*
Przychody	3 682,0	8 251,0	8 380,0	9 114,0
EBIT	113,1	712,0	498,0	829,0
EBITDA w tym	600,3	1 192,0	1 053,0	1 409,0
Elektrownie wodne	b/d	243,1	326,4	434,2
Elektrownia Ostrołęka	b/d	89,2	147,4	103,5
Dystrybucja	b/d	811,1	442,3	650,1
Obrót	b/d	111,5	115,8	165,7
Pozostałe	b/d	-62,9	21,1	55,5
marża EBITDA	16,3%	14,4%	12,6%	15,5%
Zysk netto	56,5	495,0	397,0	625,0
Dług netto	100,0	-526,0	-541,0	-689,0
Kapitały mniejszości	783,4	1 033,0	906,0	912,0
Kapitał własny	4 906,3	6 030,0	6 477,0	6 953,0
P/E	158,3	18,1	22,5	14,3
EV/EBITDA	16,4	7,9	8,8	6,5
P/BV	1,8	1,5	1,4	1,3

*część pozycji (rozbicie segmentowe, dane bilansowe) to nasze szacunki oparte na opublikowanych danych za 1H'2010 i wypowiedziach prasowych przedstawicieli Energi
Źródło: Energa, szacunki DI BRE

Wcześniej dostrzegaliśmy uzasadnienie tej premii w możliwych do uzyskania synergiiach kosztowych po integracji spółek, ale w umowie z MSP PGE zobowiązała się do utrzymania Energi jako osobnego podmiotu i wprowadzenia jej akcji na GPW, co znacząco ogranicza obszary potencjalnych oszczędności. Za wyższą wyceną Energi na tle sektora przemawiać mógłby także przemawiać znaczny udział odnawialnych źródeł w portfelu wytwórczym (27%) i niski poziom emisji CO₂, ale ryzykiem w tym wypadku jest przygotowywany przez rząd nowy system wsparcia OZE, który mógłby uderzać w stare zamortyzowane elektrownie wodne (znaczące obniżenie przychodów z zielonych certyfikatów). Tymczasem energetyka wodna stanowi w Enerdze aż 30% strumienia EBITDA i prawie połowę EBIT, tak więc uzasadniona jest ostrożność przy wycenie tego segmentu (tym bardziej że wynik za rok 2010 w tym obszarze był wzmocniony przez wyjątkowe warunki hydrologiczne). Najbardziej atrakcyjnie prezentuje się segment dystrybucyjny, którego wartość regulacyjna aktywów została zatwierdzona na poziomie 8,5 mld PLN. Obecnie stanowi on 46% skonsolidowanego zysku EBITDA i 20% EBIT. Zastanawiający jest jedynie niski poziom wynagradzania WRA na tle branży (implikowana zwrot rozumiany jako EBIT/WRA wyniósł w 2010 roku tylko 2% przy wyznaczonym WACC na poziomie 10,5%). Może to oznaczać, że potencjał poprawy wyników w tym obszarze będzie w najbliższych latach znacznie wyższy niż w pozostałych spółkach, albo że relatywnie wysoka amortyzacja nie jest w pełni uwzględniana przez URE jako element przychodu regulowanego lub Energa nie zmieniła jeszcze sposobu księgowania przychodów z tytułu opłat przyłączeniowych.

Udział w prywatyzacji SPEC i zainteresowanie Vattenfallem

Polska Grupa Energetyczna odebrała memorandum informacyjne SPEC (warszawska sieć ciepłownicza) i według prasowych spekulacji została dopuszczona do drugiego etapu prywatyzacji (prawdopodobni konkurenci to PGNiG, Dalkia, Penat, Fortum jak również inwestorzy finansowi). Oferty wiążące mają być składane do połowy czerwca. Głównym aktywem SPEC jest system ciepłowniczy o długości 1700 km, który zaspokaja 80% potrzeb ciepłych Warszawy. Działalność dystrybucji ciepła jest w Polsce regulowana i specyfika kształtowania się wyników jest zbliżona do tej znanej z dystrybucji gazu czy ciepła. URE zatwierdza poziom przychodów regulowanych, na które w uproszczeniu oprócz kosztów operacyjnych i amortyzacji składa się zwrot z aktywów (WRA). Jeśli w uproszczeniu przyjmiemy, że wartość regulacyjna aktywów przesyłowych SPEC jest zbliżona na wartości aktywów trwałych (1,1 mld PLN) to w 2009 roku zwrot liczony jako EBIT/WRA wyniósł 3,6% (poniżej WACC na poziomie 10,5%). W 2010 roku, według publikacji prasowych, EBIT SPEC mógł wzrosnąć do około 80 mln PLN, co zwiększałoby wspomniany wskaźnik do 7,6%. Oznacza to, że podobnie jak w energetyce, w ciepłownictwie można liczyć na systematyczny wzrost rentowności i zbliżenie się na poziomie zysku operacyjnego do wartości WACCxWRA. W tym kontekście wycena tych aktywów powinna oscylować wokół wspomnianej wartości

aktywów i uwzględniać dyskonto związane z faktem niepełnego wynagradzania na dzień dzisiejszy. W tym kontekście wartość SPEC można szacować na około 0,9-1,0 mld PLN. Poniżej przedstawiamy historyczne wyniki tej spółki i wskaźniki implikowane przez wycenę równą wartości księgowej (dla roku 2010 w związku z sygnalizowanym wzrostem zysków EV/EBITDA wynosiłaby około 5,5). Zakup tych aktywów przez PGE powyżej tego przedziały cenowego uznalibyśmy za niekorzystny dla akcjonariuszy.

Historyczne wyniki SPEC i wskaźniki implikowane przez wycenę=BV

(mln PLN)	2006	2007	2008	2009
Przychody	1 261,4	1 213,9	1 222,3	1 290,4
EBIT	22,6	32,9	33,6	38,7
EBITDA	127,6	137,5	134,8	143,6
Zysk netto	29,2	30,9	35,1	36,9
BV	920,5	944,4	972,1	990,5
CF operacyjny	172,5	102,5	123,5	151,7
Dług netto	-157,3	-137,6	-135,2	-116,6
EV/EBITDA	6,0	5,9	6,2	6,1
P/E	31,5	30,5	27,7	26,9

Źródło: SPEC, szacunki DI BRE

Zainteresowanie aktywami dystrybucji ciepła w Warszawie idzie w parze z zainteresowaniem elektrociepłowniami warszawskimi należącymi do koncernu Vattenfall, który sygnalizował już chęć sprzedaży swoich polskich aktywów. Na razie proces ten jeszcze formalnie się nie rozpoczął, ale już potencjalni chętni zgłaszają swoje aspiracje, w tym PGE. Vattenfall obok wspomnianych elektrociepłowni Żerań (1561 MWt i 350 MWe) i Siekierki (2081MWt i 622 MWe) posiada jeszcze elektrociepłownię w Pruszkowie (186 MWt i 9,1 MWe) oraz 2 ciepłownie o mocach 465 MWt i 512 MWt. Ta aktywa wytwórcze składają się na spółkę Vattenfall Heat, której dane finansowe prezentujemy poniżej. Pozostałe kluczowe spółki szwedzkiego koncernu w Polsce to Vattenfall Distribution (ta część raczej nie jest interesująca dla PGE ze względu na lokalizację) i Vattenfall Sales, zajmująca się sprzedażą energii do odbiorców końcowych. Nie znamy wyników tych podmiotów za rok 2010, ale bazując na danych historycznych można szacować wartość spółki wytwórczej na około 3,0-3,5 mld PLN, a spółki obrotu na 300 mln PLN (w tym 200 mln gotówki netto na koniec 2009 roku). Są to jednak tylko wstępne kalkulacje, a więcej szczegółów na temat tych projektów poznamy zapewne w drugiej połowie roku.

Historyczne wyniki Vattenfall Heat i Vattenfall Sales Poland

Vattenfall Sales				Vattenfall Heat						
(mln PLN)	2007	2008	2009	(mln PLN)	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Przychody	1 325,8	1 908,5	2 369,3	Przychody	1 328,7	1 374,2	1 391,4	1 458,9	1 604,5	1 706,6
EBIT	9,6	15,1	106,7	EBIT	162,0	203,9	214,1	324,8	292,4	297,9
EBITDA	11,4	16,2	107,8	EBITDA	313,7	336,5	355,7	467,2	446,4	464,6
Zysk netto	8,3	15,1	93,5	Zysk netto	145,9	229,7	221,0	347,2	318,0	301,4
BV	102,4	117,6	211,1	BV	1540,7	1769,7	1981,7	2327,9	2644,9	2945,4
CF operacyjny	108,6	15,4	116,5	CF operacyjny	293,6	268,6	386,8	352,3	-9,5	328,4
Dług netto	-57,3	-75,6	-201,0	Dług netto	-588,2	-764,8	-1068,3	-1374,5	-1222,3	-1222,3

Źródło: Vattenfall, szacunki DI BRE

Dezinwestycje- kiedy i jakie zyski

W ramach procesu dezinwestycyjnego PGE prowadzi obecnie kilka projektów sprzedaży aktywów spoza podstawowego biznesu energetycznego. Najważniejszym z nich jest oczywiście pakiet 21,85% akcji Polkomtelu, który według naszych założeń jest warty 3,9 mld PLN brutto, co po uwzględnieniu szacowanej kwoty podatku (w jednostkowym bilansie pakiet ten jest wyceniony na 1,65 mld PLN) implikuje 3,5 mld PLN netto czyli 1,9 PLN/akcję. Ważnym parametrem z punktu widzenia wypłaty dywidendy będzie też poziom zysku na tej transakcji (2,3 mld PLN), szczególnie w kontekście możliwej wypłaty zaliczkowej jeśli uda się sfinalizować sprzedaż do końca czerwca (ostateczne wiążące oferty już zostały złożone). Przy naszych prognozach półrocznego zysku netto z podstawowej działalności, zaliczka na dywidendę (50% audytowanego zysku) mogłaby sięgnąć 1,2 PLN na akcję (yield około 5%). Przypominamy, że Polkomtel był konsolidowany metodą praw własności, więc sprzedaż tego

aktywa będzie oznaczać ubytek wyniku na poziomie zysku brutto (w 2010 roku było to 223 mln PLN).

Historyczne wyniki Polkomtela i wskaźniki implikowane przez wycenę DI BRE

(mln PLN)	2008	2009	2010
Przychody	8 548	7 996	7 673
EBIT	1 889	1 376	1 534
amortyzacja	1 217	1 308	1 299
EBITDA	3 106	2 684	2 833
Zysk netto	1 361	979	1 109
Dług netto	2 487	3 088	2 815
P/E	13,2	18,4	16,2
EV/EBITDA	6,6	7,9	7,3

Źródło: Polkomtel, szacunki DI BRE

Jeśli chodzi o proces sprzedaży spółki Exatel (Grupa posiada w tej spółce telekomunikacyjnej 95,6% udziałów) to został on rozpoczęty we wrześniu 2010 roku i po wstępnej weryfikacji do finalnego etapu zakwalifikowano 2 inwestorów (wśród zainteresowanych wymieniano Polkomtela, GTS, Mediatel i Netię). Ostatecznie jednak żadne wiążące oferty nie wpłynęły i w styczniu Zarząd podjął decyzję o unieważnieniu przetargu. Proces ma zostać wznowiony w 2Q'2011 przy bardziej elastycznej procedurze (fiasko pierwszego przetargu, obok będącej w toku sprzedaży Polkomtela, było prawdopodobnie związane z formułą transakcji, na którą narzekali potencjalni nabywcy). Obecnie w bilansie PGE wartość pakietu Exatela wynosi 402 mln PLN (po uwzględnieniu odpisu na 214 mln PLN), ale analiza poniższych wskaźników implikowanych przez taką wycenę wskazuje, że cena możliwa do uzyskania w transakcji sprzedaży powinna być istotnie wyższa (600-700 mln PLN). Spółka ta jest konsolidowana w sprawozdaniach PGE metodą pełną, więc nie uwzględniamy w naszej wycenie potencjalnej dodatkowej wartości z tej dezinvestycji, gdyż przepływy z tego podmiotu bierzemy pod uwagę w modelu DCF.

