

13 września 2010

Aktualizacja raportu

**Energetyka**

Polska, Czechy

**P/E'10** **12,1**  
**EV/EBITDA'10** **5,4**  
**WIG Energia** **4 098,42**

	9MTP	Rekomendacja
CEZ	140,3	Trzymaj
ENEA	21,43	Trzymaj
PGE	27,53	Kupuj
TAURON	8,87	Kupuj

	Potencjał zmiany
CEZ	140,3 6,9%
ENEA	21,43 4,5%
PGE	27,53 15,8%
TAURON	8,87 58,3%

\* ceny z zamknięcia 10.09.2010

# Energetyka

## Sentyment będzie się zmieniał

Notowania regionalnych koncernów energetycznych zachowywały się w ostatnich miesiącach gorzej od szerokiego rynku, co miało w dużym stopniu związek z obawami inwestorów o podaż akcji (PGE, CEZ). Dobre jakościowo wyniki za 2Q, szanse na wzrost cen energii w przyszłym roku (nie dotyczy to CEZ ze względu na hedging) oraz duże zainteresowanie prywatyzacją Enei powoli zmieniają jednak sentyment do sektora. Podtrzymujemy naszą opinię, iż największy potencjał wzrostu oferują obecnie PGE (najlepsza ekspozycja na ewentualny wzrost cen prądu) oraz Tauron (według naszych szacunków segment wytwórczy w tym koncernie generujący rocznie 1 mld PLN EBITDA jest obecnie wyceniony przez rynek na „0”). Po ostatnich wzrostach obniżamy rekomendację dla Enei (z akumuluj na trzymaj). Utrzymujemy neutralne nastawienie do akcji CEZ.

### Większa rola giełdy energii w Polsce

Wprowadzenie obowiązku sprzedaży części produkowanej energii przez giełdę oraz deklaracja ugiędownienia całego wolumenu przez PGE może oznaczać nie tylko ustanowienie przejrzystego benchmarku cenowego, ale również usprawnienie negocjacji taryfowych z URE, który dzisiaj kwestionując rynkowe ceny hurtowe obniża zyski polskich giełdowych koncernów o ponad 400 mln PLN rocznie. Potwierdzeniem realizacji tego scenariusza może być obserwowany już od kilku miesięcy znaczny wzrost wolumenów na TGE i POEE, zarówno jeśli chodzi o rynek spotowy (+75%), jak i terminowy (transakcje na TGE na 3,9 TWh z dostawą na przyszły rok).

### Bilans rynku- spadek rezerwy w latach 2013-14

Obecnie polskie koncerny energetyczne rozpoczynają realizację ogromnego programu inwestycyjnego. Według naszych szacunków istotnego wzrostu mocy zainstalowanej można się jednak spodziewać dopiero w 2015-16 roku, co oznacza że po uwzględnieniu planowych wyłączeń i wzrostu popytu możemy mieć w Polsce do czynienia ze znacznym spadkiem rezerwy mocy w latach 2013-14 (presja na ceny) przy braku wystarczających mocy przesyłowych na interkonektorach.

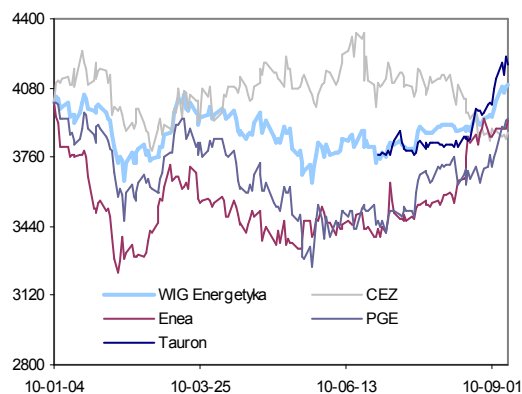
### Dystrybucja- stabilny wzrost zysków w polskich koncernach

Segment dystrybucyjny będzie w najbliższych latach stanowił źródło stabilnego wzrostu wyników w PGE, Enei i Tauronie, które dochodząc w perspektywie 6 lat do pełnego zwrotu z WRA poprawią EBIT w tym obszarze nawet dwukrotnie. W przypadku CEZ takiego dopasowania można oczekiwać tylko dla aktywów w Bułgarii i Albanii.

### Pakiet klimatyczny- nowe pomysły

Dyskutowany obecnie w Niemczech pomysł nałożenia na tamtejsze elektrownie atomowe podatku klimatycznego (22 EUR/MWh) w zamian za możliwość wydłużenia okresu ich funkcjonowania może oznaczać, że funkcjonujący dotychczas podział na „czystych i brudnych” producentów energii będzie miał znacznie mniejszy wpływ na ich wyceny rynkowe. Zwracamy ponadto uwagę, że oczekiwany wzrost cen energii w 2013 roku w Niemczech może paradoksalnie przynieść rozszerzenie marż spółek energetycznych w krajach korzystających z derogacji. Obowiązek przeznaczenia tych profitów na inwestycje zwiększające efektywność nie umniejsza pozytywnego wymiaru takiego scenariusza.

### Kurs akcji WIG Energia na tle CEZ, Enea, PGE i Tauron

**Kamil Kliszc**

(48 22) 697 47 06

kamil.kliscz@dibre.com.pl

www.dibre.com.pl

	P/E 2010P	P/E 2011P	EV/EBITDA 2010P	EV/EBITDA 2011P	P/BV
CEZ	9,6	9,1	6,5	6,1	2,02
ENEA	13,8	13,4	5,0	4,8	0,97
PGE	14,2	11,8	6,1	5,4	1,29
TAURON	10,8	10,6	4,1	3,8	0,71

\* wskaźniki uwzględniają podwyższenia kapitału w PGE i TAURONIE

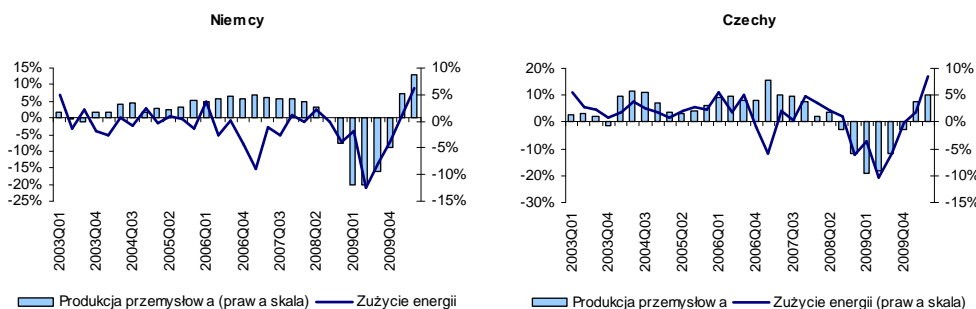
## Rynek energii w Europie Środkowo-Wschodniej

- Systematyczna odbudowa rynku energii w regionie wraz z rosnącą produkcją przemysłową oraz korzystnymi warunkami pogodowymi (dynamika roczna w 2Q sięgała 6-8%)
- Wzrost zapotrzebowania na razie bez istotnego wpływu na ceny na giełdzie EEX w związku z wysoką podażą energii ze źródeł odnawialnych w Niemczech i nadal niskimi cenami gazu
- Rewizja naszych dotychczasowych długoterminowych prognoz cen energii raczej kosmetyczna i związana ze zmianami kursów walutowych

### Odbicie na wolumenach bez wpływu na ceny

Kryzys na europejskim rynku energetycznym rozpoczął się na przełomie 3Q i 4Q 2008 roku i był dokładnie skorelowany z załamaniem produkcji przemysłowej. Nie jest więc zaskoczeniem, że wyraźny wzrost aktywności gospodarczej obserwowany w 2010 roku bezpośrednio przekłada się na zużycie energii. W pierwszym kwartale dodatkowym czynnikiem wspierającym konsumpcję prądu była surowa zima, ale już w 2Q przy znacznie mniejszym udziale czynników pogodowych dynamiki popytu na energię w ujęciu r/r sięgały w państwach regionu 6-8%, co pokrywało się z odczytami na produkcji przemysłowej. Oczywiście tak wysokie wzrosty w porównaniu do 2009 roku w kontekście obserwowanego ożywienia gospodarczego nie powinny stanowić wielkiego zaskoczenia i należy je analizować przez pryzmat zaniżonej przez kryzys bazy odniesienia (przykładowo w Niemczech w ubiegłym roku zużycie energii spadło aż o 6,5%). Nawet bowiem przy utrzymaniu dotychczasowych tendencji w kolejnych miesiącach w Czechach i Niemczech tegoroczne zużycie prądu będzie niższe od szczytowych poziomów z lat 2007-08.

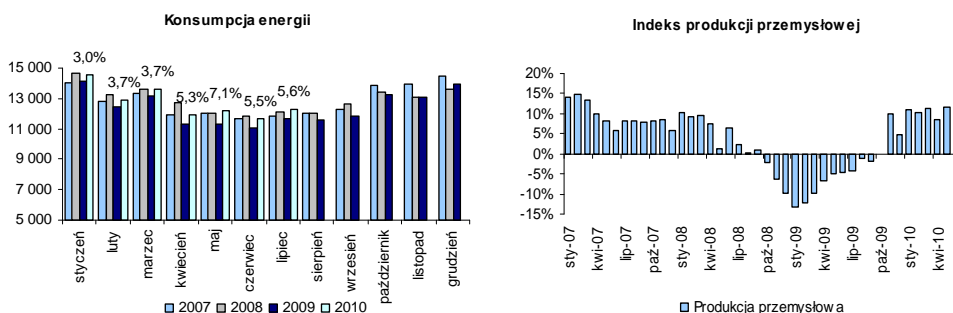
### Dynamika zużycia energii elektrycznej w Niemczech i Czechach na tle indeksu produkcji przemysłowej



Źródło: Eurostat

Na rynku polskim sytuacja jest nieco bardziej korzystna, gdyż wiele wskazuje na to że zapotrzebowanie na energię w tym roku może być tylko nieznacznie niższe (około 1%) od rekordowego poziomu z 2008 roku. Oczywiście na te dane należałoby również nałożyć filtr uwzględniający różnice pogodowe r/r (choćby ewidentny efekt zimniejszego maja), gdyż takie odczyty mogą stanowić zawyżoną bazę w przyszłym roku. Kluczowym parametrem, który będzie determinował popyt na prąd w przyszłych latach w całym regionie będzie jednak stan koniunktury gospodarczej, która nadal pozostaje niepewna. Wątpliwości co do trwałości obserwowanego ożywienia to właśnie główna przyczyna braku wzrostu cen energii na giełdach europejskich, mimo rosnącego popytu.