Historyczne wyniki Exatela i wskaźniki implikowane przez wartość z bilansu PGE (402 mln PLN)

(mln PLN)	2008	2009	2010
Przychody	560	552	510
EBIT	37	77	63
Amortyzacja	80	76	76
EBITDA	118	153	139
Zysk netto	19	54	42
P/E	21,4	7,4	9,7
EV/EBITDA*	3,4	2,6	2,9

*kalkulacja oparta na założeniu neutralnego długu netto (brak szczegółowych danych), wskazujemy jednak, że prawdopodobnym jest że Exatel posiada pozycję gotówkową netto

Źródło: Exatel, PGE, szacunki DI BRE

Ostatnim ze znaczących aktywów pozaoperacyjnych są udziały w spółce Autostrada Wielkopolska (20%) oraz posiadane obligacje tego podmiotu. Wartość księgowa akcji wynosi 115 mln PLN, a papierów dłużnych 254 mln PLN, co łącznie daje około 20 groszy na akcję PGE (niecały 1% kapitalizacji) i taką też pozycję dodajemy do wyceny DCF.

Założenia makroekonomiczne

W poniższej tabeli przedstawiamy założenia makroekonomiczne przyjęte do modelu DCF.

	2008	2009P	2010P	2011P	2012P	2013P	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P
Cena ropy Brent USD/Bbl	98,0	62,0	79,7	98,5	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
Cena energii EEX EUR/MWh	69,1	49,3	49,9	58,0	60,2	62,2	64,0	65,0	66,1	67,2	68,4	69,7	71,1
Cena energii w Polsce w PLN/MWh	154,3	195,0	190,0	195,0	209,4	222,6	217,6	224,1	227,6	231,4	235,3	239,6	244,0
Cena certyfikatu CO2 EUR/t	23,9	13,8	14,5	16,6	17,0	20,0	21,2	22,5	23,8	25,2	26,7	28,3	30,0
Cena węgla energetycznego PLN/t	193,0	268,5	253,6	264,9	275,5	281,0	283,8	286,6	289,5	292,4	292,4	292,4	292,4
PLN/USD średniorocznie	2,42	3,12	3,02	3,00	2,90	2,80	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70
EUR/PLN średniorocznie	3,48	4,33	3,99	4,00	3,80	3,70	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50
Produkcja energii PGE (TWh)	56,1	53,8	52,7	53,6	59,2	60,0	61,2	63,5	66,9	71,4	74,6	75,7	75,8
węgiel brunatny	38,2	35,9	35,3	36,2	41,7	42,3	42,3	42,8	42,5	42,2	42,8	43,3	43,9
węgiel kamienny	14,8	14,7	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	13,6	14,5	17,8	19,3	18,9	18,4
gaz ziemny	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	3,2	5,7	6,9	7,9	8,8	8,8
wiatr	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,4	1,6	2,9	3,1	3,3	3,6	3,6	3,6
pozostałe	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1

Źródło: Bloomberg, PGE, szacunki DI BRE

Prognoza wyników i wycena

Na podstawie modelu DCF i wyceny porównawczej cenę docelową akcji PGE szacujemy w perspektywie 9-mcy na poziomie 27,74 PLN.

	waga	cena
Wycena porównawcza	50%	24,08
Wycena DCF	50%	27,54
	cena wynikowa	25,81
	cena docelowa za 9 m-cy	27,74

Wycena DCF

Założenia modelu

1. Przepływy pieniężne dyskontujemy na koniec kwietnia 2011 r. Przy ustalaniu wartości firmy uwzględniamy kapitały mniejszości oraz dług netto na koniec 2010 roku
2. W modelu uwzględniamy przedstawione wcześniej założenia makroekonomiczne.
3. W wycenie bierzemy pod uwagę wartość posiadanych przez PGE aktywów pozaoperacyjnych, a więc 21,85% pakiet w Polkomtelu (3,5 mld PLN netto po podatku) oraz akcje i obligacje Autostrady Wielkopolskiej (369 mln PLN).
4. Wycenę powiększamy o oczekiwany zwrot nadpłaconej akcyzy od strat sieciowych, który szacujemy na 320 mln PLN.
5. Wolne przepływy pieniężne dla lat prognozy oczyszczamy o część sporną rekompensat KDT, poprzez zwiększenie salda należności.
6. W roku 2020 amortyzacja jest wyższa niż CAPEX, co nie jest możliwe do utrzymania w dłuższym terminie, dlatego przy obliczaniu wartości rezydualnej, korygujemy wielkość amortyzacji do 3,8 mld PLN.
7. Przy obliczaniu FCF_{TV} do wartości rezydualnej przyjmujemy marżę EBITDA z roku 2020.
8. Po roku 2020 zakładamy wzrost FCF na poziomie 2%. Ponadto przyjmujemy stopę wolną od ryzyka na poziomie 6,15%, współczynnik beta na poziomie 0,9.

Model DCF wyceny akcji PGE

(mln PLN)	2011P	2012P	2013P	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2020+
Przychody ze sprzedaży	28 465	26 906	28 592	29 164	31 017	32 494	34 240	35 806	36 871	37 747	37 747
zmiana	39,0%	-5,5%	6,3%	2,0%	6,4%	4,8%	5,4%	4,6%	3,0%	2,4%	0,0%
EBITDA	7 706,2	8 768,7	9 041,2	9 020,9	10 221,3	10 611,6	11 339,2	11 431,0	11 867,6	12 195,1	12 195,1
marża EBITDA	27,1%	32,6%	31,6%	30,9%	33,0%	32,7%	33,1%	31,9%	32,2%	32,3%	32,3%
Amortyzacja	2 703,6	2 965,5	3 463,1	4 098,7	4 557,3	4 838,6	4 989,6	5 133,7	5 287,1	5 446,2	3 830,9
EBIT	5 002,6	5 803,3	5 578,1	4 922,2	5 664,0	5 773,0	6 349,6	6 297,3	6 580,5	6 748,9	8 364,3
marża EBIT	17,6%	21,6%	19,5%	16,9%	18,3%	17,8%	18,5%	17,6%	17,8%	17,9%	22,2%
Opodatkowanie EBIT	950,5	1 102,6	1 059,8	935,2	1 076,2	1 096,9	1 206,4	1 196,5	1 250,3	1 282,3	1 589,2
NOPLAT	4 052,1	4 700,6	4 518,2	3 987,0	4 587,8	4 676,1	5 143,2	5 100,8	5 330,2	5 466,6	6 775,1
CAPEX	-4 909	-8 421	-10 633	-7 880	-8 453	-6 198	-4 419	-4 158	-3 942	-3 831	-3 831
Kapitał obrotowy	-1 452,1	199,9	-216,2	-73,3	-237,7	-189,5	-223,9	-200,9	-136,6	-112,4	-112,4
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	395,0	-555,0	-2 867,7	132,8	454,5	3 127,7	5 490,2	5 875,6	6 538,9	6 969,6	6 662,7
WACC	10,5%	10,1%	9,5%	9,3%	9,1%	9,2%	9,5%	9,7%	9,7%	9,7%	9,7%
współczynnik dyskonta	94,4%	85,7%	78,2%	71,6%	65,6%	60,1%	54,9%	50,1%	45,7%	41,6%	41,6%
PV FCF	372,7	-475,5	-2 243,2	95,1	298,3	1 880,7	3 015,4	2 942,3	2 985,5	2 901,4	
WACC	10,5%	10,1%	9,5%	9,3%	9,1%	9,2%	9,5%	9,7%	9,7%	9,7%	9,7%
Koszt długu	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%
Stopa wolna od ryzyka	6,15%	6,15%	6,15%	6,15%	6,15%	6,15%	6,15%	6,15%	6,15%	6,15%	6,15%
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	3,8%	10,5%	23,2%	28,8%	32,3%	30,6%	24,1%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%
Koszt kapitału własnego	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%
Premia za ryzyko	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Beta	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Wzrost FCF po okresie prognozy	2,0%										
Wartość rezydualna (TV)	86 773										
Zdyskontowana wartość rezydualna (PV TV)	36 123										
Zdyskontowana wartość FCF w okresie prognozy	11 773										
Wartość firmy (EV)	47 895										
Dług netto 2010	-11										
Udziałowcy mniejszościowi	599										
Wartość udziałów w Polkomtelu	3 500										
Pozostałe aktywa pozaoperacyjne	369										
Należny zwrot akcyzy od strat sieciowych	320										
Ostateczna wartość PGE	51 496										
Liczba akcji (mln)	1 870										
Wartość firmy na akcję (PLN)	27,54										
9-cio miesięczny koszt kapitału własnego	7,5%										
Cena docelowa	29,60										
EV/EBITDA('11) dla ceny docelowej	7,3										
P/E('11) dla ceny docelowej	13,8										
Udział TV w EV	75%										

Analiza wrażliwości

Wzrost FCF w nieskończoności

	0,0%	1,0%	2,0%	3,0%	4,0%
WACC +1,0pp	23,77	25,31	27,21	29,60	32,71
WACC +0,5pp	24,50	26,21	28,33	31,05	34,64
WACC	25,31	27,21	29,60	32,71	36,92
WACC -0,5pp	26,21	28,33	31,05	34,64	39,63
WACC -01,0pp	27,21	29,60	32,71	36,92	42,92

Wycena porównawcza

Wycenę mnożnikową przeprowadziliśmy dla wskaźników P/CE i EV/EBITDA w horyzoncie 2011-2013. Do grupy porównawczej wybraliśmy spółki energetyczne prowadzące swoją działalność zarówno w segmencie produkcji energii jak i dystrybucji, a także PGNiG którego model działalności jest zbliżony do profilu utility. W poniższym zestawieniu znajdują się podmioty zagraniczne oraz krajowe o dużym stopniu zróżnicowania jeśli chodzi o źródła wytwórcze (paliwa, poziom emisji, wiek mocy zainstalowanej), jak i udział poszczególnych obszarów aktywności w skonsolidowanych wynikach. W ostatecznej wycenie przyjęliśmy jednakowe wagi dla mnożników i poszczególnych lat prognozy. Dane finansowe PGE i Tauronu na potrzeby kalkulacji wskaźników korygujemy o wielkość przychodów z rekompensat KDT, które następnie dodajemy do wyceny jako zagregowany zdyskontowany przepływ pieniężny. Implikowana wartość akcji PGE w tej metodzie wynosi 24,08 PLN/akcję, z czego 0,48 PLN stanowią zdyskontowane KDT-y.

	Cena	P/CE				EV/EBITDA			
		2010	2011P	2012P	2013P	2010	2011P	2012P	2013P
EDF	29,14	4,7	5,2	4,8	4,7	5,7	6,2	5,8	5,5
E.ON AG	20,35	4,5	5,6	5,2	4,9	5,7	6,9	6,5	6,2
IBERDROLA	6,09	6,6	6,3	5,8	5,6	8,5	8,1	7,5	7,3
ENEL SPA	4,72	4,4	4,2	4,1	3,9	5,5	5,4	5,3	5,2
RWE AG	41,83	3,8	4,4	4,2	4,3	4,8	5,5	5,2	5,4
ENDESA SA	23,40	5,7	5,7	5,4	5,2	5,5	5,6	5,5	5,3
FORTUM OYJ	22,69	10,2	9,4	9,3	8,6	12,2	11,3	10,9	10,1
NATIONAL GRID PLC	6,16	8,2	7,4	6,9	6,6	10,2	9,4	8,9	8,4
CEZ	959,00	7,2	7,4	7,1	6,9	7,0	7,2	6,7	6,8
ENEA	18,88	6,5	6,0	5,5	5,1	4,0	3,6	3,1	2,9
PGNiG	4,09	6,9	6,9	5,9	5,4	6,6	6,0	4,8	4,2
TAURON (bez KDT)	6,33	6,0	4,8	4,1	3,9	4,9	4,3	3,6	3,3
Maksimum		10,2	9,4	9,3	8,6	12,2	11,3	10,9	10,1
Minimum		3,8	4,2	4,1	3,9	4,0	3,6	3,1	2,9
Mediana		6,2	5,8	5,4	5,2	5,7	6,1	5,6	5,5
PGE (bez KDT)	24,15	8,4	7,3	6,2	6,0	6,4	5,9	4,9	4,7
(premia / dyskonto)		34,9%	24,7%	14,6%	15,7%	12,9%	-3,0%	-12,5%	-14,9%
Implikowana wycena									
Mediana		6,2	5,8	5,4	5,2	5,7	6,1	5,6	5,5
Waga wskaźnika		50,0%				50,0%			
Waga roku		0,0%	33,3%	33,3%	33,3%	0,0%	33,3%	33,3%	33,3%
Implikowana wartość PGE(PLN)	23,60								
Zdyskontowana wartość KDT na akcję	0,48								
Implikowana wartość PGE (PLN)	24,08								

EV/EBITDA w oparciu o dług netto na koniec 2010

Rachunek wyników

(mln PLN)	2007	2008	2009	2010	2011P	2012P	2013P
Przychody ze sprzedaży	23 090,7	19 408,7	21 623,4	20 476,5	28 465,1	26 906,2	28 591,8
zmiana	-5,1%	-15,9%	11,4%	-5,3%	39,0%	-5,5%	6,3%
w tym KDT	0,0	1 322,0	1 532,3	334,2	635,0	300,0	50,0
EBIT, w tym	2 134,3	3 262,3	5 344,7	4 185,3	5 002,6	5 803,3	5 578,1
Wydobycie i wytwarzanie	1 485,9	2 650,1	4 026,3	2 981,7	3 690,9	4 306,4	3 772,2
Energetyka odnawialna	87,6	135,7	77,6	154,0	165,9	195,1	293,6
Dystrybucja energii	213,4	229,9	263,2	566,7	774,9	926,7	1 122,0
Sprzedaż hurtowa	201,7	74,5	439,4	173,1	133,1	148,4	150,9
Sprzedaż detaliczna	41,4	76,7	397,7	204,5	164,9	167,3	169,7
Pozostała działalność	104,2	95,3	140,5	105,3	73,0	59,3	69,7
EBIT	2 134,3	3 262,3	5 344,7	4 185,3	5 002,6	5 803,3	5 578,1
zmiana	-8,1%	52,8%	63,8%	-21,7%	19,5%	16,0%	-3,9%
marża EBIT	9,2%	16,8%	24,7%	20,4%	17,6%	21,6%	19,5%
Wynik na działalności finansowej	-396,0	-331,3	-208,4	-136,1	-183,6	-307,2	-585,9
Wynik zdarzeń nadzwyczajnych	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
Pozostałe	239,2	238,6	242,2	227,0	227,0	227,0	227,0
Zysk brutto	1 977,5	3 169,5	5 378,5	4 276,3	5 046,0	5 723,1	5 219,2
Podatek dochodowy	-948,1	499,3	1 041,3	673,4	958,7	1 087,4	991,6
Udziałowcy mniejszościowi	803,0	750,1	966,5	613,0	77,5	90,4	79,2
Zysk z działalności zaniechanej	1 845,3	0,0	0,0	24,2	0,0	0,0	0,0
Zysk netto	3 967,9	1 920,2	3 370,7	3 014,1	4 009,7	4 545,2	4 148,3
zmiana	130,3%	-51,6%	75,5%	-10,6%	33,0%	13,4%	-8,7%
marża	17,2%	9,9%	15,6%	14,7%	14,1%	16,9%	14,5%
Amortyzacja	3 840,8	2 584,6	2 638,7	2 655,2	2 703,6	2 965,5	3 463,1
EBITDA	5 975,1	5 846,9	7 983,4	6 840,5	7 706,2	8 768,7	9 041,2
zmiana	-3,0%	-2,1%	36,5%	-14,3%	12,7%	13,8%	3,1%
marża EBITDA	25,9%	30,1%	36,9%	33,4%	27,1%	32,6%	31,6%
Liczba akcji na koniec roku (mln)	1 470,6	1 470,6	1 730,1	1 869,8	1 869,8	1 869,8	1 869,8
EPS	2,7	1,3	1,9	1,6	2,1	2,4	2,2
CEPS	5,3	3,1	3,5	3,0	3,6	4,0	4,1
ROAE	16,3%	8,7%	12,5%	8,8%	10,5%	11,1%	9,7%
ROAA	7,9%	4,2%	6,6%	5,7%	7,6%	8,0%	6,6%

Bilans

(mln PLN)	2007	2008	2009	2010	2011P	2012P	2013P
AKTYWA	45 309,4	47 192,3	54 447,8	51 473,9	53 923,0	59 108,5	66 570,3
Majątek trwały	38 419,9	40 701,2	41 964,4	44 137,4	46 342,4	51 798,0	58 967,7
Rzeczowe aktywa trwałe	36 282,6	37 811,6	38 945,7	41 442,2	43 629,9	49 060,3	56 196,7
Wartości niematerialne i prawne	138,6	142,0	153,3	202,6	219,9	245,1	278,4
Udziały w innych podmiotach	726,1	1 479,1	1 354,8	1 408,5	1 408,5	1 408,5	1 408,5
Pozostałe aktywa trwałe	1 272,6	1 268,6	1 510,6	1 084,1	1 084,1	1 084,1	1 084,1
Majątek obrotowy	6 889,4	6 491,1	12 483,4	7 336,5	7 580,6	7 310,5	7 602,6
Zapasy	798,9	1 128,0	1 271,2	1 090,5	1 516,0	1 433,0	1 522,8
Należności krótkoterminowe	2 335,2	1 792,6	2 059,1	2 094,5	3 415,8	3 228,7	3 431,0
Pozostałe aktywa obrotowe	1 028,9	1 429,6	1 440,2	1 421,0	1 421,0	1 421,0	1 421,0
Środki pieniężne i ich ekwiwalent*	2 726,4	2 140,8	7 712,8	2 730,4	1 227,8	1 227,8	1 227,8

(mln PLN)	2007	2008	2009	2010	2011P	2012P	2013P
PASYWA	45 309,4	47 192,3	54 447,8	51 473,9	53 923,0	59 108,5	66 570,3
Kapitał własny	21 252,4	22 809,7	31 168,3	37 084,0	39 651,3	41 964,7	43 613,3
Kapitał akcyjny	14 705,8	14 705,8	17 300,9	18 697,8	18 697,8	18 697,8	18 697,8
Pozostałe kapitały własne	6 546,6	8 103,9	13 867,4	18 386,1	20 953,5	23 266,8	24 915,5
Kapitał mniejszości	8 168,0	7 365,9	7 681,4	598,8	186,0	214,4	221,2
Zobowiązania długoterminowe	10 469,8	9 519,9	9 762,3	7 199,8	7 199,8	9 133,3	12 935,6
Pożyczki i kredyty	5 739,4	4 470,8	4 056,3	1 804,4	1 804,4	3 737,9	7 540,2
Pozostałe	4 730,4	5 049,1	5 706,1	5 395,4	5 395,4	5 395,4	5 395,4
Zobowiązania krótkoterminowe	5 419,1	7 496,8	5 835,7	6 591,4	6 886,0	7 796,2	9 800,1
Pożyczki i kredyty	1 312,1	3 038,1	969,9	915,0	915,0	1 895,3	3 823,4
Zobowiązania handlowe	1 554,0	1 012,1	1 082,6	986,3	1 280,9	1 210,8	1 286,6
Pozostałe	2 553,0	3 446,6	3 783,2	4 690,1	4 690,1	4 690,1	4 690,1
Dług	7 051,5	7 508,9	5 026,2	2 719,4	2 719,4	5 633,2	11 363,6
Dług netto	4 325,1	5 368,0	-2 686,6	-11,0	1 491,6	4 405,5	10 135,9
(Dług netto / Kapitał własny)	20,4%	23,5%	-8,6%	0,0%	3,8%	10,5%	23,2%
(Dług netto / EBITDA)	0,7	0,9	-0,3	0,0	0,2	0,5	1,1
BVPS	14,5	15,5	18,0	19,8	21,2	22,4	23,3

* Różnica amortyzacji w bilansie i przepływach pieniężnych wynika ze środków przypisanych do działalności zaniechanej

Przepływy pieniężne

(mln PLN)	2007	2008	2009	2010	2011P	2012P	2013P
Przepływy operacyjne	5 683,4	5 386,6	7 298,9	6 611,0	5 295,3	7 881,3	7 833,3
Zysk netto	3 967,9	1 920,2	3 370,7	3 014,1	4 009,7	4 545,2	4 148,3
Amortyzacja	3 840,8	2 584,6	2 638,7	2 655,2	2 703,6	2 965,5	3 463,1
Kapitał obrotowy	4,6	-904,6	-499,5	493,4	-1 452,1	199,9	-216,2
Pozostałe	-2129,9	1786,4	1789,0	448,3	34,1	170,6	438,1
Przepływy inwestycyjne	-3 511,5	-5 444,5	-3 628,6	-7 468,3	-4 775,4	-8 308,7	-10 513,4
CAPEX	-3 635,3	-4 124,1	-4 022,2	-4 522,4	-4 908,6	-8 421,1	-10 632,8
Pozostałe	123,8	-1320,3	393,6	-2945,8	133,2	112,4	119,4
Przepływy finansowe	-2 761,2	-528,3	1 898,3	-4 111,8	-2 022,6	427,4	2 680,1
Emisja akcji	0,0	0,0	5 917,5	-0,6	0,0	0,0	0,0
Dług	-1 716,8	288,2	-2 454,7	-2 371,3	0,0	2 913,8	5 730,4
Dywidenda (buy-back)	-229,8	-424,4	-1 227,4	-1 580,1	-1 215,4	-2 004,9	-2 272,6
Pozostałe	-814,6	-392,1	-337,2	-159,8	-807,2	-481,6	-777,7
Zmiana stanu środków pieniężnych	-586,4	-582,7	5 568,6	-4 969,1	-1 502,7	0,0	0,0
Środki pieniężne na koniec okresu	2 726,4	2 140,8	7 705,9	2 736,9	1 234,2	1 234,2	1 234,2
DPS (PLN)	0,16	0,29	0,71	0,85	0,65	1,07	1,22
FCF	3 292,5	318,9	2 420,4	2 138,1	386,7	-539,8	-2 799,5
(CAPEX / Przychody ze sprzedaży)	15,7%	21,2%	18,6%	22,1%	17,2%	31,3%	37,2%

Wskaźniki rynkowe

	2007	2008	2009	2010	2011P	2012P	2013P
P/E	9,0	18,5	12,4	15,0	11,3	9,9	10,9
P/CE	4,5	7,9	7,0	8,0	6,7	6,0	5,9
P/BV	1,7	1,6	1,3	1,2	1,1	1,1	1,0
P/S	1,5	1,8	1,9	2,2	1,6	1,7	1,6
FCF/EV	7,4%	0,7%	5,6%	5,1%	0,9%	-1,2%	-5,4%
EV/EBITDA	7,4	7,7	5,4	6,2	5,6	5,3	5,8
EV/EBIT	20,9	13,7	8,1	10,1	8,7	8,0	9,3
EV/S	1,9	2,3	2,0	2,1	1,5	1,7	1,8
DYield	0,6%	1,2%	2,9%	3,5%	2,7%	4,4%	5,0%
Cena (PLN)	24,15						
Liczba akcji na koniec roku (mln)	1470,6	1470,6	1730,1	1869,8	1869,8	1869,8	1869,8
MC (mln PLN)	35 514,4	35 514,4	41 781,7	45 155,3	45 155,3	45 155,3	45 155,3
Kapitał udziałowców mniej. (mln PLN)	8168,0	7365,9	7681,4	598,8	186,0	214,4	221,2
EV (mln PLN)	44 507,1	44 747,9	43 276,0	42 242,6	43 332,4	46 274,7	52 011,9

17 maja 2011

Aktualizacja raportu



Energetyka

Polska

Cena bieżąca	6,33 PLN
Cena docelowa	9,24 PLN
Kapitalizacja	11,09 mld PLN
Free float	6,61 mld PLN
Średni dzienny obrót (3 mies.)	57,34 mln PLN

Struktura akcjonariatu

Skarb Państwa	30,06%
KGHM	10,39%
Pozostali	59,55%

Strategia dotycząca sektora

Polski sektor energetyczny powinien wykazywać coraz większą korelację z rynkami UE, co będzie oznaczać stopniową konwergencję cen. Dodatkowo ten proces powinien być wspierany przez wzrost konsumpcji, przy jednoczesnym braku inwestycji w nowe moce wytwórcze. Może to w przyszłości prowadzić do deficytu energii w okresach szczytowego zapotrzebowania.