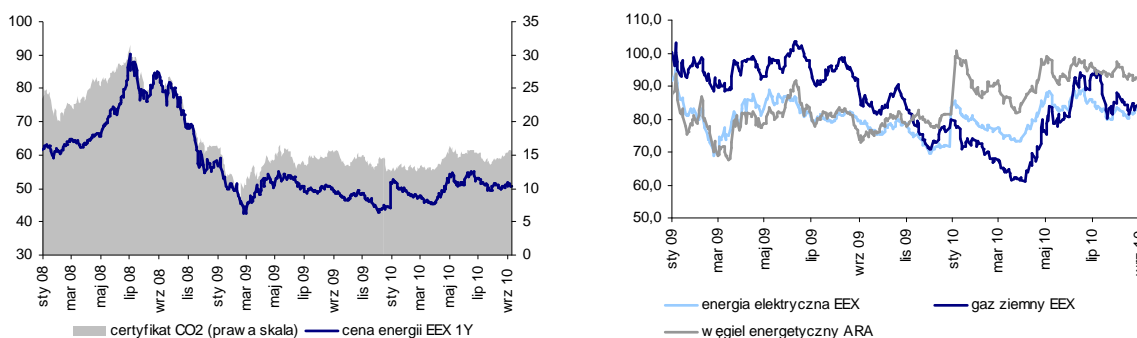
### Konsumpcja energii elektrycznej w Polsce i dynamika produkcji przemysłowej



Źródło: GUS, PSE

Notowania kontraktów na dostawy energii w 2011 roku odbiły co prawda od kwietniowego minimum o ponad 10%, ale praktycznie od maja poruszają się w przedziale 50-55 EUR/MWh (w ostatnich tygodniach bliżej dolnego ograniczenia). Tendencje te odbiegają od trendów obserwowanych na głównych rynkach towarowych takich jak miedź, ropa, a nawet węgiel energetyczny, co ma przede wszystkim związek z tym, iż w przypadku tych surowców głównym motorem wzrostu cen jest popyt na rynku azjatyckim. Oczywiście ze względu na specyfikę rynku energii trudno oczekiwać korelacji giełdy EEX z koniunkturą w Chinach, co w krótkim terminie negatywnie wpływa na benchmarkową marżę europejskich elektrowni węglowych (clean dark spread liczony na bazie cen spotowych w Niemczech jest obecnie ujemny). Na razie takie relacje cenowe nie powodują jednak strukturalnych problemów sektora, gdyż zdecydowana większość wolumenów sprzedaży została zabezpieczona w poprzednim roku (największe spółki energetyczne obecnie mają już zakontraktowane około 80-90% produkcji na rok 2011). Utrzymywanie się cen węgla na rynkach światowych na obecnych poziomach również w przyszłym roku będzie już jednak wywierało istotną presję na ceny energii kontraktowanej na rok 2012. Dodatkowym czynnikiem wspierającym notowania prądu może być też cena gazu, która z uwagi na rosnącą wagę w koszyku europejskim gazu rosyjskiego z cennikiem indeksowanym do notowań ropy będzie w coraz większym stopniu podążać za notowaniami Brent. Ostatecznie wszystko będzie zależało od warunków makroekonomicznych, a zwracamy uwagę że w naszych prognozach uwzględniamy realizację konserwatywnego scenariusza.

### Ceny terminowe energii w Niemczech (EEX) w EUR/MWh na tle cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> oraz notowań węgla i gazu (styczeń 2008=100)

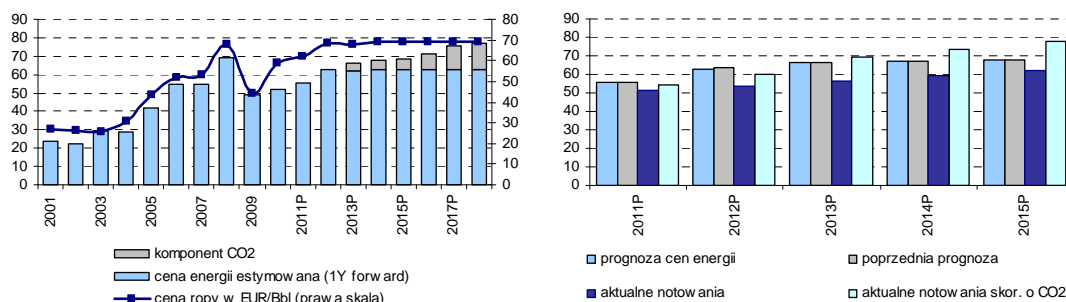


Źródło: Eurostat, Bloomberg

### Aktualizacja długoterminowych prognoz

W naszych długoterminowych prognozach cen energii tradycyjnie opieramy się na dotychczasowej ich korelacji z cenami ropy naftowej. Z uwagi na perspektywę wdrożenia postanowień pakietu klimatycznego z początkiem 2013 roku nasza estymacja uwzględnia komponent wynikający z wyższych kosztów związanych z zakupem certyfikatów CO<sub>2</sub>. Zakładamy, że do roku 2020 oczekiwany wzrost cen praw do emisji dwutlenku węgla (prognozy Komisji Europejskiej mówią o cenie 40 EUR/t) w całości zostanie przełożony na ceny energii w związku z wygasaniem darmowego przydziału tych certyfikatów. W stosunku do naszego ostatniego raportu dokonaliśmy kosmetycznych zmian w prognozach cen energii EEX (odchylenia nie przekraczają +/-1%). W związku z aktualizacją zakładanych kursów walutowych niewielkie korekty wprowadziliśmy również w przypadku efektywnych cen realizowanych przez CEZ i polskie spółki energetyczne. Poniżej przedstawiamy nasze nowe prognozy na tle aktualnych notowań kontraktów terminowych na giełdzie EEX na lata 2011-16. Odchylenie negatywne, podobnie jak w przypadku poprzedniego raportu, można wyjaśnić kwestią przyjętych założeń dotyczących cen praw do emisji CO<sub>2</sub>. Aktualnie certyfikaty te są wyceniane na rynku na poziomie około 15 EUR/t, podczas gdy w naszych szacunkach w związku z perspektywą wdrożenia pakietu klimatycznego zakładamy ich wzrost do poziomu 30 EUR/t w 2013 roku, co powinno znaleźć odzwierciedlenie w cenach energii (zwracamy uwagę, że certyfikat kupiony dzisiaj może być wykorzystany w kolejnych latach, więc producenci mogą w ten sposób zabezpieczać ten koszt po bieżącej niskiej cenie).

## Nowa prognoza cen energii vs. poprzednie założenia i aktualne notowania na EEX\*



\*prognozy i notowania cen energii dotyczą kontraktu terminowego 1Y (przykładowo prognoza 2010P dotyczy kontraktu na sprzedaż energii w roku 2011)

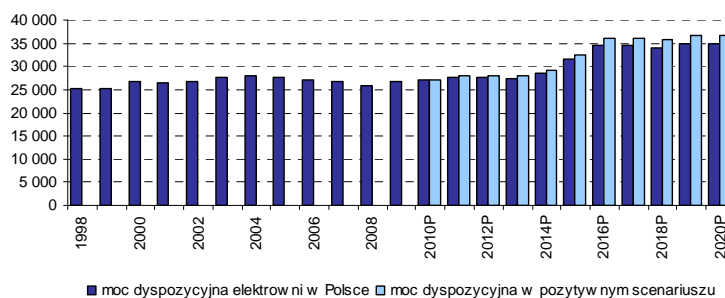
Źródło: Bloomberg, szacunki DI BRE

## Bilans rynku energii w Polsce- perspektywy

- Istotne napięcie na polskim rynku energetycznym pojawiło się w 2008 roku kiedy przy rekordowym popycie i większej liczbie nieplanowanych przestoju rezerwa mocy spadła do poziomu najniższego w historii (7% szczytowego zapotrzebowania)
- Kryzys i spadek konsumpcji poprawił bilans na rynku, a planowane na przyszły rok uruchomienie nowego bloku w Bełchatowie powinno stanowić zabezpieczenie na wypadek dalszego wzrostu popytu na prąd
- Analiza harmonogramu inwestycji w polskim sektorze energetycznym oraz planowanych wyłączeń starych bloków wskazuje, że bardzo napięta sytuacja między popytem i podażą może się pojawić ponownie w latach 2013-14
- Gwałtowne obniżenie rezerwy mocy przy nadal ograniczonych mocach przesyłu transgranicznego może oznaczać wzrost cen energii

Kwestia bilansu polskiego rynku energii była już wielokrotnie poruszana, aczkolwiek naszym zdaniem warto się temu zagadnieniu przyrzeć ponownie uwzględniając najbardziej aktualne plany inwestycyjne spółek z sektora w zestawieniu z nowymi prognozami zużycia energii skorygowanymi o efekt kryzysu. Uproszczony obraz krajowego rynku na przestrzeni ostatnich lat można opisać jako systematyczny wzrost popytu przy znacznie wolniejszym tempie rozbudowy mocy zainstalowanej (tylko dwa nowe bloki w Elektrowni Pątnów i Elektrowni Łagisza), co bezpośrednio wpływało na spadek rezerwy mocy systemu, 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 kryzysowe załamanie zapotrzebowania na moc, co pozwoliło na znaczne odciążenie systemu. Tegoroczne dane PSE wskazują jednak, że popyt wrócił już do poziomów sprzed kryzysu i choć częściowo sprzyjały temu na pewno warunki pogodowe, powraca temat zbilansowania polskiego rynku energii w perspektywie najbliższych kilku lat.

## Dyspozycyjna moc elektrowni w Polsce w dwóch scenariuszach\*

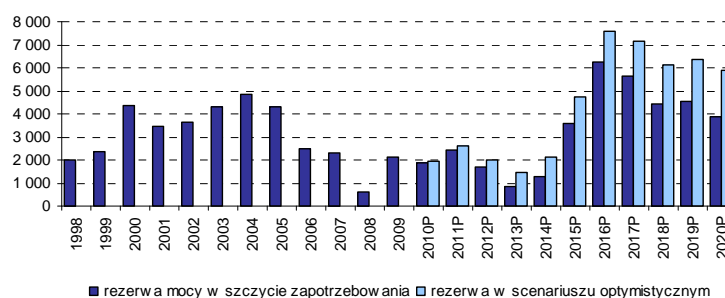


\*pierwszy scenariusz uwzględnia nasze bazowe szacunki dotyczące rozwoju nowych mocy wytwórczych, a w optymistycznym scenariuszu zakładamy terminową realizację nowych elektrowni wiatrowych wg ankiet PSE

Źródło: PSE, szacunki DI BRE

Oczywiście wszelkiego rodzaju kalkulacje związane z bilansowaniem popytu i podaży na rynku energetycznym są wrażliwe z jednej strony na założenia dynamiki konsumpcji (bezpośrednio skorelowanej z PKB i produkcją przemysłową oraz możliwymi „zaburzeniami pogodowymi”), a z drugiej na terminową realizację planów inwestycyjnych spółek energetycznych. W naszych analizach przedstawiamy dwa następujące scenariusze: pierwszy opiera się na harmonogramie budowy nowych elektrowni zbudowanych na podstawie zapowiedzi poszczególnych koncernów i prognozie wzrostu zapotrzebowania na moc przygotowanej przez PSE na potrzeby ENTSO (CAGR +2,4% w latach 2010-15 i +2,1% w latach 2015-20), drugi scenariusz różni się natomiast tym, iż w pełni uwzględniamy w nim planowane uruchomienia farm wiatrowych (5,3 GW mocy wiatrowych według ankiety PSE w perspektywie 2015 roku). Drugi scenariusz określamy jako optymistyczny, gdyż obecnie obserwujemy znaczące opóźnienia w realizacji nowych projektów wiatrowych i poszczególne spółki raczej weryfikują dotychczasowe plany. Aktualny stan mocy zainstalowanej w turbinach wiatrowych w Polsce to 914 MW, tak więc uruchomienie 4,4 GW w nowych farmach wiatrowych w ciągu 4 lat mimo gigantycznej liczby wniosków o przyłączenie do sieci uważamy za mało realne (potwierzeniem tego może być fakt iż w planach rocznych na latach 2011-12 PSE zakłada wzrost mocy zainstalowanej w tej kategorii tylko o około 500 MW rocznie).