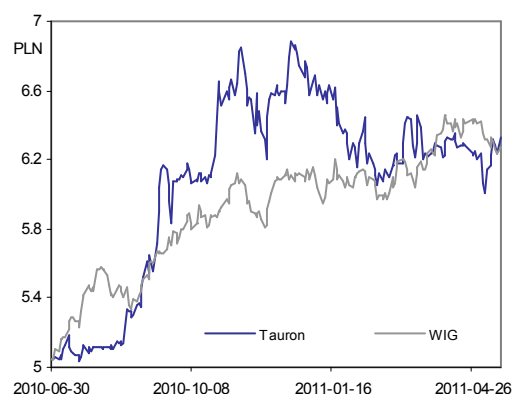
Profil spółki

Tauron Polska Energia to drugi pod względem wielkości zintegrowany koncern energetyczny w Polsce z potencjałem wytwórczym na poziomie 5,6 GW i wydobyciem węgla sięgającym 5 mln ton rocznie. Koncern jest największym sprzedawcą detalicznym w Polsce i dostarcza klientom końcowym ponad 34 TWh energii elektrycznej w skali roku. Spółka posiada także infrastrukturę dystrybucyjną, poprzez którą w 2010 roku przesłano klientom końcowym 32,9 TWh energii.

Ważne daty

25.08- publikacja raportu za 1H'2011
09.11- publikacja raportu za 3Q'2011

Kurs akcji Tauron na tle WIG



Kamil Kliszcz

(48 22) 697 47 06

kamil.kliszcz@dibre.com.pl

www.dibre.com.pl

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

Tauron

TPE.PW; TPE.WA

Kupuj

(Niezmieniona)

Najciekawsza inwestycja w sektorze

Oferta pakietu akcji ze strony MSP na kilka miesięcy popsuła sentyment do Tauronu, ale bardzo dobre wyniki za 1Q'2011 powinny naszym zdaniem odwrócić ten niekorzystny trend. Ponownie zwracamy uwagę, że Spółka nawet po wyłączeniu rekompensat KDT jest notowana z ponad 30% dyskontem do grupy porównawczej, a jednocześnie stanowi najlepszą zbilansowaną ekspozycję na główne oczekiwane pozytywne tendencje w polskim sektorze energetycznym. Ponadto w tym roku może zrealizować ciekawe, budujące dodatkową wartość dla akcjonariuszy akwizycje. Utrzymujemy rekomendację kupuj, podnosząc cenę docelową do 9,24 PLN/akcję (poprzednio 8,87 PLN).

Bardzo dobre wyniki 1Q'2011

Wyniki za 1Q okazały się istotnie lepsze od rynkowych oczekiwań, dzięki znacznej poprawie zysków w segmencie dystrybucyjnym i wzroście wolumenów w wytwarzaniu. Największym zaskoczeniem był jednak dobry wynik obszaru obrotu (poprawa r/r mimo rosnącej presji konkurencyjnej), który prawdopodobnie skorzystał na dynamice wolumenów oraz wprowadzeniu obliga giełdowego poprawiającego warunki zakupowe Tauronu, posiadającego krótką pozycję handlową. Rezultaty osiągnięte w pierwszym kwartale pozytywnie roją na kolejne okresy tego roku i potwierdzają, że Spółka ze względu na lokalizację aktywów stanowi najlepszą ekspozycję na koniunkturalny wzrost popytu na energię.

Atrakcyjne akwizycje na horyzoncie

Tauron prowadzi obecnie kilka procesów akwizycyjnych, z których najciekawsze może być przejęcie aktywów dystrybucyjnych koncernu Vattenfall nie tylko ze względu na ich lokalizację (efekty synergii), ale również możliwy brak mocnej konkurencji (atrakcyjna cena). Wydaje się, że ze względu na mało ryzykowny charakter tej działalności nie powinno być problemu ze sfinansowaniem tego projektu długiem bankowym. Dodatkową wartość powinna wygenerować również transakcja emisji aportowej z Kompanią Węglową zwiększająca wskaźnik integracji pionowej wytwarzania z 41% do 56%.

Aktualizacja strategii- dywersyfikacja źródeł wytwarzania

Głównym tematem przewodnim ogłoszonej aktualizacji strategii inwestycyjnej Tauronu jest dywersyfikacja źródeł energii i zmniejszenie emisyjności. Zarząd zrezygnował z kilku węglowych projektów, na rzecz paliwa gazowego i zwiększył wydatki na OZE. W naszej opinii taka konfiguracja będzie w większym stopniu budować wartość Spółki. Wzrost skali nakładów o 6 mld PLN vs. poprzedni plan (po korekcie o projekty opcjonalne) to w dużej mierze kwestia zwiększenia o 5 mld PLN capex w obszarze dystrybucji, co jest odpowiedzią Tauronu na poprawiające się otoczenie regulacyjne dla aktywów sieciowych (przypominamy, że nowe inwestycje są w pełni wynagradzane wg WACC).

(mln PLN)	2008	2009	2010	2011P	2012P
Przychody	12 448,7	13 694,6	15 428,9	20 314,1	21 394,0
EBITDA	1 615,8	2 641,8	2 758,0	3 083,5	3 374,5
marża EBITDA	13,0%	19,3%	17,9%	15,2%	15,8%
EBIT	347,0	1 320,8	1 399,3	1 673,6	1 884,5
Zysk netto	130,8	774,4	858,7	1 242,1	1 363,9
DPS	0,02	0,04	0,00	0,15	0,21
P/E	75,2	12,7	12,9	8,9	8,1
P/CE	7,0	4,7	5,0	4,2	3,9
P/BV	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7
EV/EBITDA	8,1	4,9	4,1	4,0	3,9
DYield	0,3%	0,6%	0,1%	2,3%	3,4%

Wyniki 1Q'2011 bardzo dobrej jakości, powyżej konsensusu

Skonsolidowane wyniki kwartalne Grupy Tauron

(mln PLN)	IQ 2011	IQ 2010	zmiana	IQ 2011P	wynik vs. prognoza	konsensus	wyniki vs. konsensus
Przychody	5 299,1	3 794,3	39,7%	4 212,3	25,8%	4 609,4	15,0%
EBITDA	860,6	822,7	4,6%	851,9	1,0%	817,0	5,3%
marża EBITDA	18,7%	21,7%	-	20,2%	-	-	-
EBIT	511,0	476,0	7,3%	507,5	0,7%	454,0	12,6%
Zysk brutto	486,7	449,7	8,2%	477,5	1,9%	-	-
Zysk netto	382,5	291,8	31,1%	377,8	1,2%	329,0	16,4%

Źródło: Tauron, PAP, szacunki DI BRE

Wynik operacyjny i netto Tauronu za 1Q'2011 okazały się zgodne z naszymi oczekiwaniami i wyższe od rynkowego konsensusu. Odchylenie od naszych prognoz na poziomie przychodów jest spowodowane większym niż założyliśmy wpływem ugiędlowienia handlu energią, które spowodowało obniżenie wyłączeń międzysegmentowych. Elektrownie Tauronu aż 88% swojej sprzedaży zrealizowały poza Grupę, podczas gdy jeszcze w 4Q'2010 było to tylko 39% (szacowaliśmy, że udział handlu na TGE i platformach obrotu wzrośnie, ale nie tak skokowo). Gdyby nie ta zmiana, dynamika przychodów w ujęciu r/r wyniosłaby 9%. Przy rosnących obrotach udało się utrzymać w ryzach koszty (w tym ogólnego zarządu i sprzedaży), co pozwoliło na wzrost wyniku operacyjnego o ponad 7%. Saldo na pozostałej działalności operacyjnej wyniosło -8,4 mln PLN vs. -14 mln PLN rok wcześniej, tak więc nic nie wskazuje na to aby ten rezultat był wsparty jakimiś czynnikami jednorazowymi. Na poziomie działalności finansowej nie odnotowaliśmy zaskoczeń (saldo -24 mln PLN vs. zakładane -30 mln PLN) i ostatecznie zysk netto sięgnął 382 mln PLN przy zakładanym spadku jego alokacji do akcjonariuszy mniejszościowych (tylko 5,5 mln PLN vs. 68 mln PLN) wynikającym z transakcji odkupu udziałów w kluczowych spółkach od MSP pod koniec ubiegłego roku.

Skonsolidowane wyniki kwartalne Grupy Tauron według segmentów

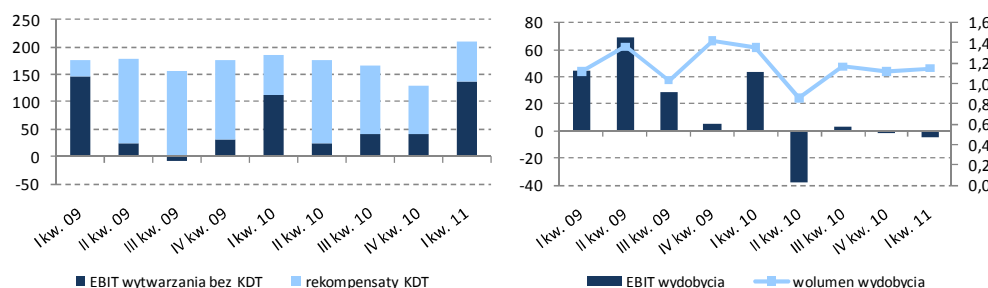
(mln PLN)	I kw. 09	II kw. 09	III kw. 09	IV kw. 09	I kw. 10	II kw. 10	III kw. 10	IV kw. 10	I kw. 11
Przychody	3 549,5	3 229,8	3 251,8	3 602,5	3 794,3	3 466,0	3 690,6	4 478,0	5 299,1
EBIT	334,7	377,1	354,8	193,2	476,0	306,7	345,2	271,3	511,0
wydobycie	44,7	68,5	28,5	5,4	43,0	-38,2	2,9	-1,9	-4,4
wytwarzanie	175,0	177,1	149,9	175,2	184,9	176,3	165,7	129,3	209,5
energetyka odnawialna	17,1	19,5	9,2	9,4	13,9	28,6	23,0	23,8	34,1
dystribucja	-18,4	28,2	83,1	1,7	117,0	110,5	138,3	143,5	167,4
sprzedaż energii	112,9	106,6	87,3	-4,9	99,9	12,2	19,6	-43,6	92,4
pozostała działalność	14,7	-15,7	-6,2	13,9	26,3	-8,7	-2,7	20,6	27,0
pozycje nieprzypisane	-11,2	-7,0	3,0	-7,3	-8,9	25,9	-1,6	-0,5	-15,0
EBITDA	659	702	698	522	823	649	686	601	861