### Rezerwa mocy przy szczytowym zapotrzebowaniu\* w dwóch scenariuszach\*\*



\*zakładamy wzrost zapotrzebowania według prognoz PSE przygotowanych dla ENTSO

\*\*pierwszy scenariusz uwzględnia nasze bazowe szacunki dotyczące rozwoju nowych mocy wytwórczych, a w optymistycznym scenariuszu zakładamy terminową realizację nowych elektrowni wiatrowych wg ankiet PSE

Źródło: PSE, szacunki DI BRE

Z przeprowadzonych przez nas kalkulacji (przedstawionych na powyższym wykresie) wynika, że niezależnie od scenariusza najbardziej napiętej sytuacji na polskim rynku energetycznym można spodziewać się w latach 2012-14, kiedy planowane są wyłączenia kilku bloków (Elektrownia Turów, Elektrownia Halemba, Elektrownia Łagisza), a nie będzie jeszcze większych uruchomień których znaczący wzrost może pojawić się najwcześniej w 2014 roku (szczyt przyłączania nowej mocy zainstalowanej przypada według obecnego harmonogramu na lata 2015-16). Niewiele się również w tym okresie zmieni jeśli chodzi o połączenia międzysystemowe, które w tej chwili zapewniają w kanale importowym moce przesyłowe na poziomie 820 MW. Obecnie planowane są inwestycje w tym zakresie, które umożliwią zwiększenie tego potencjału do 1,9 GW w perspektywie 2015 roku (przesuwniki fazowe na połączeniu synchronicznym DE/CZ/SK), ale zakończenie tego projektu jest zaplanowane dopiero za 4-5 lat. W tym kontekście nie jest wykluczone, że malejąca rezerwa mocy w latach 2012-14 będzie wpływać na wzrost cen energii w Polsce i istotnie wspierać rentowność istniejących instalacji. W naszych modelach wyceny nie zakładamy jednak takiego scenariusza, przyjmując do prognoz bardziej konserwatywne parametry makroekonomiczne.

## Pakiet klimatyczny- wpływ na sektor

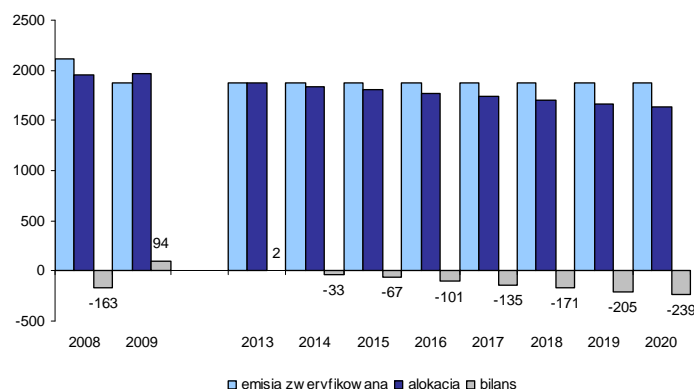
- Pakiet klimatyczny przy derogacjach przyznanych m.in. Polsce i Czechom może w pierwszych latach obowiązywania paradoksalnie pozytywnie wpływać na marże koncernów energetycznych w tych krajach przez wzrost cen energii powiązany z EEX
- Profity z darmowych certyfikatów muszą być wykorzystywane na inwestycje w poprawę efektywności, co przy obecnych ogromnych planach inwestycyjnych polskich koncernów nie będzie na pewno problemem
- Premia dla „czystych” wytwórców może nie być taka oczywista jak obecnie w kontekście różnych propozycji zmian administracyjnych uwarunkowań dla sektora (np. pomysł podatku klimatycznego dla elektrowni jądrowych)

### Przypomnienie założeń pakietu klimatycznego

Według ustaleń pakietu klimatycznego przyjętych przez państwa członkowskie UE w grudniu

2009 roku, wytwórcy energii będą musieli kupować 100% uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na aukcjach, począwszy od 2013 roku. Uprawnienia na aukcjach będą wystawiane przez poszczególne państwa, a co najmniej 50% środków uzyskanych ze sprzedaży certyfikatów ma być przeznaczane na inwestycje obniżające emisję dwutlenku węgla (w tym budowa wysoko efektywnych elektrowni, instalacji CCS), zwiększanie efektywności energetycznej, zwiększanie zalesienia oraz instalacje OZE. Głównym założeniem tego programu jest obniżenie emisji dwutlenku węgla we Wspólnocie o 21% w stosunku do poziomu z roku 2005 (całkowita pula uprawnień ma zmniejszać się liniowo w okresie 2013-20 o 1,74% rocznie z 1,9 mld ton do 1,7 mld ton). Jednocześnie KE uwzględniła postulaty niektórych krajów członkowskich, w tym Polski i Czech, dotyczące ustalenia okresu przejściowego dla producentów energii elektrycznej w tych państwach pod warunkiem spełnienia jednego z trzech kryteriów (m.in. poziom PKB per capita z 2006 roku poniżej 50% średniej UE oraz uzależnienie sektora od jednego paliwa kopalnego powyżej 30%, a także niski poziom integracji systemu przesyłowego z siecią połączeń wzajemnych zarządzaną przez UCTE). W ramach uzyskanej w ten sposób derogacji państwa te w 2013 nadal będą mogły przyznawać darmowe uprawnienia, ale stanowiące jedynie 70% całkowitej puli emisji. Wskaźnik ten będzie malał jednak do zera w perspektywie 2020 roku. Podstawą przydziału darmowych certyfikatów mogą być średnie emisje historyczne z okresu 2005-07 bądź wskaźniki emisji ważone rodzajem paliwa. Na razie nie ma jeszcze szczegółowych rozporządzeń wykonawczych, ale wszystko wskazuje na to że aukcje uprawnień będą organizowane wspólnie przez państwa członkowskie i cena certyfikatów CO<sub>2</sub> będzie rynkowa i jednakowa dla uczestników ze wszystkich krajów. Prawo do uczestnictwa w aukcjach oprócz przedsiębiorstw energetycznych będą miały instytucje finansowe, firmy zajmujące się handlem surowcami, jak również osoby fizyczne. Szeroki dostęp do aukcji powinien zagwarantować później płynność na rynku wtórnym gwarantującą odpowiednią wycenę uprawnień. Planuje się, że uprawnienia na II fazę handlu EU ETS (2013-20) będzie można kupić jeszcze przed jej startem poprzez tzw. wcześniejsze aukcje (instrumenty futures w ramach istniejących giełd).

### Szacunkowy bilans emisji CO<sub>2</sub> w UE po wdrożeniu pakietu klimatycznego

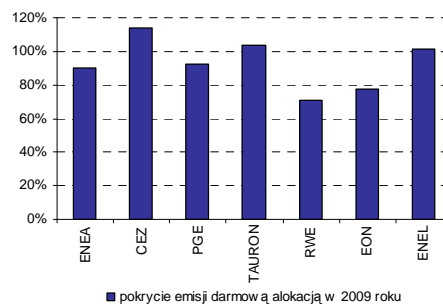
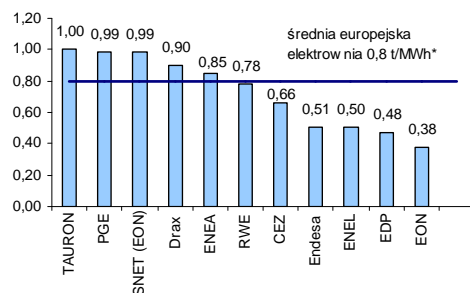


Źródło: KE, KASHUE, szacunki DI BRE

### Ceny uprawnień, a ceny energii

W związku z planowaną strukturalną zmianą rynku energetycznego bardzo trudno jest dzisiaj prognozować ceny certyfikatów CO<sub>2</sub> po roku 2012. Jeszcze niedawno Komisja Europejska zakładała w swoich analizach, że wejście w życie pakietu klimatycznego może doprowadzić do wzrostu notowań uprawnień nawet do 40 EUR/t. W międzyczasie przyszedł jednak światowy kryzys gospodarczy, który wpłynął na spadek zapotrzebowania na energię (spadek produkcji przemysłowej ogółem- energetyka stanowi 55% w całkowitej emisji UE) i obniżenie emisji dwutlenku węgla, co bezpośrednio przełożyło się również na notowania (nie tylko poprzez spadek popytu, ale także przez wzrost podaży uwolnionych certyfikatów przy niższej o 11% zweryfikowanej emisji). W tym kontekście budowanie scenariusza dla cen uprawnień po wejściu w życie postanowień pakietu klimatycznego musi uwzględniać nie tylko zakładany stopniowy spadek limitu emisji dla UE, ale również oczekiwany stan globalnej gospodarki. Powyżej przedstawiamy wykres ilustrujący bilans uprawnień (alokacja vs. emisja) w latach 2008-09 oraz oczekiwany deficyt uprawnień liczony do poziomu emisji z roku 2009 (na podstawie szacunkowych limitów oszacowanych przez Krajowego Administratora Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji- KASHUE). W rzeczywistości rzeczywisty deficyt będzie z jednej strony zwiększany przez ewentualny wzrost produkcji przemysłowej (dane za rok odzwierciedlają recesyjny stan gospodarki), a z drugiej obniżany przez inwestycje obniżające emisyjność. Wszystko wskazuje jednak na to, że przynajmniej w pierwszych latach obowiązywania pakietu klimatycznego będziemy obserwować presję na ceny certyfikatów.

## Struktura produkcji wg paliw i emisyjność CO<sub>2</sub> oraz wskaźnik pokrycia emisji darmowymi uprawnieniami w ramach alokacji NAP II \*\*



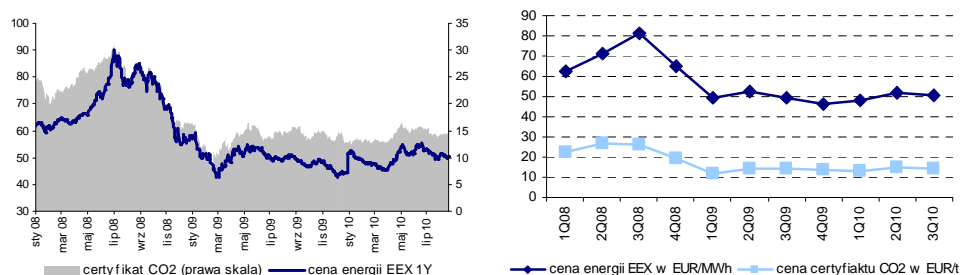
\*szacunki CEZ

\*\*wskaźnik emisji na podstawie produkcji energii brutto (wcześniej dla polskich koncernów kalkulacje opieraliśmy na podstawie produkcji energii netto)

Źródło: Spółki, PWC, opracowanie DI BRE

Z punktu widzenia branży energetycznej oprócz samej ceny certyfikatu ważne będzie także to, w jakim stopniu zostanie ona odzwierciedlona w cenie energii. Dotychczasowe obserwacje rynku niemieckiego wskazują, że korelacja tych parametrów jest bardzo wysoka (na bazie danych kwartalnych w latach 2008-10 sięga 95%), co oznacza że wytwórcy prądu praktycznie w całości przenoszą koszty uprawnień na odbiorców. Oczywiście taki system premii czystych wytwórców, którzy generują dzięki temu wyższą jednostkową marżę. Obecnie według szacunków CEZ średni poziom emisyjności europejskich elektrowni wynosi około 0,8 tony na MWh, aczkolwiek biorąc pod uwagę plany inwestycyjne największych koncernów energetycznych można zakładać że ten parametr będzie systematycznie spadał. W tym kontekście w przyszłości koszt CO<sub>2</sub> nie musi być w pełni przenoszony na cenę prądu, co będzie osłabiać konkurencyjność „brudnych” wytwórców. Taki scenariusz może być jednak zakłócony przez różnego rodzaju decyzje administracyjne i modyfikacje samego pakietu klimatycznego. Przykładem takich działań może być chociażby pomysł opodatkowania paliwa nuklearnego, jaki jest obecnie dyskutowany w Niemczech. Tamtejszy rząd uważa bowiem, że po wprowadzeniu pakietu klimatycznego zeroemisyjne elektrownie jądrowe będą realizować ponadprzeciętne zyski ze względu na wzrost cen energii i powinny to „oddać” w formie podatku w wysokości 22 EUR/MWh w zamian za zgodę na wydłużenie okresu funkcjonowania tych instalacji. Bez wątplenia takie rozwiązanie oznaczałoby efektywnie utrzymanie wysokiej korelacji cen CO<sub>2</sub> i energii.

## Ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na tle notowań energii EEX



Źródło: Bloomberg

## Derogacje- wsparcie sektora energetycznego

System derogacji przysługujący niektórym państwom członkowskim (w tym Polsce i Czechom) przyjęty w ramach negocjacji pakietu klimatycznego stanowić ma instrument zapobiegający skokowym wzrostom cen energii od 2013 roku w tych krajach. Instalacje wytwórcze nie będą musiały od razu kupować wszystkich uprawnień na aukcjach, a ten obowiązek począwszy od 30% będzie wzrastał stopniowo (tempo jego zwiększania pozostawiono w gestii rządów poszczególnych krajów). W naszej opinii nie oznacza to jednak, że elektrownie zrezygnują z podwyżek cen energii w tych krajach podczas gdy na sąsiednich rynkach ceny będą windowane przez pełny aukcjonowanie CO<sub>2</sub> (przykładem mogą być połączenia międzysystemowe pomiędzy Niemcami i Czechami). W efekcie przy braku innych mechanizmów administracyjnych ograniczających ruchy cen (nie ma obecnie żadnych tego typu pomysłów bo ich realizacja w warunkach liberalizacji rynku wydaje się niemożliwa do wprowadzenia) system derogacji będzie stanowił po prostu wsparcie dla sektora, a nie odbiorców prądu. Oczywiście dodatkowe profity spółek wytwórczych z darmowych uprawnień zgodnie z dyrektywą będą musiały być

przeznaczone na inwestycje w poprawę efektywności elektrowni i obniżanie emisji, ale w kontekście zaplanowanych ogromnych nakładów inwestycyjnych w koncernach z naszego regionu nie powinno być z tym problemu. W pierwszych latach funkcjonowania pakietu klimatycznego z punktu widzenia rachunku wyników PGE, CEZ czy Tauron mogą paradoksalnie być beneficjentami wdrażanych rozwiązań, które dzisiaj są odbierane jako główne ryzyko dla wyników po 2012 roku. Dodatkowo umiejętne prowadzenie procesów inwestycyjnych może uchronić „brudnych” wytwórców przez utratą konkurencyjności na bardziej ekologicznym rynku po 2020 roku.

## Segment dystrybucji- kto zyska najwięcej

- **Działalność dystrybucyjna w Polsce i Czechach opiera się na wynagradzaniu aktywów zaangażowanych w przesył energii poprzez mechanizm regulowanego zwrotu z WRA (RAB), aczkolwiek różna polityka taryfowa różnicuje zyski koncernów energetycznych z tych krajów**
- **W przypadku CEZ zysk operacyjny w tym obszarze praktycznie pokrywa się z teoretyczną kalkulacją opartą na WACC, natomiast w przypadku polskich spółek taki stan zostanie osiągnięty dopiero za 5-6 lat**
- **Największy potencjał wzrostu zysków według modelu dochodzenie do pełnego zwrotu z WRA ustalonego przez URE ma naszym zdaniem Tauron (+163%). Obecnie udział segmentu dystrybucji w skonsolidowanym EBIT tej Spółki wynosi 31%, a udział w EV aż 75%**
- **Zmiana zasad rachunkowości w Polsce w zakresie księgowania opłat przyłączeniowych w przychodach (CEZ dokonał tej zmiany rok wcześniej), co oznacza wsparcie zysków segmentu od 50 do 90 mln PLN rocznie (dotychczas te gotówkowe płatności były amortyzowane tak jak dotacje)**
- **Okresowy problem z rentownością segmentu dystrybucji w Czechach w związku z dynamicznym rozwojem elektrowni solarnych i obowiązkiem zakupu tej energii przez operatorów - negatywny wpływ na tegoroczny EBIT CEZ szacujemy na ponad 2 mld CZK**

Segment dystrybucji energii elektrycznej teoretycznie wydaje się dość prostym do analizy obszarem działalności zarówno ze względu na charakter świadczonych usług (wynajem przepustowości w posiadanej infrastrukturze przesyłowej), jak i formułę generowania przychodów (jako naturalny monopol funkcjonuje w oparciu o taryfy zakładające określony zwrot z aktywów przesyłowych). Jednak ze względu na specyfikę poszczególnych systemów regulacyjnych warto naszym zdaniem jeszcze raz przypomnieć najważniejsze aspekty tego obszaru różnicujące poszczególne spółki z regionu. Modele wyznaczania taryf są w swoich założeniach w poszczególnych krajach podobne, a więc przychód regulowany jest kalkulowany w oparciu o sumę kosztów operacyjnych, podatków od nieruchomości dystrybucyjnych, kosztów strat sieciowych, opłat przesyłowych pobieranych przez operatora krajowego, amortyzacji oraz zwrotu z zaangażowanych aktywów ( $WRA \cdot WACC$ ), który powinien być zbliżony do raportowanego przez dany podmiot zysku operacyjnego. Zestawienie przedstawione w poniższej tabeli wskazuje, że obecnie najbliższym takiemu modelowemu rozwiązaniu jest rynek czeski, gdzie zwrot z regulacyjnej bazy aktywów dystrybucyjnych spółki koncernu CEZ jest porównywalny z parametrem WACC wyznaczonym przez regulatora. W przypadku Polski czy Bułgarii odchylenia są znaczące i wskazują, że WRA w tych krajach nie podlega jeszcze pełnemu wynagrodzeniu, ale wiadomo już że ta sytuacja będzie się zmieniać w kolejnych latach na korzyść spółek energetycznych. Według naszych szacunków kompromis zawarty między polskimi spółkami z sektora i URE w ubiegłym roku oznacza (szczegółowo nową metodologię przypominamy poniżej), że wartość przychodów dystrybucyjnych będzie systematycznie wzrastać i poziom 100% zwrotu z wyznaczonego WRA będzie osiągnięty w latach 2016-17. Przełoży się to bezpośrednio na wyraźne zwiększenie zysków generowanych w tym obszarze (przykładowo w przypadku Tauronu EBIT powinien teoretycznie wzrosnąć ponad 2,5 krotnie), na co nie można już liczyć w przypadku CEZ, gdzie dodatkowo w tym roku rentowność segmentu komplikuje kosztowny obowiązek zakupu energii słonecznej nie w pełni uwzględniony w taryfach (szerzej tę kwestię opisujemy w dalszej części tego rozdziału).

**Podstawowe wskaźniki dla segmentu dystrybucji w spółkach sektora**

	WRA	EBIT*	zwrot z WRA	regulacyjny WACC	docelowa WRA**	docelowy EBIT	upside	udział segmentu w EV***	udział dystrybucji w EBIT
PGE	12 900	591	4,6%	10,5%	12 900	1 355	129%	22%	14%
Tauron	9 836	392	4,0%	10,5%	9 836	1 033	163%	75%	31%
ENEA	5 485	341	6,2%	10,5%	5 485	576	69%	63%	76%
CEZ (Czechy) mln CZK	62 000	4 624	7,5%	7,9%	69 400	5 499	19%		
CEZ (Rumunia) mln CZK	10 361	1 459	14,1%	10,0%	10 361	1 036	-29%	15%	9%
CEZ (Bułgaria) mln CZK	7 295	468	6,4%	12,0%	8 061	967	107%		
CEZ (Albania)	5377	-804	-	-	-	-	-		

\*w przypadku polskich spółek prognoza EBIT 2010, a w przypadku CEZ dane za rok 2008 (prognozujemy łączny wynik segmentu dystrybucji i sprzedaży)

\*\*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 i inwestycje netto (wartość ta odnoszona jest do bieżącej wartości EV spółek)

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

Specyfika otoczenia w jakim funkcjonują poszczególne spółki dystrybucyjne powinna bezpośrednio przekładać się na rynkową wycenę ich aktywów. Teoretycznie w modelowym wariancie ( $EBIT = WACC * WRA$ ) waluacja segmentu (EV) powinna być zbliżona do wartości regulacyjnej aktywów (CEZ). Dla polskich koncernów konieczne jest przyłożenie dyskonta do WRA z uwagi na perspektywę kilkuletniego okresu dochodzenia do pełnego wynagrodzenia posiadanych aktywów. Do naszych kalkulacji posłużyliśmy się uproszczonym modelem DCF, w którym na wolne przepływy składa się EBIT pomniejszony o podatek i inwestycje netto. W efekcie uzyskaliśmy średni poziom dyskonta do aktualnego WRA na poziomie około 20%. Następnie porównaliśmy te szacunkowe wyceny do aktualnej wartości poszczególnych koncernów ( $EV = Mcap + \text{dług netto} + \text{kapitały mniejszości}$ ). Zestawienie to wskazuje, że o ile w przypadku CEZ udział teoretycznej wartości dystrybucji jest zbliżony do udziału tego segmentu w skonsolidowanym zysku operacyjnym, to w przypadku polskich koncernów zauważamy wyraźną dysproporcję między tymi wielkościami. Odchylenie to może wynikać albo ze znacznego dyskonta przykadanego przez rynek w wycenie pozostałych obszarów działalności albo braku wiary inwestorów w realizację założonej ścieżki dojścia do pełnego zwrotu z WRA. W związku z tym w dalszej części raportu zdecydowaliśmy się przedstawić próbę wyceny pokrywanych koncernów energetycznych metodą sumy części. Na tym etapie można jedynie zwrócić uwagę, że potencjalnie największe niedowartościowanie może mieć miejsce w przypadku Tauronu, gdzie na pozostałe segmenty (kopalnie, elektrownie i obrót) przypada tylko 25% aktualnej rynkowej wartości, podczas gdy generują one 69% skonsolidowanego EBIT.

**Ewolucja systemu taryfowego w Polsce**

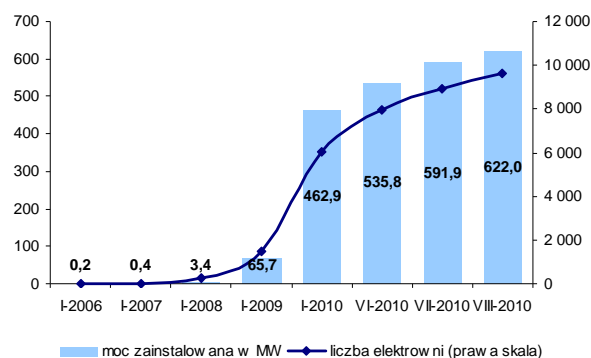
Podejście URE w zakresie wyznaczania WRA podlegającego wynagrodzeniu zmieniało się dość często na przestrzeni ostatnich kilku lat. W okresie 2004-07 regulacyjna wartość aktywów wyznaczana była co prawda na bazie wartości godziwej (istotnie różniącej się jednak od bilansowej wartości), ale zwrot z kapitału nie był liczony od całości WRA, ale tylko określonej części (np. 50% w 2005 roku), która wzrosła do poziomu 100% w roku 2007. W latach 2008 i 2009 była powiększana o inwestycje netto, a dodatkowo w 2009 roku spółki dystrybucyjne mogły do zwrotu z kapitału doliczyć 0,5% przychodu regulowanego z 2008 roku. W międzyczasie prowadzone były negocjacje spółek energetycznych z Regulatorem w kwestii wypracowania długoterminowej ścieżki osiągnięcia pełnego zwrotu z aktywów zaangażowanych w działalność przesyłową (duża rozbieżność między WRA, a bilansową wartością aktywów). Ostatecznie zdecydowano, że począwszy od roku 2010 zwrot z kapitału będzie wyznaczany jako suma zwrotu z kapitału z roku poprzedzającego ( $ZK_{t-1}$ ), 1,5% z przychodów regulowanych z roku poprzedzającego ( $PR_{t-1}$ ) oraz zwrotu z inwestycji netto przeprowadzonych po roku 2008 ( $ZI_t$ ), czyli  $ZK_{t-1} + 1,5\% * PR_{t-1} + WACC * ZI_t$ . Wzór ten będzie obowiązywał dopóki tak wyznaczany zwrot będzie niższy od wyrażenia  $WACC * WRA_t$ , gdzie  $WRA_t$  będzie wartością regulacyjną aktywów obliczonych na koniec 2008 roku wg metody utraconych przychodów indeksowaną o inwestycje netto w poszczególnych okresach począwszy do 2009 roku. Według naszych szacunków, drugi wzór oznaczający pełne wynagrodzenie nowego WRA znacznie obowiązywać na przełomie 2016 i 2017 roku. W krótszym okresie pozytywnie na poziom EBIT spółek z tego obszaru mogą ponadto wpływać oszczędności na kosztach operacyjnych oraz zmniejszanie strat sieciowych w wyniku inwestycji modernizacyjnych.

**Elektrownie solarne, a rentowność dystrybucji w Czechach**

Na wstępie analizy dotyczącej wpływu powstających obecnie elektrowni słonecznych w Czechach na spółki dystrybuujące energię należy zwrócić uwagę na obowiązujący w tym kraju system wsparcia rozwoju energii odnawialnej. Nie opiera się on tak jak w Polsce na obowiązku umarzania kolorowych certyfikatów przez podmioty handlujące energią, ale bazuje na taryfach typu „feed-in” stosowanych w wielu innych krajach europejskich. To rozwiązanie nakłada

obowiązek odbierania energii ze źródeł odnawialnych na spółki dystrybucyjne, do których są te źródła przyłączone. Ceny zielonej energii (w zależności od pochodzenia) ustalane są przez Regulatora na poziomie zachęcającym do inwestycji w tego typu projekty (generującym tzw. zieloną premię), a więc często istotnie wyższej niż cena rynkowa energii czarnej. Właściciele infrastruktury ponoszą więc ryzyko, że ich przychód regulowany, kalkulowany ex-ante może nie pokrywać w pełni kosztów zakupu prądu z OZE np. w sytuacji większej niż pierwotnie planowana liczby przyłączy nowych mocy odnawialnych. Z takim właśnie przypadkiem mamy do czynienia w tym roku w kategorii elektrowni solarnych. Dotychczas tego typu instalacje nie cieszyły się dużym zainteresowaniem ze względu na wysokie koszty i niską efektywność w czeskich warunkach, ale ten rachunek uległ diametralnej poprawie w 2008 roku, kiedy to w związku z kryzysem znacznie potaniały ogniwa fotowoltaiczne, a jednocześnie ze względu na postanowienia ustawy nie zmieniły się istotnie preferencyjne ceny za energię słoneczną (ustaw gwarantowała bowiem, że taryfy za prąd z tego źródła nie mogą zostać obniżone r/r bardziej niż 5%). Wzrost rentowności tego typu projektów wpłynął na ich wysyp i już na początku tego roku w systemie przyłączonych było ponad 460 MW mocy z tego źródła, a wielkość produkcji w maju wyniosła już 50 GWh. Biorąc pod uwagę, iż cena 1MWh z elektrowni solarnych uruchomionych w 2009 roku została ustalona na 13,1 tys. CZK (średni poziom efektywnej ceny sprzedaży energii czarnej CEZ w 2010 roku to 1,3 tys. CZK) to wartość energii, którą odkupić muszą dystrybutorzy w słonecznym miesiącu przekracza 650 mln CZK. Dalszy nieprzewidziany w taryfach przesyłowych wzrost mocy zainstalowanej w ogniwach fotowoltaicznych obserwowany w miesiącach letnich bezpośrednio będzie więc infekował rentowność segmentu dystrybucyjnego CEZ (spółka kontroluje 62% krajowej sieci dystrybucyjnej). W maju tego roku ta niedoskonałość prawa energetycznego została usunięta (poprawka pozwala na obniżenie taryfy feed-in o więcej niż 5% r/r jeśli okres zwrotu z projektu spada poniżej 11 lat), co ułatwi przygotowywanie taryf regulatorowi i pozwoli dystrybutorom powrócić do pełnego zwrotu z WRA.

### Rozwój elektrowni solarnych w Czechach (moc i liczba projektów)



Źródło: ERU

### Zmiana polityki rachunkowości w 2010 w zakresie przyłączy

W polskich spółkach w 2010 roku nastąpiła zmiana zasad rachunkowości w zakresie księgowania przychodów z tytułu opłat przyłączeniowych pobieranych od nowych klientów podłączanych do sieci dystrybucyjnej. Dotychczas spółki rozpoznawały wartość uzyskanych opłat przyłączeniowych i nieodpłatnie otrzymanych aktywów (np. miejskich systemu oświetlenia ulicznego) jako rozliczenia międzyokresowe przychodów w pasywach sprawozdania z sytuacji finansowej. Kwoty te były następnie ujmowane w przychodach proporcjonalnie do amortyzacji powiązanych z nimi składników majątkowych (przez 35 lat). Począwszy od 2010 roku koncerny zgodnie z MSR ujmują wspomniane płatności jako przychody w dacie ich otrzymania (podobną zmianę w księgowości przeprowadził CEZ w roku 2009). Nowa interpretacja bezpośrednio wpływa na poziom raportowanych przychodów w segmentach dystrybucyjnych i przekłada się na wzrost zysków, aczkolwiek oczywiście nie zmienia się nic z punktu widzenia generowania przepływów finansowych, a więc wyceny DCF (ta zmiana może jednak pośrednio wpływać na wycenę metodą wskaźnikową). Według naszych szacunków i danych prezentowanych przez poszczególne spółki, gdyby ta nowa zasada księgowa obowiązywała już w ubiegłym roku zyski Enei byłyby wyższe o około 53 mln PLN, PGE o 90 mln PLN, a Tauronu o 61 mln PLN. W 1H'2010 przychody z tego tytułu księgowane wg nowej zasady wyniosły w tych koncernach odpowiednio 35 mln PLN, 39 mln PLN i 49 mln PLN. W przyszłości wysokość tych przychodów będzie zależeć od liczby nowych klientów podłączanych do sieci poszczególnych spółek sieciowych, ale generalnie należy założyć że strukturalnie raportowane wyniki będą wspierane przez tę pozycję na poziomie przychodów.

## Handel energią na giełdzie- zmiana na polskim rynku

- Od początku tego roku wyraźny wzrost wolumenów obrotu na rynku spotowym w związku z poprawą koniunktury (+76% przy wyższych o 12% cenach transakcyjnych)
- Nowy obowiązek sprzedaży 15% produkcji poprzez giełdę i deklaracje PGE o całkowitym ugięciu handlu budują rynek terminowy- w ostatnich dwóch miesiącach transakcje na 2,9 TWh z dostawą w 2011 roku (tylko na TGE) z cenami wykonania bliskimi 194 PLN/MWh
- Handel giełdowy szansą na stworzenie przejrzystego benchmarku do rozliczeń z URE, który dotychczas kwestionował ceny hurtowe co obniżało zyski spółek w segmencie detalicznym i dystrybucyjnym
- Uwzględnienie przez Regulatora cen rynkowych oznaczałoby znaczny wzrost zysków w polskich koncernach, w przypadku Enei i Taurona wartość NPV tych dodatkowych przepływów stanowiłaby aż 7% ich obecnej wartości rynkowej

Wszystko wskazuje na to, że polski hurtowy rynek energii zmierza w kierunku strukturalnej zmiany polegającej na przejściu z aktualnego systemu kontraktów bilateralnych zawieranych przez największych graczy na cały kolejny rok na przełomie III-go i IV-tego kwartału na system obrotu giełdowego zbliżony do tego obowiązującego w Niemczech czy Czechach. Ta rewolucja jest stymulowana nowymi przepisami w prawie energetycznym, które wymuszają na spółkach wytwórczych sprzedaż co najmniej 15% produkcji poprzez giełdę, aczkolwiek szansę na jej rzeczywiste szybkie wdrożenie daje niedawna deklaracja Zarządu PGE o zamiarze pełnego ugięciu obrotu energią produkowaną w elektrowniach tej grupy energetycznej. Obecnie widać już pierwsze oznaki budowania się rynku terminowego zarówno na Towarowej Giełdzie Energii jak i innych platformach obrotu. Pewnym zwiastunem realizacji powyższego scenariusza może być również wyraźny wzrost wolumenów na giełdowym rynku spotowym. Istotnego zwiększenia transakcji spodziewamy się po wprowadzeniu odpowiednich rozporządzeń przetargowych przez MG uzupełniających wspomniane przepisy i obowiązki giełdowej sprzedaży energii. Oczywiście nie zakładamy, że zmiana systemu handlu będzie miała automatyczny wpływ na ceny, bo z zasady nie powinno mieć to znaczenia dla stron umowy gdzie zawierany jest kontrakt, a cena będzie ustalana na zasadzie bilansowania popytu i podaży. Oczekujemy jednak, że najważniejszym efektem tej zmiany bezpośrednio wpływającym na spółki z sektora będzie ustalenie transparentnego benchmarku cenowego, który będzie także punktem odniesienia w negocjacjach z Urzędem Regulacji Energetyki. Przypominamy, że obecnie Regulator kwestionuje wysokość cen zakupu energii we wnioskach taryfowych zarówno spółek obrotu (taryfa G), jak i spółek dystrybucyjnych (zakup energii na pokrycie strat bilansowych). Poniżej przedstawiamy kalkulacje dotyczące ekspozycji poszczególnych koncernów energetycznych na ryzyko decyzji URE w sprawie ustalania referencyjnej ceny zakupu energii na rynku hurtowym. Według tych szacunków w scenariuszu ustalenia rynkowego benchmarku (np. TGE) dla ceny energii akceptowanej przez URE w kalkulacjach taryfowych relatywnie najwięcej zyskałyby Enea i Tauron, dla których dodatkowa wartość z uwolnionych w ten sposób zysków stanowiłaby odpowiednio 7,2% i 6,8% obecnej wartości firmy.

### Pozycje wynikowe w polskich grupach energetycznych narażone na ryzyko decyzji URE w zakresie ustalania referencyjnej ceny zakupu energii

	ENEA	PGE	TAURON
Wolumen sprzedaży w taryfie G	4,37	8,8	7,5
Średnia cena hurtowa w PLN/MWh	190	190	190
Cena akceptowana przez URE w PLN/MWh	175	175	175
<b>Strata na taryfie G w mln PLN</b>	<b>66</b>	<b>132</b>	<b>113</b>
Wolumen dystrybucji	15,7	29,9	30,9
Straty sieciowe	1,3	1,7	2,15
Koszt jednostkowy pokrycia strat sieciowych w PLN/MWh	190	190	190
Koszt akceptowany przez URE	170	170	170
<b>Strata na różnicy bilansowej w dystrybucji</b>	<b>26</b>	<b>34</b>	<b>43</b>
Potencjalna poprawa wyników rocznych	92	166	156
Mnożnik EV/EBITDA	5,0	5,0	5,0
<b>Potencjalna dodatkowa wartość</b>	<b>458</b>	<b>830</b>	<b>778</b>
% obecnej wartości firmy	7,2%	2,1%	6,8%