Źródło: Tauron

W ujęciu segmentowym najwyższy EBIT wypracował obszar wytwarzania energii (209 mln PLN vs. zakładane 211 mln PLN), który zgodnie z oczekiwaniami zaksięgował 73,5 mln PLN przychodów z tytułu rekompensat. Wynik bez KDT-ów wzrósł w ujęciu r/r o niecałe 25 mln PLN, co było zapewne związane z wyższą ceną sprzedaży (około 3,9% średnio na rynku) oraz zwiększeniem produkcji prądu o około 11% (produkcja ciepła spadła o 9% z uwagi na ciepły styczeń). Zwracamy uwagę, że wyższe wykorzystanie mocy oczywiście wiązało się z dodatkową emisją CO₂, ale Spółka uwzględniła w kosztach operacyjnych rezerwę na dodatkowe uprawnienia w kwocie 27 mln PLN. Wynik tego segmentu mógłby być prawdopodobnie jeszcze lepszy, gdyby nie utrzymujące się jeszcze w styczniu problemy w obszarze wydobywania i konieczność zwiększonych zakupów zewnętrznych węgla. Właśnie ta kwestia zaważyła na słabym rezultacie kopalń Tauronu, które zanotowały stratę operacyjną -4,4 mln PLN (oczekiwaliśmy 16 mln PLN zysku) przy spadku produkcji r/r o ponad 15%. Zarząd zapewnił jednak, że dodatkowe prace podziemne od lutego nie obciążają już wyników segmentu (w całym kwartale koszty bez amortyzacji wzrosły r/r o ponad 30 mln PLN) i wydobywanie wróciło do planowanych poziomów, stąd można oczekiwać istotnej poprawy rezultatów w kolejnych kwartałach, tym bardziej że obserwujemy wzrostowe tendencje na cenach. Wyższe wolumeny własnego węgla powinny też naszym zdaniem wesprzeć rentowność elektrowni Tauronu. W całym roku 2011 szacujemy, że obszar wydobywania powinien wypracować 94 mln PLN zysku, a w 2012 dzięki wyższej produkcji i cenom powinno to być już 158 mln PLN (nie uwzględniamy w tym ewentualnej akwizycji kopalni Bolesław

Śmiały od Kompanii Węglowej zaplanowanej na koniec tego roku). Jeśli chodzi o segment wytwarzania energii to 2011 rok powinien się zamknąć EBIT na poziomie niecałych 700 mln PLN (przy 430 mln PLN przychodów z rekompensat) i w 2012 roku mimo znacznego spadku KDT-ów (do około 200 mln PLN) ten wynik powinien być utrzymany, dzięki zakładanym przez nas wyższemu o 7% cenom energii, oszczędnościom kosztowym oraz zwiększeniu udziału bardziej ekonomicznych dostaw węgla z własnych kopalni.

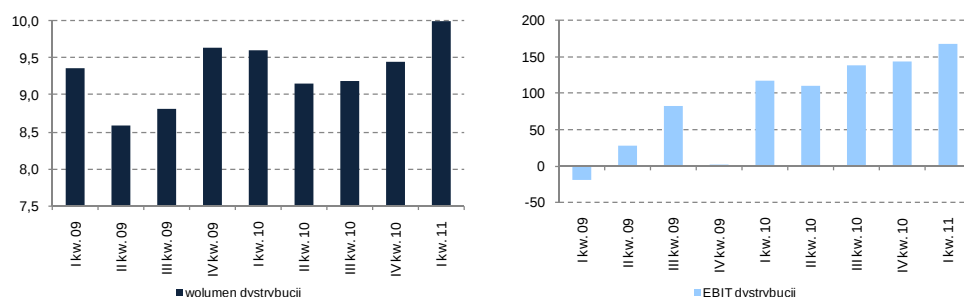
Wyniki finansowe i operacyjne segmentów wytwarzania energii i wydobywania węgla (wolumen w mln ton)



Źródło: Tauron

Bardzo dobry wynik EBIT, zgodnie z naszymi oczekiwaniami, wygenerował w 1Q'2011 segment dystrybucji (167 mln PLN vs. 116 mln PLN rok temu i 172 mln PLN naszej prognozy), co było rezultatem wysokiego wzrostu wolumenów (+3,7% vs. wzrost całego rynku na poziomie +1,5%), który potwierdza najlepszą w sektorze ekspozycję Spółki na poprawę koniunktury w gospodarce (kwestia lokalizacji sieci i obecność dużych zakładów przemysłowych). Ważnym czynnikiem wspierającym rentowność tego obszaru jest restrukturyzacja kosztowa (w tym program dobrowolnych odejść), która przy rosnących przychodach utrzymuje poziom wydatków na stabilnym poziomie (koszty bez amortyzacji -1% r/r). Jest to istotne w kontekście uwzględnionego przez URE na taryfach na 2011 inflacyjnego wzrostu kosztów uzasadnionych w relacji do ubiegłego roku. Zakładamy, że te elementy (a także brak tak wysokich jak w 2H'2010 rezerw na program dobrowolnych odejść) pozwolą na wyraźny wzrost zysku operacyjnego dystrybucji w całym 2011 roku do 643 mln PLN (rok temu 509 mln PLN). Dalsza poprawa w 2012 roku (do ponad 800 mln PLN) to efekt założonego wzrostu zwrotu z wartości regulacyjnej starych aktywów oraz nowych inwestycji, które są już wynagradzane w pełni do wysokości WACC.

Wynik operacyjny segmentu dystrybucji w mln PLN oraz wolumen przesłanej energii w TWh

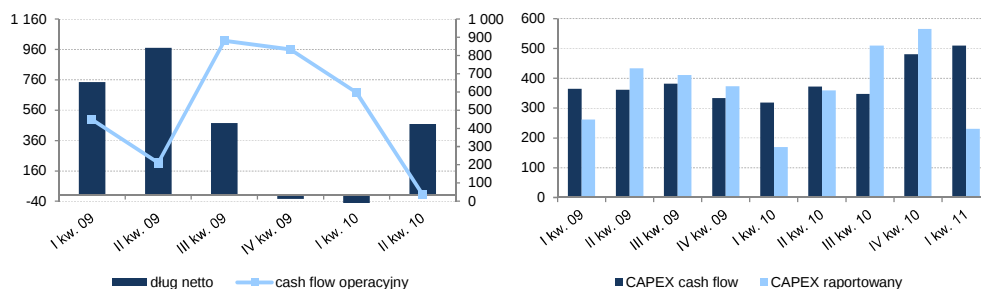


Źródło: Tauron

Znacznie lepszy wynik w ujęciu r/r raportował również segment OZE, który wypracował 34 mln PLN zysku operacyjnego vs. 14 mln PLN rok wcześniej. W tym wypadku czynnikiem poprawy, obok wyższej o 10% produkcji (sprzyjające warunki hydrologiczne) było rozpoczęcie księgowania przychodów z zielonych certyfikatów w części elektrowni wodnych, które do września 2010 były zaliczane do segmentu obrotu. Po skorygowaniu o tę zmianę prezentacyjną wyniki 1Q'2010 wyniosłyby 27 mln PLN. Podobnie należy podejść więc do interpretacji wyników segmentu obrotu, które w 1Q'2011 wyniosły 92 mln PLN vs. 100 mln PLN rok wcześniej. Po korekcie ubiegłorocznego wyniku o wspomniane certyfikaty, baza odniesienia wyniosłaby 88 mln PLN. Poprawa rezultatów w tym obszarze jest dużym zaskoczeniem (zakładaliśmy 48 mln PLN) w kontekście rosnącej konkurencji. Częściowo można tłumaczyć to wzrostem wolumenu o 7,7% r/r, ale wydaje się że istotnym czynnikiem mogło być wprowadzenie obliga giełdowego. Tauron ma krótką pozycję handlową (więcej

sprzedaje niż produkuje) i wcześniej kupował energię głównie w kontraktach bilateralnych m.in. od PGE, której siła negocjacyjna była niewątpliwie wyższa, co mogło mieć wpływ na kwotowania w tych umowach i pozostawianie części marży handlowej u największego polskiego producenta. Przy handlu giełdowym wszystkie spółki obrotu mają jednakowe możliwości zakupu prądu na rynku hurtowym i realizowana marża sprzedażowa nie zależy już od potencjału wytwórczego danej grupy. Naszym zdaniem w tym roku poprawiła się tym samym pozycja kosztowa Tauronu i powinno to być widoczne również w kolejnych kwartałach, stąd uwzględniając sezonowość, całoroczny zysk segmentu szacujemy na około 200 mln PLN. Zwracamy jednocześnie uwagę, że Spółka dokonała jeszcze jednej zmiany księgowej w ujęciu segmentowym, a mianowicie wyłączyła jako koszty nieprzypisane część kosztów dotychczas alokowanych do segmentu obrotu, ale w raporcie skorygowano również dane za rok 2010 i przedstawiona przez nas analiza wyników tego obszaru to uwzględnia.

Dług netto vs. cash flow operacyjny oraz wydatki inwestycyjne



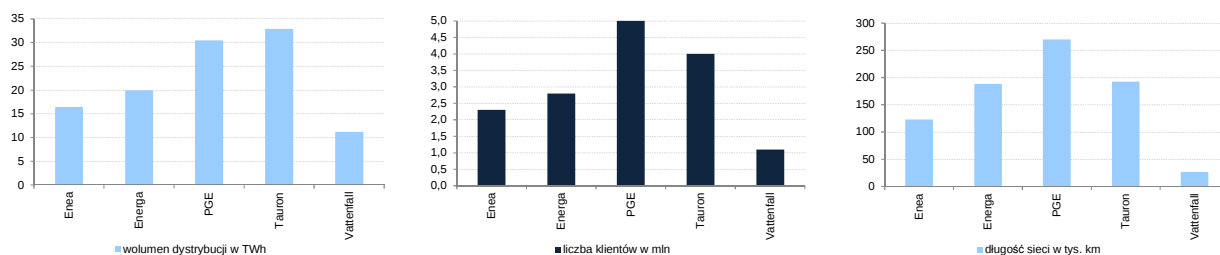
Źródło: Tauron

Na poziomie przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej saldo było rozczarowujące (tylko 38 mln PLN vs. 210 mln PLN rok wcześniej), na co obok tradycyjnego wypływu środków na umorzenie świadectw pochodzenia (do końca marca każdego roku) wpływ miały niekorzystne zmiany na kapitale obrotowym (wzrost należności i spadek zobowiązań łącznie - 431 mln PLN), które częściowo powinny się odwrócić sezonowo w kolejnym okresie. Wydatki inwestycyjne sięgnęły 509 mln PLN, z czego około 280 mln PLN to rozliczenie faktur za poprzednie okresy (głównie za III-ci i IV-ty kwartał 2010 w których łączne odchylenie nakładów w przepływach pieniężnych od fakturowanych wyniosło 246 mln PLN), tak więc naszą prognozę wypływu środków na inwestycje w tym roku na capex w wysokości 2,6 mld PLN uważamy za konserwatywną i istnieje duże prawdopodobieństwo, że ostateczne nakłady będą niższe. W 1Q'2011 w wyniku powyższych przepływów dług netto ostatecznie wzrósł do 469 mln PLN. W całym roku nakłady będą z nawiązką sfinansowane strumieniem EBITDA i oczekujemy ponownego obniżenia długu netto.

Możliwe cele akwizycyjne

Zgodnie z wcześniejszymi zapowiedziami i spekulacjami Zarząd potwierdził, że koncern bierze udział w toczącym się procesie sprzedaży polskich aktywów przez Vattenfall. Głównym obiektem zainteresowania w tym przetargu z punktu widzenia Tauronu są operator dystrybucyjny posiadający sieć na obszarze aglomeracji Górnego Śląska (m.in. Katowice, Gliwice, Chorzów, Bytom, Zabrze, Rybnik) oraz ewentualnie spółka sprzedająca energię do odbiorców końcowych. Prezes kilkakrotnie deklaruwał, że jeśli szwedzki koncern będzie chciał sprzedawać wszystko w pakiecie to Tauron poszuka partnera, gdyż raczej nie rozważa akwizycji warszawskich elektrociepłowni Vattenfalla. Jeśli chodzi o wspomniane aktywa dystrybucyjne to obejmują one linie przesyłowe o długości prawie 27 tys. km (14% długości dzisiejszej sieci Tauronu), które obsługują 1,1 mln klientów (27% tego co obecnie w Tauronie) dostarczając około 11 TWh energii rocznie (33% aktualnego wolumenu Tauronu).

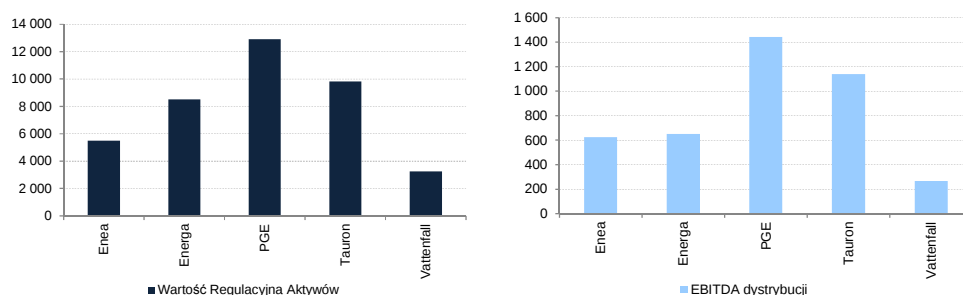
Wolumen dystrybucji, liczba klientów i długość sieci u poszczególnych operatorów



Źródło: Spółki, opracowanie DI BRE

Ważnym aspektem dla Tauronu jest fakt, że sieć dystrybucyjna Vattenfalla jest zlokalizowana pomiędzy obszarami Enionu i Energii Pro. Pozwoliłoby to w przyszłości na wypracowanie synergii, zarówno jeśli chodzi o koszty utrzymania sieci jak i jej bilansowanie. Oczywiście wiele w tym wypadku zależałoby od benchmarku wydatków uzasadnionych ustalonych przez URE, ale zapewne co najmniej przez pierwszy okres regulacyjny Spółka mogłaby korzystać z takich oszczędności i generować podwyższoną marżę. Zakup dystrybucji Vattenfalla wydaje się więc bardzo atrakcyjnym posunięciem, ale kluczowym parametrem będzie zapłacona cena. W naszej opinii powinna ona uwzględniać dyskonto do wartości regulacyjnej aktywów z uwagi na stopniowe dochodzenie do pełnego zwrotu z WRA.

Wartość regulacyjna aktywów* i wielkość EBITDA u operatorów dystrybucyjnych w mln PLN



*WRA dla Vattenfalla szacowane na bazie wskaźników u innych operatorów, EBITDA Vattenfalla to prognoza 2010 na podstawie danych historycznych, z uwagi na brak danych za ten okres
Źródło: Tauron

Nie znamy co prawda szczegółowych danych operacyjnych i finansowych Vattenfall Distribution, ale na podstawie dostępnych raportów rocznych (2007-09), szacujemy wstępnie wartość WRA na około 2,8-3,2 mld PLN. Wielkość EBIT w 2009 roku wynosiła tylko 48 mln PLN, ale było to związane z kryzysowym załamaniem wolumenów, widocznym również w innych polskich spółkach dystrybucyjnych. W 2010 roku, kiedy Vattenfall zwiększył wielkość sprzedanej energii o 8,7% wyniki zapewne się poprawiły i wówczas zrealizowany zwrot z WRA mógł sięgnąć 5%. W tym kontekście EV/EBITDA liczona przy wycenie na poziomie wartości regulacyjnej aktywów oscylowałaby wokół 8,7-10,0 (przy 270 mln PLN gotówki netto na bilansie). Oczekiwaliśmy jednak około 10-15% dyskonta do tej wartości z uwagi na wspomniane odchylenie zwrotu od WACC.

Wyniki finansowe Vattenfall Distribution Poland i wskaźniki implikowane przez wyceną kalkulowaną jako skorygowaną wartość WRA

(mln PLN)	2007	2008	2009
Przychody	569,9	1 146,4	1 117,9
EBIT	32,3	136,3	48,4
EBITDA	94,4	266,3	180,0
Zysk netto	12,9	105,9	15,1
BV	2 652,0	2 831,0	2 846,2
CF operacyjny	162,1	310,1	266,1
Dług netto	-91,3	-226,0	-265,9

Źródło: Monitor Polski B, szacunki DI BRE

Przy okazji prezentacji wyników kwartalnych Zarząd poinformował także o złożeniu oferty w procesie prywatyzacji Zespołu Elektrowni Wodnych Niedzica. Spółka ta jest właścicielem jednej elektrowni szczytowo-pompowej z przepływem naturalnym o mocy 92 MW i średniej rocznej produkcji z przepływu naturalnego 65 GWh (OZE), a także 3 małych elektrowni przepływowych o łącznych mocach 6,6 MW i produkcji 23 GWh. Roczne przychody tego podmiotu to około 50-60 mln PLN, z czego około 20-25 mln PLN z zielonych certyfikatów, a pozostała część ze sprzedaży energii i usług systemowych. Aktywa wytwórcze ZEW Niedzica są zlokalizowane na terenie dystrybucyjnym Tauronu, co w przypadku akwizycji pozwoliłoby na realizację dodatkowych synergii związanych z bilansowaniem sieci. Wartość księgowa tej spółki wynosiła na koniec 2009 roku około 225 mln PLN i przy założeniu takiej ceny w transakcji (po uwzględnieniu gotówki netto) implikowany wskaźnik EV/EBITDA wyniósłby około 6,4. Z uwagi na dobre warunki hydrologiczne w 2010 roku wyniki elektrowni wodnych mogły się jednak poprawić vs. 2009 i stąd można zakładać że wartość jaką za te aktywa będzie chciało uzyskać MSP będzie wyższa.

Wyniki finansowe ZEW Niedzica i wskaźniki wyceny przy MCap=BV

(mln PLN)	2005	2006	2007	2008	2009
Przychody	30,4	37,0	44,0	47,9	53,4
EBIT	3,8	9,0	13,2	15,4	18,2
Amortyzacja	8,7	9,3	10,1	9,0	8,7
EBITDA	12,5	18,3	23,3	24,4	26,9
Zysk netto	3,0	6,8	9,6	14,4	17,2
Dług netto	-14,9	-26,3	-24,1	-43,2	-53,2
BV	195,8	201,9	209,4	218,8	224,6
CF operacyjny	11,0	19,0	10,2	25,3	25,7
EV/EBITDA	14,5	9,6	8,0	7,2	6,4
P/E	64,2	29,6	21,9	15,2	13,0

Źródło: Monitor Polski B, szacunki DI BRE

Ważnym przedsięwzięciem akwizycyjnym Tauronu może być również planowana na 4Q'2011 transakcja odkupu udziałów mniejszościowych Południowego Koncernu Węglowego od Kompanii Węglowej oraz zakup kopalni Bolesław Śmiały, która obecnie dostarcza paliwo do Elektrowni Łaziska (oznaczałoby to zwiększenie wskaźnika integracji pionowej z obecnych 41% do 56%). Przejęcia te będą sfinansowane emisją akcji skierowaną do KW. Zgodnie z deklaracjami Zarządu rozwodnienie z tego tytułu ma nie przekroczyć 6%. Odnosząc księgową wartość 48% mniejszościowego pakietu w PKW (według naszych szacunków około 400-440 mln PLN, co odpowiadałoby 5-krotności tegorocznego strumienia EBITDA za całą firmę przy założeniu braku długu) do 6-miesięcznej średniej ceny rynkowej akcji Tauronu można szacować, że emisja sięgnie 62-65 mln akcji. Dodatkowo za 100% udziałów w kopalni Bolesław Śmiały trzeba będzie wyemitować 40-46 mln akcji (bazując na rocznej produkcji węgla na poziomie 1,6 mln ton, bo dane finansowe tego podmiotu nie były publikowane). Łącznie nowe walory według tych szacunków stanowiłyby od 5,8% do 6,3% obecnej liczby akcji Tauronu i oznaczałyby rozwodnienie MSP w akcjonariacie z obecnych 30,1% do około 28%. W przyszłości ewentualna emisja nowych akcji mogłaby więc sięgnąć maksymalnie 250 mln sztuk (aktualna rynkowa wartość pakietu 1,6 mld PLN), gdyż resort skarbu zgodnie ze statutem zachowuje pełną kontrolę nad Spółką (większość w Radzie Nadzorczej) przy udziałach w kapitale powyżej 25%.

Aktualizacja strategii rozwoju

Zarząd Taurona przedstawił aktualizację strategii rozwoju Grupy w perspektywie roku 2020. Główną zmianą w relacji do poprzednich planów jest położenie większego nacisku na dywersyfikację źródeł wytwarzania, w szczególności zmniejszających poziom emisji CO₂. Wcześniejsze plany mówiły o budowie około 2280 MW nowych mocy węglowych, 400 MW gazowych, 240 MW w biomasie oraz 440 MW w farmach wiatrowych. Obecnie zdecydowano o zredukowaniu inwestycji wysokoemisyjnych do 1010 MW. Pozostawiono tylko blok 910 MW w Jaworznie i 100 MW w kogeneracji w Tychach i Bielsko-Białej, w dwóch projektach dokonano zmiany paliwa na gazowe (Blachownia i Łagisza), a inwestycję w elektrownię poligeneracyjną w Kędzierzynie Koźlu zawieszono. Obok zwiększenia udziału bloków gazowych (do 1,1 GW), postanowiono również zintensyfikować nakłady na źródła odnawialne, w których na koniec 2020 roku Tauron ma posiadać 800 MW mocy zainstalowanej. Ważnym aspektem w nowej strategii jest także zwiększenie nakładów na sieć dystrybucyjną.

Nakłady inwestycyjne według segmentów- zmiany w nowej strategii

	2010	2011/20 (poprzednia strategia)	średniorocznie	2011/20 (nowa strategia)	średniorocznie
Wydobycie	144	1 856	186	2 100	210
Wytwarzanie	384	28 916	2 892	16 800	1 680
Źródła odnawialne	147	3 753	375	6 900	690
Dystrybucja	867	11 933	1 193	17 000	1 700
Pozostałe	61	739	74	1 000	100
Razem	1 603	47 197	4 720	43 800	4 380

Źródło: Tauron



Łączne wydatki inwestycyjne w latach 2011-20 mają sięgnąć 43,8 mld PLN, podczas gdy według poprzednich założeń miało to być 47 mld PLN (po skorygowaniu o capex już zrealizowany w 2010 roku). Warto jednak zwrócić uwagę, że w poprzedniej kwocie 47 mld PLN uwzględnione były 2 projekty opcjonalne na nowe bloki węglowe w Łagiszy i Sierszy, a bez nich porównywalny capex wynosiłby 37,2 mld PLN. Spadek nakładów związany z zaniechaniem projektu w Kędzierzynie (około 2,5 mld PLN) i konwersji bloków węglowych na mniej kosztowne gazowe, został zneutralizowany przez zwiększony capex w dystrybucji (z 12,8 mld PLN do 17 mld PLN, co jest zapewne odpowiedzią na korzystniejsze otoczenie regulacyjne) oraz odnawialnych źródłach (z 3,9 mld PLN do 6,9 mld PLN). W naszej opinii taka konfiguracja inwestycji będzie w większym stopniu budować wartość Spółki, szczególnie w kontekście wielu ryzyk związanych z coraz bardziej agresywnymi limitami emisyjnymi. Realizacja strategii ma pozwolić bowiem na zmniejszenie udziału generacji węglowej z obecnych 98% do 70% (w tym 15-20% z nowych bloków) przy jednoczesnym zwiększeniu udziału technologii niskoemisyjnych. Produkcja energii brutto w perspektywie 2020 roku ma wzrosnąć o 54% do 36,7 TWh z 23,8 TWh w 2010 (w naszym modelu jesteśmy bardziej konserwatywni co do wskaźnika utylizacji bloków i zakładamy wzrost o 42%).

Założenia makroekonomiczne

Założenia makroekonomiczne przyjęte do modelu DCF.