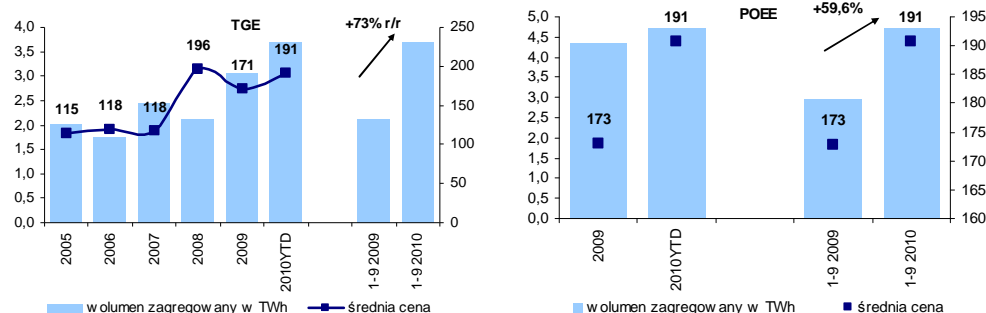
Źródło: Spółki, szacunki DI BRE

### Aktualne tendencje cenowe i wolumeny na platformach obrotu

Obecnie hurtowy rynek energii w Polsce funkcjonuje przede wszystkim w oparciu o kontrakty bilateralne, co w dużej mierze wynika z dominacji zintegrowanych grup energetycznych. Trzej

najwięksi wytwórcy dysponują bowiem ponad 58% w mocy zainstalowanej ogółem w związku z czym większość obrotu jest generowane między elektrowniami i spółkami sprzedażowymi należącymi do tej samej grupy. Poprzez giełdę wytwórcy sprzedali w 2009 roku zaledwie 0,3% swojej produkcji, a łączny obrót na TGE (wraz z rynkiem wtórnym) wyniósł tylko 3,1 TWh (2,1% całkowitego zużycia prądu). Podobną skalę pod względem obrotu prezentuje alternatywny rynek giełdowy, czyli platforma POEE należąca do PGE, obrót na której sięgnął w 2009 roku 4,4 TWh. W tym roku jednak obserwujemy wyraźną zwiększoną aktywność na giełdowych platformach obrotu energią, co z jednej strony na pewno wynika z decyzji producentów o pozostawieniu większej części wolumenu na rynek spotowy (ceny hurtowe w kontraktach z dostawą na 2010 do uzyskania w końcówce 2009 roku były niższe niż te realizowane średnio w całym ubiegłym roku), a z drugiej być może testowaniem tego kanału obrotu przez największych graczy. Jeśli chodzi o rynek dnia następnego na TGE to wolumeny 2010YTD wyniosły 3,7 TWh, co implikuje wzrost r/r o 73%. Jednocześnie poprawa koniunktury gospodarczej zwiększająca zapotrzebowanie na energię bezpośrednio przełożyła się na wyższe średnie ceny spotowe (średnia YTD wynosi 191 PLN/MWh co oznacza wzrost r/r o prawie 12%). Podobne tendencje w zakresie wolumenów obserwowaliśmy na platformie POEE, na której obrót sięgnął już 4,7 TWh i był wyższy r/r o 59%. Tym samym udział obrotu na tych dwóch najważniejszych rynkach giełdowych stanowił w I-szym półroczu już ponad 8% całkowitego zapotrzebowania na energię. W tym roku odnotowujemy ponadto coraz liczniejsze transakcje na rynku terminowym TGE, który dotychczas praktycznie nie istniał. Dotychczas zawarto kontrakty z dostawą na rok 2011 na 3,9 TWh, z czego prawie 76% tego w lipcu i sierpniu, a więc aktywność uczestników należy wiązać z wprowadzonym obowiązkiem giełdowego obrotu co najmniej 15% produkcji oraz zbliżaniem się do tradycyjnego sezonowego kontraktowania wolumenów na kolejny rok. W związku z zapowiedziami PGE należy oczekiwać dalszego wzrostu obrotu na giełdach, co powinno umożliwić ustanowienie przejrzystego benchmarku cenowego, którego dzisiaj brakuje ze względu na dominację kontraktów bilateralnych. Średnia cen w kontraktach zawieranych na 2011 na TGE wynosiła w ostatnich 2 miesiącach 193,9 PLN/MWh, co może sugerować możliwość zwiększenia cen energii na polskim rynku. Na pewno warto teraz baczniej przyglądać się notowaniom na TGE, gdyż będą w coraz większym stopniu odzwierciedlać sytuację na rynku.

### Wolumen i ceny w transakcjach spotowych na TGE i POEE



Źródło: TGE, POEE, szacunki DI BRE

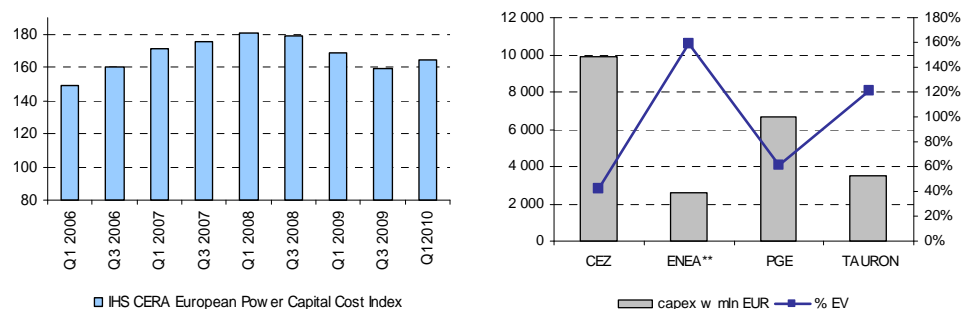
## Nakłady inwestycyjne- obraz sektora

- Regionalny sektor energetyczny wchodzi obecnie w okres wzmożonego wysiłku inwestycyjnego, który w przypadku 4 giełdowych spółek można szacować w latach 2010-15 na 23 mld EUR (wytworzenie konwencjonalne)
- W najbliższych miesiącach będą rozstrzygane pierwsze przetargi na nowe bloki, które pozwolą na zweryfikowanie benchmarkowych kosztów jednostkowych budowy nowych mocy
- Ostatnie kontrakty podpisywane w Europie i na świecie wskazują jednak, że koszty inwestycji uległy obniżeniu co potwierdza także indeks IHS CERA
- Konieczność weryfikacji wydatków na inwestycje o 10% oznaczałaby wzrost wyceny pokrywanych przez nas spółek od 5% do nawet 16%

Polskie spółki energetyczne wchodzi obecnie w okres wzmożonego wysiłku inwestycyjnego związanego z odtworzeniem majątku produkcyjnego i budową nowych mocy, które pozwolą w przyszłości na zbilansowanie rosnącego zapotrzebowania na prąd. Skala planowanych wydatków jest znacząca zarówno w kontekście aktualnej wartości tych koncernów, jak i prognozowanych przepływów pieniężnych. W związku z tym wycena tych podmiotów jest bardzo wrażliwa na poziom jednostkowych kosztów budowy nowych mocy. W naszych prognozach przyjmujemy benchmarkowe koszty dla uruchomienia 1MW mocy opartej na węglu i gazie odpowiednio na 1,5 mln EUR/MW i 0,75 mln EUR/MW, co odpowiada średnim poziomom

realizowanym na rynku jeszcze przed globalnym kryzysem finansowym. Obserwowany w ostatnim roku spadek kosztów stali oraz ograniczenie zamówień wpłynęły jednak na obniżenie średnich kosztów inwestycji w sektorze na co wskazuje chociażby indeks IHS CERA Power Capital Cost Index. Wskaźnik ten liczony dla Europy spadł w drugiej połowie ubiegłego roku o 12% w stosunku do maksimum notowanego w 2008 roku. W tym roku odnotowano co prawda niewielki jego wzrost, ale nadal średni poziom kosztów plasuje się około 10% poniżej poziomów z hossa. Dane te wydają się potwierdzać publikowane parametry cenowe kontraktów podpisywanych przez największych dostawców technologii (Alstom, Hitachi, GE). Przykładem może być umowa na budowę elektrowni węglowej w Słowenii podpisana pod koniec ubiegłego roku po cenie implikującej koszt budowy 1MW na poziomie 1,2 mln EUR. Analogiczne kontrakty na bloki gazowo-parowe sugerują koszty inwestycyjne na 0,5-0,6 mln EUR. Na razie jest oczywiste za wcześnie aby takie poziomy cenowe uwzględniać w długoterminowych prognozach, gdyż kluczowa dla tych parametrów będzie koniunktura w światowej gospodarce. Na pewno jednak benchmarkiem będą pierwsze kontrakty podpisywane przez firmy energetyczne w Polsce (w końcu roku powinny nastąpić rozstrzygnięcia w przetargach na budowę nowych bloków w Elektrowni Opole i Elektrociepłowni Siekierki, a być może również na blok 1GW w Elektrowni Kozienice), ale zwracamy uwagę, że większość tych projektów ma charakter brownfield (nowe bloki powstają przy istniejącej infrastrukturze), tak więc intuicyjnie jednostkowe wydatki mogą być mniejsze od benchmarków (chociażby koszty przyłączenia do sieci, dostępu do wody). Niższe o 10% koszty inwestycji dla okresu 2010-15 oznaczałyby istotny pozytywny wpływ na wycenę wszystkich koncernów, ale w relacji do obecnej kapitalizacji dodatkowy potencjał wynosiłby odpowiednio 5% w przypadku CEZ, 6,9% dla PGE, 11,6% dla Enei i aż 16,6% w przypadku Taurona.

### 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 (capex 2010-15)

Źródło: CERA, szacunki DI BRE

## Poglądowa wycena sumą części

- Przygotowana przez nas poglądowa wycena metodą sumy części wskazuje na znaczne dysproporcje w postrzeganiu wartości koncernów przez rynek
- Polskie spółki energetyczne są wyceniane z dyskontem do CEZ, co częściowo można tłumaczyć jakością parku wytwórczego (wiek, emisyjność) i skalą planowanych inwestycji- częściowo te różnice powinny być neutralizowane przez perspektywę konwergencji realizowanych cen energii (CEZ w 2009 54 EUR/MWh, PGE 47,5 EUR/MWh)
- Zaskakujące wyniki pojawiają się w przypadku Enei i Taurona, gdzie dyskonto za oczekiwany wysoki capex są nieracjonalnie wysokie- szczególnie w Tauronie, gdzie „bezwartościowy” segment wytwarzania o mocach 5,4 GW generuje rocznie 1 mld PLN strumienia EBITDA

W związku z dużym zróżnicowaniem wycen spółek energetycznych z regionu, nie tylko jeśli chodzi o zestawienie CEZ vs. polskie koncerny, ale również znaczące dysproporcje w ramach podmiotów polskich, w celach poglądowych zdecydowaliśmy się przedstawić ich wycenę sumą części. W poniższych kalkulacjach przyjęliśmy takie same metody waluacji poszczególnych segmentów, tak aby w efekcie uzyskać obecną „rynkową” wartość aktywów wytwórczych, które budzą największe kontrowersje i naszym zdaniem stanowią główne źródło różnic w wycenie poszczególnych segmentów. Warto zwrócić uwagę, że przyjęta metodologia w przypadku działalności dystrybucyjnej implikuje podobne wartości sieci w przeliczeniu na wolumen przesyłu

(odchylenia od średniej wynoszą +/-7%). Znaczące dysproporcje pojawiają się natomiast w takim ujęciu w przypadku segmentu obrotu, gdzie ze względu na różnice w osiągniętej rentowności implikują wycenę 1MWh sprzedaży w przedziale 6,6 EUR- 15,2 EUR. Największe znaczenie informacyjne niesie jednak naszym zdaniem poziom implikowanej wyceny segmentu wytwarzania w poszczególnych spółkach. Intuicyjny pogląd o najwyższej cenionym parku wytwórczym CEZ (elektrownie jądrowe i niska emisyjność) się potwierdza: inwestorzy szacują średnią wartość 1 MW mocy zainstalowanej tej Spółki na około 1 mln EUR, podczas gdy przykładowo dla PGE ten wskaźnik sięga tylko 0,6 mln EUR. Oczywiście analiza tego typu mnożników musi być dokonywana w kontekście zarówno jakości posiadanych elektrowni, ich wieku, planowanych wyłączeń, jak również planów inwestycyjnych. Przykładowo porównanie parametru EV/EBIDTA'2011 (wytwarzanie) tych dwóch największych koncernów, choć również wskazuje na relatywne niedowartościowanie PGE, to implikuje już niższe dyskonto (-14%). Większe dysproporcje pojawiają się jednak w przypadku Enei i Taurona, które choć posiadają znaczące aktywa wytwórcze generujące obecnie istotne przepływy pieniężne, to przez inwestorów są oceniane przez pryzmat relatywnie kosztownych programów inwestycyjnych. Trudno jednak naszym zdaniem racjonalnie uzasadnić aż tak duże dyskonto w wycenie tych elektrowni, których symbolem może być implikowana „zerowa” wartość 5,4 GW mocy zainstalowanej w Tauronie generującej rocznie 1 mld PLN strumienia EBITDA (bez KDT 0,65 mld PLN).

### Poglądowa wycena sumą części regionalnych koncernów energetycznych

	CEZ	ENEA	PGE	TAURON
Cena akcji	820,5	20,5	23,78	5,56
Mcap	441 421	9 050	44 463	9 744
Dług netto 2009	158 596	-2 387	-2 015	744
Kapitały mniejszości	6 314	24	4 281	347
<b>EV</b>	<b>606 331</b>	<b>6 687</b>	<b>46 730</b>	<b>10 835</b>
<b>Udziały mniejszościowe w spółkach, inne aktywa</b>	<b>46 660</b>	<b>227</b>	<b>3 417</b>	<b>0</b>
<b>Segment dystrybucji</b>	<b>92 432</b>	<b>4 194</b>	<b>9 279</b>	<b>8 188</b>
wolumen przesyłu 2010 w TWh	54,1	16,7	31,7	31,8
wartość w EUR/MWh	68,7	62,7	73,1	64,3
<b>Segment wydobywczy</b>	<b>23 616</b>	<b>0</b>	<b>2 595</b>	<b>1 071</b>
EBITDA	4 723	0	519	214
EV/EBITDA	5,0	5,0	5,0	5,0
<b>Segment energii odnawialnej</b>	<b>66 931</b>	<b>0</b>	<b>2 509</b>	<b>719</b>
EBITDA	8 366	0	314	90
EV/EBITDA	8,0	8,0	8,0	8,0
<b>Segment obrotu</b>	<b>15 886</b>	<b>938</b>	<b>1 665</b>	<b>823</b>
EBITDA 2010	3 971	234	416	206
EV/EBITDA	4,0	4,0	4,0	4,0
wolumen	41,9	17,5	30,48	31,312
wartość w EUR/MWh	15,2	13,4	13,7	6,6
<b>Implikowana wartość segmentu wytwarzania</b>	<b>360 806</b>	<b>1 327</b>	<b>27 264</b>	<b>33</b>
moc zainstalowana w GW	14,6	2,9	10,8	5,4
wartość w EUR/MW	993	115	632	2
produkcja w TWh	70,0	12,2	52,1	18,7
wartość w EUR/TWh	206,9	27,1	130,7	0,4
EBITDA 2010	60 348	489	4 072	1 074
EV/EBITDA'10	6,0	2,7	6,7	0,0
EBITDA 2011	54 552	505	4 706	1 017
EV/EBITDA'11	6,6	2,6	5,8	0,0
Realizowana cena energii w EUR/MWh	54,0	47,5	47,5	47,5

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

#### Założenia do powyższych kalkulacji:

- w przypadku PGE i Taurona uwzględniamy już podwyższenia kapitału obniżające kapitały mniejszości przeprowadzane w ramach procesów konsolidacyjnych
- dług netto z końca 2009 roku dla wszystkich spółek oczyszczamy o ewentualne tegoroczne wypłaty dywidend
- wartość firmy obniżamy o wartość aktywów pozaoperacyjnych (udziały mniejszościowe w innych spółkach)



- wartość segmentu dystrybucji szacujemy na podstawie obecnej wysokości WRA (CEZ) lub na podstawie uproszczonego modelu DCF (polskie spółki energetyczne)
- wartość segmentu wydobywczego szacujemy na podstawie przyjętego arbitralnie wskaźnika EV/EBITDA
- w przypadku energii odnawialnej stosujemy wskaźnik 8x EBITDA'2010 -w przypadku CEZ włączyliśmy do tego segmentu farmy wiatrowe w Rumunii i solary w Czechach (EBITDA 2011), których konsekwentnie nie uwzględniamy już później w segmencie wytwórczym
- do wyceny segmentu obrotu przyjęliśmy wskaźnik 4x EBITDA'2010 (na potrzeby kalkulacji w CEZ wyodrębniliśmy zyski dystrybucyjne z połączonego segmentu dystrybucja i sprzedaż)
- wartość segmentu wytwarzania jest implikowana przez różnicę aktualnej rynkowej wartości EV i wartości wszystkich pozostałych obszarów działalności

13 września 2010

Aktualizacja raportu

**Energetyka**

Czechy

**Cena bieżąca** 131,0 PLN (827,8 CZK)**Cena docelowa** 140,3 PLN (878,8 CZK)\*

Kapitalizacja 70,5 mld PLN (441mld CZK)

Free float 20,7 mld PLN (130mld CZK)

Średni dzienny obrót (3 mies.) 8,8 mln PLN

\*kurs CZKPLN=0,1597

**Struktura akcjonariatu**

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

Pozostali 29,33%

**Prezentacja sektora**

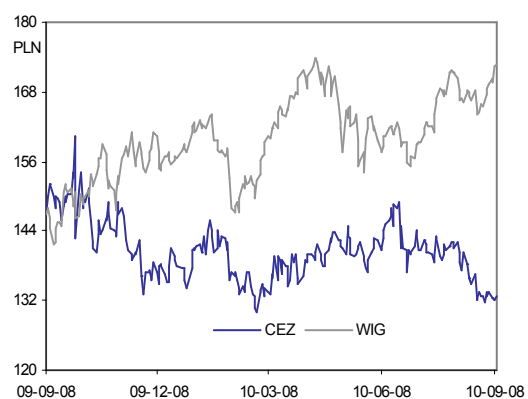
Europejskie spółki energetyczne w 2009 roku sprzedawały energię po rekordowych cenach zabezpieczonych jeszcze w latach 2007-08. Rok 2010 jest pod tym względem znacznie gorszy, gdyż efektywne poziomy hedgingu są już istotnie niższe, a wolumeny i ceny spotowe nadal nie wykazują odbicia. Wszystko wskazuje na to, że ceny realizowane w przyszłym roku będą jeszcze nieco niższe.

**Profil spółki**

CEZ jest największym producentem energii w Czechach (60,9 TWh i 73% rynku) i największym jej dostawcą (45% rynku). Posiada także aktywa produkcyjne w Bułgarii i Polsce oraz prowadzi działalność dystrybucyjną w Bułgarii (40% rynku) i Rumunii (18% rynku). Poprzez ostatnie akwizycje Spółka zbudowała ekspozycję także na rynek turecki.

**Ważne daty**

09.11- publikacja raportu za 3Q'2010

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

(48 22) 697 47 06

kamil.kliszcz@dibre.com.pl

www.dibre.com.pl

**CEZ**

CEZP.WA; CEZ PW

**Trzymaj**

(Niezmieniona)

**Ceny energii na 2011 już znane**

Tegoroczne wyniki CEZ znajdują się pod presją dodatkowych kosztów obowiązkowego zakupu energii słonecznej, co może w naszej opinii uniemożliwić wykonanie rocznej prognozy Zarządu na poziomie EBITDA. W przyszłym roku ze względu na zabezpieczenie znacznej części produkcji przy cenie 52 EUR/MWh, Spółka nie będzie odczuwać ewentualnego wzrostu notowań na EEX, ale pozytywnie na wyniki segmentu wytwórczego będą wpływać uruchamiane właśnie projekty w energii wiatrowej i słonecznej. Nadal uważamy jednak, że ciekawszą opcję inwestycyjną w sektorze stanowią istotnie tańsze polskie spółki energetyczne. Utrzymujemy neutralną rekomendację, podwyższając cenę docelową do 140,3 PLN.

**Wyniki dystrybucji pod presją farm solarnych**

W 2Q'10 słabiej od naszych prognoz wypadł obszar dystrybucji, gdzie EBITDA sięgnęła 3,7 mld CZK vs. zakładane 4,6 mld CZK, a negatywne odchylenie to przede wszystkim efekt gorszego wyniku w Czechach, co ma związek z dodatkowymi kosztami zakupu energii słonecznej, których nie było widać jeszcze w 1Q (sezonowo niższa produkcja energii odnawialnej do obowiązkowego odkupu przez spółki sprzedające energię). Boom inwestycyjny w zakresie ogniw fotowoltaicznych przy ustalonej taryfie powoduje bowiem dodatkowe koszty u operatorów. Szacujemy, że w przypadku CEZ, który kontroluje około 65% czeskiej sieci dystrybucyjnej, wydatki te w tym roku przekroczą 2 mld CZK. W przyszłym roku wyniki segmentu powinny się znacznie poprawić z uwagi na nową taryfę i uchwalenie poprawki obniżającej opłacalność nowych projektów solarnych.

**Inwestycje w odnawialnych źródłach**

Już w 2H'2010 CEZ powinien czerpać korzyści finansowe z uruchomienia pierwszego etapu projektu farm wiatrowych w Rumunii. W przyszłym roku po oddaniu do użytku pozostałych turbin (Spółka podtrzymuje dotychczasowy harmonogram mimo chwilowych problemów z administracją), EBITDA z tego tytułu może przekroczyć nawet 5 mld CZK. Wsparciem dla przyszłorocznych wyników segmentu wytwarzania, który zabezpieczył już większość wolumenów sprzedaży energii po cenie około 2 EUR/MWh niższej niż w 2010, będą również kupowane obecnie elektrownie słoneczne. Do końca roku CEZ kosztem 25 mld CZK zamierza kupić ogniwa o mocach 300 MW (już przyłączone do sieci bo tylko to gwarantuje wysokie taryfy jeszcze wg „starej” ustawy). Według naszych szacunków EBITDA z tych projektów może wynieść 3,3 mld CZK, a dodatkowym atutem będą przyznane wakacje podatkowe.

(mln CZK)	2008	2009	2010P	2011P	2012P
Przychody	183 958,0	196 352,0	199 223,5	204 001,5	215 865,0
EBITDA	88 744,0	91 075,0	85 877,8	91 344,5	97 774,8
marża EBITDA	48,2%	46,4%	43,1%	44,8%	45,3%
EBIT	66 654,0	68 199,0	61 928,9	64 924,4	69 864,7
Zysk netto	46 510,0	51 547,0	46 176,3	48 508,5	52 872,8
DPS	40,00	49,34	53,00	48,99	51,46
P/E	10,4	8,6	9,6	9,1	8,3
P/CE	7,1	5,9	6,3	5,9	5,5
P/BV	2,8	2,2	2,0	1,8	1,7
EV/EBITDA	6,6	6,3	7,4	7,3	7,0
DYield	4,9%	6,0%	6,5%	6,0%	6,3%

## Wyniki 2Q'2010- negatywne zaskoczenie w dystrybucji

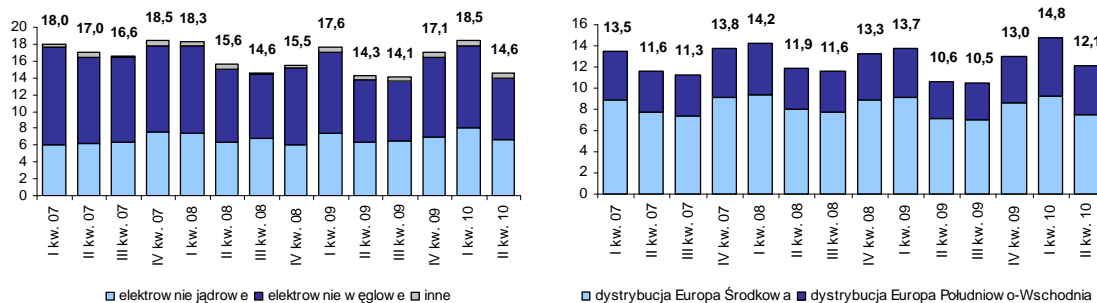
### Skonsolidowane kwartalne wyniki finansowe CEZ