	2008	2009	2010	2011P	2012P	2013P	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P
Cena ropy Brent USD/Bbl	98,0	62,0	79,7	98,5	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
Cena energii EEX EUR/MWh	69,1	49,3	49,9	58,0	60,2	62,2	64,0	65,0	66,1	67,2	68,4	69,7	71,1
Cena energii w Polsce w PLN/MWh	154,3	195,0	190,0	195,0	209,4	222,6	217,6	224,1	227,6	231,4	235,3	239,6	244,0
Cena certyfikatu CO2 EUR/t	23,9	13,8	14,5	16,6	17,0	20,0	21,2	22,5	23,8	25,2	26,7	28,3	30,0
Cena węgla w PKW PLN/t	182,9	241,6	240,3	259,3	269,1	270,6	273,4	276,1	278,8	281,6	281,6	281,6	281,6
PLN/USD średniorocznie	2,42	3,12	3,02	3,00	2,90	2,80	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70
EUR/PLN średniorocznie	3,48	4,33	3,99	4,00	3,80	3,70	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50
Produkcja energii netto (TWh)	19,5	18,6	21,3	22,4	22,1	21,0	22,6	24,1	20,9	28,0	29,0	29,6	30,2
węgiel kamienny	19,1	18,2	20,8	21,9	21,6	20,5	20,6	20,7	17,6	21,8	19,8	20,0	20,1
gaz ziemny	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	2,3	2,2	5,1	8,1	8,1	8,1
wiatr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,6	0,6	0,6	0,6	1,1	1,6
woda	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5

Źródło: Bloomberg, Tauron, szacunki DI BRE

Prognoza wyników i wycena

Na podstawie modelu DCF i wyceny porównawczej cenę docelową akcji Tauronu szacujemy w perspektywie 9-mcy na poziomie 9,24 PLN. Większą wagę, podobnie jak w wycenie Enei, przyjmujemy dla wyceny DCF z uwagi na oczekiwane w latach 2013-15 olbrzymie w relacji do bieżących przepływów nakłady inwestycyjne.

	waga	cena
Wycena porównawcza	40%	9,53
Wycena DCF	60%	7,93
	cena wynikowa	8,57
	cena docelowa za 9 m-cy	9,24

Wycena DCF

Założenia modelu

1. Przepływy pieniężne dyskontujemy na koniec kwietnia 2011 r. Przy ustalaniu wartości firmy uwzględniamy kapitały mniejszości oraz dług netto na koniec 2010 roku.
2. W modelu uwzględniamy przedstawione wcześniej założenia makroekonomiczne oraz plany inwestycyjne.
3. Wycenę powiększamy o oczekiwany zwrot nadpłaconej akcyzy od strat sieciowych, który szacujemy na 85 mln PLN.
4. Przy obliczaniu wartości rezydualnej, korygujemy wielkość amortyzacji do 2,5 mld PLN zrównując tę pozycję do poziomu nakładów inwestycyjnych.
5. Po roku 2020 zakładamy wzrost FCF na poziomie 2%. Ponadto przyjmujemy stopę wolną od ryzyka na poziomie 6,15%, współczynnik beta na poziomie 0,9.



Model DCF wyceny akcji Tauron

(mln PLN)	2011P	2012P	2013P	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2020+
Przychody ze sprzedaży	20 314	21 394	22 310	23 034	24 325	24 317	27 224	28 654	29 408	30 191	30 191
zmiana	31,7%	5,3%	4,3%	3,2%	5,6%	0,0%	12,0%	5,3%	2,6%	2,7%	0,0%
EBITDA	3 083,5	3 374,5	3 463,2	3 662,7	4 178,9	4 115,1	4 957,5	5 460,9	5 613,5	5 681,1	5 681,1
marża EBITDA	15,2%	15,8%	15,5%	15,9%	17,2%	16,9%	18,2%	19,1%	19,1%	18,8%	18,8%
Amortyzacja	1 409,9	1 490,0	1 775,5	2 085,9	2 317,3	2 476,4	2 567,5	2 650,5	2 725,5	2 810,8	2 457,0
EBIT	1 673,6	1 884,5	1 687,8	1 576,8	1 861,6	1 638,8	2 390,0	2 810,3	2 888,0	2 870,3	3 224,1
marża EBIT	8,2%	8,8%	7,6%	6,8%	7,7%	6,7%	8,8%	9,8%	9,8%	9,5%	10,7%
Opodatkowanie EBIT	318,0	358,1	320,7	299,6	353,7	311,4	454,1	534,0	548,7	545,4	612,6
NOPLAT	1 355,6	1 526,4	1 367,1	1 277,2	1 507,9	1 327,4	1 935,9	2 276,4	2 339,3	2 324,9	2 611,5
CAPEX	-2 716	-3 308	-4 640	-6 058	-5 166	-4 215	-3 418	-3 079	-2 767	-2 457	-2 457
Kapitał obrotowy	-515,6	-67,9	-57,5	-45,5	-81,1	0,5	-182,7	-89,9	-47,4	-49,2	-47,4
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	-466,5	-359,4	-1 555,1	-2 740,6	-1 421,6	-410,4	903,1	1 758,2	2 250,0	2 629,6	2 564,1
WACC	10,4%	10,2%	9,6%	8,8%	8,3%	8,0%	8,2%	8,5%	9,0%	9,0%	9,2%
współczynnik dyskonta	94,4%	85,7%	78,1%	71,8%	66,3%	61,4%	56,8%	52,3%	48,0%	44,0%	44,0%
PV FCF	-440,3	-307,9	-1 215,3	-1 969,1	-943,2	-252,0	512,6	919,3	1 079,8	1 158,3	
WACC	10,4%	10,2%	9,6%	8,8%	8,3%	8,0%	8,2%	8,5%	9,0%	9,0%	9,2%
Koszt długu	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%
Stopa wolna od ryzyka	6,15%	6,15%	6,15%	6,15%	6,15%	6,15%	6,15%	6,15%	6,15%	6,15%	6,15%
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	4,9%	9,8%	21,1%	38,8%	48,6%	53,7%	50,4%	43,3%	35,0%	35,0%	30,0%
Koszt kapitału własnego	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%
Premia za ryzyko	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Beta	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Wzrost FCF po okresie prognozy	2,0%										
Wartość rezydualna (TV)	35 650										
Zdyskontowana wartość rezydualna (PV TV)	15 703										
Zdyskontowana wartość FCF w okresie prognozy	-1 458										
Wartość firmy (EV)	14 246										
Dług netto 2010	-73										
Udziałowcy mniejszościowi	507										
Należny zwrot akcyzy od strat sieciowych	85										
Ostateczna wartość Grupy Tauron	13 896										
Liczba akcji (mln)	1 752,5										
Wartość firmy na akcję (PLN)	7,93										
9-cio miesięczny koszt kapitału własnego	7,9%										
Cena docelowa	8,55										
EV/EBITDA('11) dla wyceny DCF	5,0										
P/E('11) dla wyceny DCF	12,1										
Udział TV w EV	110%										

Analiza wrażliwości

Wzrost FCF w nieskończoności

	0,0%	1,0%	2,0%	3,0%	4,0%
WACC +1,0pp	5,71	6,45	7,37	8,55	10,12
WACC +0,5pp	6,06	6,89	7,93	9,28	11,10
WACC	6,45	7,37	8,55	10,12	12,28
WACC -0,5pp	6,89	7,93	9,28	11,10	13,70
WACC -0,1,0pp	7,37	8,55	10,12	12,28	15,47

Wycena porównawcza

Wycenę mnożnikową przeprowadziliśmy dla wskaźników P/CE i EV/EBITDA w horyzoncie 2011-2013. Do grupy porównawczej wybraliśmy spółki energetyczne prowadzące swoją działalność zarówno w segmencie produkcji energii jak i dystrybucji, a także PGNiG którego model działalności jest zbliżony do profilu utility. W poniższym zestawieniu znajdują się podmioty zagraniczne oraz krajowe o dużym stopniu zróżnicowania jeśli chodzi o źródła wytwórcze (paliwa, poziom emisji, wiek mocy zainstalowanej), jak i udział poszczególnych obszarów aktywności w skonsolidowanych wynikach. W ostatecznej wycenie przyjęliśmy jednakowe wagi dla mnożników i poszczególnych lat prognozy. Dane finansowe PGE i Tauronu na potrzeby kalkulacji wskaźników korygujemy o wielkość przychodów z rekompensat KDT, które następnie dodajemy do wyceny jako zagregowany zdyskontowany przepływ pieniężny. Implikowana wartość akcji Tauronu w tej metodzie wynosi 9,53 PLN/akcję, w tym 0,33 PLN rekompensaty KDT.

	Cena	P/CE				EV/EBITDA*			
		2010	2011P	2012P	2013P	2010	2011P	2012P	2013P
EDF	29,14	4,7	5,2	4,8	4,7	5,7	6,2	5,8	5,5
E.ON AG	20,35	4,5	5,6	5,2	4,9	5,7	6,9	6,5	6,2
IBERDROLA	6,09	6,6	6,3	5,8	5,6	8,5	8,1	7,5	7,3
ENEL SPA	4,72	4,4	4,2	4,1	3,9	5,5	5,4	5,3	5,2
RWE AG	41,83	3,8	4,4	4,2	4,3	4,8	5,5	5,2	5,4
ENDESA SA	23,40	5,7	5,7	5,4	5,2	5,5	5,6	5,5	5,3
FORTUM OYJ	22,69	10,2	9,4	9,3	8,6	12,2	11,3	10,9	10,1
NATIONAL GRID PLC	6,16	8,2	7,4	6,9	6,6	10,2	9,4	8,9	8,4
CEZ	959,00	7,2	7,4	7,1	6,9	7,0	7,2	6,7	6,8
ENEA	18,88	6,5	6,0	5,5	5,1	4,0	3,6	3,1	2,9
PGNiG	4,09	6,9	6,9	5,9	5,4	6,6	6,0	4,8	4,2
PGE (bez KDT)	24,15	8,4	7,3	6,2	6,0	6,4	5,9	4,9	4,7
Maksimum		10,2	9,4	9,3	8,6	12,2	11,3	10,9	10,1
Minimum		3,8	4,2	4,1	3,9	4,0	3,6	3,1	2,9
Mediana		6,5	6,2	5,7	5,3	6,1	6,1	5,6	5,5
Tauron (bez KDT)	6,3	6,0	4,8	4,1	3,9	4,9	4,3	3,6	3,3
(premia / dyskonto) do mediany		-8,7%	-22,1%	-27,1%	-27,1%	-18,8%	-29,4%	-36,2%	-39,6%
Implikowana wycena									
Mediana		6,5	6,2	5,7	5,3	6,1	6,1	5,6	5,5
Waga wskaźnika			50,0%				50,0%		
Waga roku		0,0%	33,3%	33,3%	33,3%	0,0%	33,3%	33,3%	33,3%
Implikowana wartość TAURON (PLN)		9,20							
Zdyskontowana wartość KDT na akcję		0,33							
Implikowana wartość TAURON (PLN)		9,53							

*EV/EBITDA w oparciu o dług netto na koniec 2010

Rachunek wyników

(mln PLN)	2007	2008	2009	2010	2011P	2012P	2013P
Przychody ze sprzedaży	12 264,0	12 448,7	13 694,6	15 428,9	20 314,1	21 394,0	22 309,5
zmiana	n/a	1,5%	10,0%	12,7%	31,7%	5,3%	4,3%
w tym KDT	0,0	192,2	484,0	437,4	430,0	200,0	0,0
EBIT, w tym	186,9	347,0	1 320,8	1 399,3	1 673,6	1 884,5	1 687,8
Wydobycie	-71,5	62,9	147,0	5,9	94,4	155,0	224,9
Wytwarzanie energii	70,8	-0,7	677,1	656,2	692,7	676,7	216,9
Energetyka odnawialna	45,5	44,0	55,1	89,4	120,5	129,2	146,9
Dystrybucja energii	109,5	193,9	155,6	509,3	643,0	802,1	954,2
Segment obrotu	18,7	90,1	301,8	88,1	156,0	155,8	179,6
Pozostała działalność	-15,2	-24,6	6,6	35,4	37,0	39,5	42,1
Pozycje nieprzypisane	29,0	-24,6	-22,6	14,9	-70,0	-73,7	-76,9
EBIT	186,9	347,0	1 320,8	1 399,3	1 673,6	1 884,5	1 687,8
zmiana	n/a	85,7%	280,6%	5,9%	19,6%	12,6%	-10,4%
marża EBIT	1,5%	2,8%	9,6%	9,1%	8,2%	8,8%	7,6%
Wynik na działalności finansowej	-37,3	-96,8	-94,7	-141,7	-103,5	-140,8	-241,2
Wynik zdarzeń nadzwyczajnych	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pozostałe	0,0	0,0	0,0	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
Zysk brutto	149,6	250,3	1 226,1	1 257,3	1 569,8	1 743,5	1 446,3
Podatek dochodowy	-0,2	68,0	277,9	265,9	298,3	331,3	274,8
Udziałowcy mniejszościowi	-3,7	51,4	173,7	132,7	29,5	48,3	70,1
Zysk z działalności zaniechanej	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Zysk netto	153,5	130,8	774,4	858,7	1 242,1	1 363,9	1 101,4
zmiana	n/a	-14,8%	491,9%	10,9%	44,7%	9,8%	-19,2%
marża	1,3%	1,1%	5,7%	5,6%	6,1%	6,4%	4,9%
Amortyzacja	1 197,7	1 268,7	1 321,0	1 358,8	1 409,9	1 490,0	1 775,5
EBITDA	1 384,6	1 615,8	2 641,8	2 758,0	3 083,5	3 374,5	3 463,2
zmiana	n/a	16,7%	63,5%	4,4%	11,8%	9,4%	2,6%
marża EBITDA	11,3%	13,0%	19,3%	17,9%	15,2%	15,8%	15,5%
Liczba akcji na koniec roku (mln)	1 554,0	1 554,0	1 554,0	1 752,5	1 752,5	1 752,5	1 752,5
EPS	0,1	0,1	0,5	0,5	0,7	0,8	0,6
CEPS	0,9	0,9	1,3	1,3	1,5	1,6	1,6
ROAE	2,8%	1,2%	6,7%	6,5%	8,2%	8,4%	6,4%
ROAA	1,5%	0,6%	3,6%	3,8%	5,1%	5,3%	3,9%



Bilans

(mln PLN)	2007	2008	2009	2010	2011P	2012P	2013P
AKTYWA	20 247,7	20 823,1	22 155,5	23 430,3	24 933,9	26 933,8	29 952,7
Majątek trwały	17 387,0	17 984,2	18 475,8	18 959,1	20 265,6	22 083,6	24 948,2
Rzeczowe aktywa trwałe	16 469,7	17 098,8	17 260,6	17 524,9	18 843,1	20 673,4	23 545,1
Wartości niematerialne i prawne	285,2	533,3	824,8	970,5	958,8	946,5	939,5
Pozostałe aktywa finansowe	537,1	176,9	179,7	177,5	177,5	177,5	177,5
Pozostałe aktywa niefinansowe	84,6	61,5	58,5	123,6	123,6	123,6	123,6
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	10,4	113,6	152,2	161,8	161,8	161,8	161,8
Majątek obrotowy	2 860,7	2 839,0	3 679,7	4 471,2	4 668,3	4 850,3	5 004,5
Zapasy	267,3	395,2	536,2	408,6	812,6	855,8	892,4
Należności z tytułu dostaw	1 230,0	1 275,3	1 875,0	2 273,1	2 900,7	3 039,5	3 157,1
Pozostałe aktywa obrotowe	387,5	217,1	230,4	311,1	311,1	311,1	311,1
Aktywa przeznaczone do sprzedaży	1,7	1,7	6,0	4,4	4,4	4,4	4,4
Środki pieniężne i ich ekwiwalent*	974,2	949,7	1 032,1	1 474,0	639,5	639,5	639,5

(mln PLN)	2007	2008	2009	2010	2011P	2012P	2013P
PASYWA	20 247,7	20 823,1	22 155,5	23 430,3	24 933,9	26 933,8	29 952,7
Kapitał własny	11 026,8	11 125,9	11 858,6	14 704,8	15 689,6	16 681,1	17 509,9
Kapitał akcyjny	13 698,6	13 698,6	13 986,3	15 772,9	15 772,9	15 772,9	15 772,9
Pozostałe kapitały własne	-2 671,9	-2 572,7	-2 127,7	-1 068,1	-83,4	908,1	1 736,9
Kapitał mniejszości	2 179,3	2 219,5	2 375,1	507,2	510,2	534,9	566,4
Zobowiązania długoterminowe	4 042,7	4 098,3	4 027,4	4 070,1	4 070,1	4 737,9	6 321,6
Pożyczki i kredyty	1 535,1	1 426,2	1 179,4	1 076,2	1 076,2	1 744,0	3 327,7
Pozostałe	2 507,6	2 672,2	2 848,0	2 993,9	2 993,9	2 993,9	2 993,9
Zobowiązania krótkoterminowe	2 999,0	3 379,4	3 894,4	4 148,2	4 664,2	4 979,9	5 554,9
Pożyczki i kredyty	460,9	649,7	596,3	325,0	325,0	526,7	1 005,0
Zobowiązania handlowe	1 373,4	1 240,1	1 490,7	1 629,7	2 145,7	2 259,8	2 356,5
Pozostałe	1 164,6	1 489,5	1 807,3	2 193,4	2 193,4	2 193,4	2 193,4
Dług	1 996,1	2 075,9	1 775,7	1 401,2	1 401,2	2 270,7	4 332,7
Dług netto	1 021,8	1 126,2	743,6	-72,8	761,7	1 631,2	3 693,2
(Dług netto / Kapitał własny)	9,3%	10,1%	6,3%	-0,5%	4,9%	9,8%	21,1%
(Dług netto / EBITDA)	0,7	0,7	0,3	0,0	0,2	0,5	1,1
BVPS	7,1	7,2	7,6	8,4	9,0	9,5	10,0

*różnica w pozycji środków pieniężnych między bilansem a cash flow wynika z salda na kredycie w rachunku bieżącym

Przepływy pieniężne

(mln PLN)	2007	2008	2009	2010	2011P	2012P	2013P
Przepływy operacyjne	1 471,3	1 615,5	1 963,2	2 520,3	2 269,7	2 975,4	3 130,9
Zysk netto	153,5	130,8	774,4	858,7	1 242,1	1 363,9	1 101,4
Amortyzacja	1 197,7	1 268,7	1 321,0	1 358,8	1 409,9	1 490,0	1 775,5
Kapitał obrotowy	-130,1	-222,0	-462,7	-62,5	-515,6	-67,9	-57,5
Pozostałe	250,2	437,9	330,5	365,4	133,2	189,4	311,6
Przepływy inwestycyjne	-1 755,6	-1 514,2	-1 354,0	-1 508,5	-2 665,7	-3 272,5	-4 602,4
CAPEX	-1 819,4	-1 792,2	-1 440,3	-1 518,1	-2 716,4	-3 308,0	-4 640,1
Pozostałe	63,8	278,0	86,2	9,6	50,7	35,5	37,7
Przepływy finansowe	118,4	-95,7	-543,5	-512,9	-438,4	297,1	1 471,5
Emisja akcji	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dług	338,2	92,0	-329,3	-337,4	0,0	869,5	2 061,9
Dywidenda (buy-back)	-32,3	-33,9	-58,2	-5,6	-257,6	-372,6	-272,8
Pozostałe	-187,5	-153,9	-155,9	-169,9	-180,8	-199,8	-317,6
Zmiana stanu środków pieniężnych	-166,0	5,6	65,7	499,0	-834,5	0,0	0,0
Środki pieniężne na koniec okresu	901,4	906,9	972,7	1 471,7	637,2	637,2	637,2
DPS (PLN)	0,02	0,02	0,04	0,00	0,15	0,21	0,16
FCF	-564,7	-466,4	460,9	912,0	-446,8	-332,6	-1 509,3
(CAPEX / Przychody ze sprzedaży)	14,8%	14,4%	10,5%	9,8%	13,4%	15,5%	20,8%

Wskaźniki rynkowe

	2007	2008	2009	2010	2011P	2012P	2013P
P/E	64,1	75,2	12,7	12,9	8,9	8,1	10,1
P/CE	7,3	7,0	4,7	5,0	4,2	3,9	3,9
P/BV	0,9	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6
P/S	0,8	0,8	0,7	0,7	0,5	0,5	0,5
FCF/EV	-4,4%	-3,6%	3,6%	8,0%	-3,6%	-2,5%	-9,9%
EV/EBITDA	9,4	8,1	4,9	4,1	4,0	3,9	4,4
EV/EBIT	69,3	37,7	9,7	8,2	7,3	7,0	9,0
EV/S	1,1	1,1	0,9	0,7	0,6	0,6	0,7
DYield	0,3%	0,3%	0,6%	0,1%	2,3%	3,4%	2,5%

Cena akcji w PLN

	6,33						
Liczba akcji na koniec roku (mln)	1 554,0	1 554,0	1 554,0	1 752,5	1 752,5	1 752,5	1 752,5
MC (mln PLN)	9 836,8	9 836,8	9 836,8	11 093,6	11 093,6	11 093,6	11 093,6
Kapitał udziałowców mniej. (mln PLN)	2179,3	2219,5	2375,1	507,2	510,2	534,9	566,4
EV (mln PLN)	12 953,4	13 098,0	12 871,0	11 443,5	12 280,9	13 175,2	15 268,6



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

Departament Analiz:

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

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

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

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

Iza Rokicka tel. (+48 22) 697 47 37
iza.rokicka@dibre.com.pl
Banki

Gabriela Borowska tel. (+48 22) 697 47 36
gabriela.borowska@dibre.com.pl
Handel

Piotr Zybała tel. (+48 22) 697 47 01
piotr.zybała@dibre.com.pl
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

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

Michał Stępkowski tel. (+48 22) 697 48 25
michal.stepkowski@dibre.com.pl

Paweł Majewski tel. (+48 22) 697 49 68
pawel.majewski@dibre.com.pl

Zespół Obsługi Rynków Zagranicznych

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

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

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

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

„Prywatny Makler”

Jarosław Banasiak tel. (+48 22) 697 48 70
Dyrektor Biura Aktywnej Sprzedaży
jaroslaw.banasiak@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 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 Inwestycyjnego BRE Banku S.A.

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

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

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

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

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

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

Rekomendacje są aktualizowane przynajmniej raz na 9 miesięcy.

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

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

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

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

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

Raport nie został przekazany do emitenta przed jego publikacją.

DI BRE Banku S.A. otrzymuje wynagrodzenie od Enea, PGE za świadczone usługi.

DI BRE Banku S.A. pełnił funkcję współprowadzącego księgę popytu w Polsce dla Tauron Polska Energia S.A.

DI BRE Banku S.A. był oferującym akcje PGE w ofercie publicznej.

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 CEZ

rekomendacja	Trzymaj	Trzymaj
data wydania	2010-09-13	2010-11-29
kurs z dnia rekomendacji	131,20	124,50
WIG w dniu rekomendacji	43671,28	45641,90

Ostatnie wydane rekomendacje dotyczące Enea

rekomendacja	Trzymaj	Redukuj	Trzymaj
data wydania	2010-09-13	2010-12-03	2011-03-03
kurs z dnia rekomendacji	20,50	23,50	22,10
WIG w dniu rekomendacji	43671,28	46481,15	47326,35

Ostatnie wydane rekomendacje dotyczące PGE

rekomendacja	Kupuj	Akumuluj
data wydania	2010-09-13	2011-05-06
kurs z dnia rekomendacji	23,78	23,64
WIG w dniu rekomendacji	43671,28	49266,97

Ostatnie wydane rekomendacje dotyczące Tauron

rekomendacja	Kupuj
data wydania	2010-09-13
kurs z dnia rekomendacji	5,56
WIG w dniu rekomendacji	43671,28