(mln PLN)	IIQ 2010	IIQ 2009	zmiana	IIQ 2010P	wynik vs. prognoza	konsensus	wyniki vs. konsensus
Przychody	44 797,0	43 109,0	3,9%	42 323,1	5,8%	44 040,2	1,7%
EBITDA	19 856,0	21 599,0	-8,1%	20 420,6	-2,8%	20 443,7	-2,9%
marża EBITDA	44,3%	50,1%	-11,5%	48,2%	-	46,4%	-
EBIT	14 065,0	16 047,0	-12,4%	14 883,6	-5,5%	14 601,7	-3,7%
Zysk brutto	13 292,0	19 176,0	-30,7%	14 446,9	-8,0%	13 844,4	-4,0%
Zysk netto	11 204,0	15 766,0	-28,9%	11 493,3	-2,5%	11 155,5	0,4%

Źródło: CEZ, szacunki DI BRE

W 2Q'10 CEZ wypracował ponad 19,8 mld CZK EBITDA, co kształtuje się niecałe 3% poniżej naszych prognoz i rynkowego konsensusu i implikuje wykonanie naszej rocznej prognozy na poziomie 54%. Odchylenie na poziomie EBIT jest nieco większe, co wynika z raportowanej wyższej niż oczekiwaliśmy amortyzacji. W ujęciu segmentowym warto odnotować nieco wyższy od zakładanego strumień EBITDA w segmencie wytwarzania (13,8 mld CZK vs. 13,6 mld CZK), który wynika z zaksięgowania dodatkowych zysków na wycenie uprawnień CO<sub>2</sub> (1,1 mld CZK) przy niższym o 5% wolumenie produkcji.

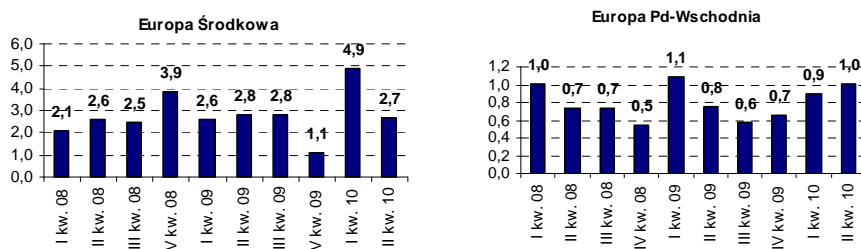
### Kwartalne wolumeny produkcji energii CEZ w Czechach oraz dystrybucji w podziale na rynki w TWh



Źródło: CEZ

Słabiej od naszych prognoz wypadł natomiast obszar dystrybucji, gdzie EBITDA sięgnęła 3,7 mld CZK vs. zakładane 4,6 mld CZK, a negatywne odchylenie to przede wszystkim efekt gorszego wyniku w Czechach, co ma związek z dodatkowymi kosztami zakupu energii słonecznej, których nie było widać jeszcze w 1Q (sezonowo niższa produkcja energii odnawialnej do obowiązkowego odkupu przez spółki sprzedające energię). W tym kontekście bardzo dobry wynik segmentu z 1Q należy traktować w tym roku jako zdarzenie jednorazowe i wyższe przychody taryfowe w kolejnych okresach będą prawdopodobnie z nawiązką skosmowane przez koszty zakupu drogiej energii odnawialnej, tak więc konieczna jest rewizja naszej dotychczasowej prognozy dla tego obszaru.

### Wynik EBITDA segmentu dystrybucji i sprzedaży wg regionu w mld CZK

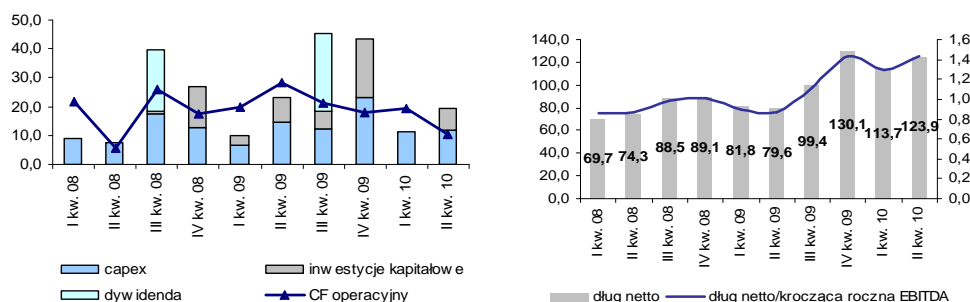


Źródło: CEZ

W przypadku segmentu wydobywczego niespodziewanie zanotowano wzrost kosztów jednostkowych produkcji węgla, co ostatecznie wpłynęło na odchylenie od naszej prognozy EBITDA dla tego obszaru o 11%. Na poziomie działalności finansowej ujemne saldo było większe niż się spodziewaliśmy (-773 mln CZK vs. -436 mln CZK) i można to tłumaczyć ujemną kontrybucją ze strony jednostek konsolidowanych metoda praw własności (-435 mln

CZK) związaną z kosztami finansowania akwizycji spółek w Turcji i Niemczech (konsolidowane są wyniki spółek JV). Negatywne odchylenie na zysku netto wyniosło jednak tylko -2,5% z uwagi na niższe obciążenia podatkowe (efektywna stopa 15%).

### Skonsolidowane przepływy gotówkowe i poziom długu netto



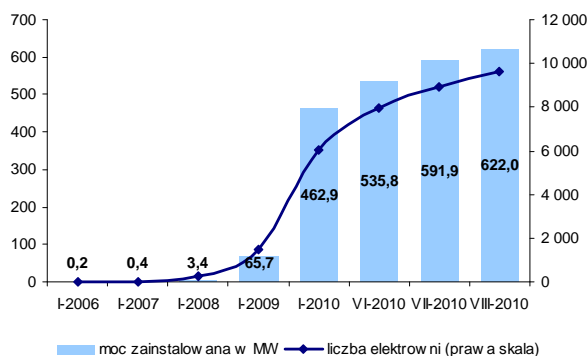
Źródło: CEZ

W raporcie koncernu za 2Q warto ponadto odnotować niski poziom przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej związany głównie z negatywnym saldem na kapitale obrotowym. Utrzymanie nakładów inwestycyjnych na wysokim poziomie połączone z wydatkami na zakup udziałów w Dalkia CR i Dalkia Usti nad Labem wpłynęło więc na wzrost zadłużenia netto do 123,9 mld CZK z 113,7 mld CZK na koniec poprzedniego kwartału. Przypominamy, że w 3Q CEZ wypłacił już dywidendę w kwocie 28,5 mld CZK, tak więc ten poziom ulegnie dalszemu zwiększeniu w kolejnym kwartale.

## Energia solarna- plany inwestycyjne i bieżące koszty w dystrybucji

W Czechach obowiązuje system wspierania rozwoju odnawialnych źródeł energii oparty na formule taryf „feed in”, która nakłada obowiązek odbierania energii z OZE na spółki dystrybucyjne. Koszty zakupu stanowią koszty uzasadnione i są uwzględniane w taryfach, aczkolwiek ze względu na fakt iż wolumeny na dany rok są ustalane przez regulatora ex-ante istnieje ryzyko niepełnego pokrycia tych wydatków. Taka sytuacja ma miejsce właśnie w tym roku w przypadku energii solarnej, gdzie niedoskonałość przepisów wpłynęła na boom inwestycyjny (znaczne rozszerzenie marż przy spadku nakładów inwestycyjnych, szerzej opisywane w sektorowej części raportu) i znaczące przekroczenie planowanych poziomów produkcji. Na początku tego roku w systemie przyłączonych było już ponad 460 MW mocy z tego źródła (wobec 65 MW na początku 2009), a wielkość produkcji w maju wyniosła 50 GWh. Biorąc pod uwagę, iż cena 1MWh z elektrowni solarnych uruchomionych w 2009 roku została ustalona na 13,1 tys. CZK (średni poziom efektywnej ceny sprzedaży energii czarnej CEZ w 2010 roku to 1,3 tys. CZK) to wartość energii, którą odkupić muszą dystrybutorzy w słonecznym miesiącu przekracza 650 mln CZK. Dalszy nieprzewidziany w taryfach presyjowych wzrost mocy zainstalowanej w ogniach fotowoltaicznych obserwowany w miesiącach letnich bezpośrednio będzie więc infekował rentowność segmentu dystrybucyjnego CEZ (spółka kontroluje 62% krajowej sieci dystrybucyjnej). Szacujemy, że negatywny wpływ z tego tytułu w 3Q może sięgnąć 1,5-2,0 mld CZK.

### Rozwój elektrowni solarnych w Czechach (moc i liczba projektów)



Źródło: ERU

W maju tego roku niedoskonałość prawa energetycznego powodująca takie zamieszanie została już jednak usunięta (poprawka pozwala na obniżenie taryfy feed-in o więcej niż 5% r/r jeśli okres zwrotu z projektu spada poniżej 11 lat), co ułatwi przygotowywanie taryf regulatorowi i pozwoli dystrybutorom powrócić do pełnego zwrotu z WRA w przyszłym roku, co uwzględniamy w naszych prognozach. Jednocześnie w modelu zdecydowaliśmy się wziąć pod uwagę plany inwestycyjne CEZ w zakresie zaangażowania się w projekty w zakresie energii słonecznej. Zarząd koncernu zamierza bowiem dokonywać akwizycji tych przedsięwzięć, które zakwalifikują się jeszcze na wysokie taryfy z roku 2010, a więc zostaną przyłączone do sieci do końca grudnia. Wstępnie CEZ zapowiedział wydatki inwestycyjne na ten cel na poziomie około 25 mld CZK, co miało odpowiadać około 300 MW mocy zainstalowanej w ogniach fotowoltaicznych. Aktualnie zrealizowano już zakup projektów o potencjale 102,5 MW, tak więc wydaje się że ze względu na opóźnienia u niektórych deweloperów trudno będzie zrealizować pierwotne plany do końca roku. Niemniej jednak zakładamy, że CEZ uruchomi w przyszłym roku około 300 MW mocy w elektrowniach słonecznych, a poniżej przedstawiamy szacunkowy rachunek ekonomiczny tego segmentu.

### Prognozowany rachunek wyników elektrowni słonecznych CEZ

(mln CZK)	2011P	2012P	2013P	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P
<b>Przychody</b>	<b>3 432</b>	<b>3 484</b>	<b>3 536</b>	<b>3 589</b>	<b>3 643</b>	<b>3 698</b>	<b>3 753</b>	<b>3 810</b>	<b>3 867</b>
wolumen produkcji energii w GWh	283	283	283	283	283	283	283	283	283
taryfa feed-in	12 150	12 332	12 517	12 705	12 896	13 089	13 285	13 485	13 687
wskaźnik CUR	10,8%	10,8%	10,8%	10,8%	10,8%	10,8%	10,8%	10,8%	10,8%
<b>Koszty operacyjne</b>	<b>1 013</b>	<b>1 016</b>	<b>1 016</b>	<b>1 016</b>	<b>1 016</b>	<b>1 016</b>	<b>1 016</b>	<b>1 016</b>	<b>1 016</b>
amortyzacja	833	833	833	833	833	833	833	833	833
bieżące koszty funkcjonowania	180	183	183	183	183	183	183	183	183
<b>EBIT</b>	<b>2 419</b>	<b>2 468</b>	<b>2 520</b>	<b>2 573</b>	<b>2 627</b>	<b>2 682</b>	<b>2 737</b>	<b>2 794</b>	<b>2 851</b>
<b>EBITDA</b>	<b>3 252</b>	<b>3 301</b>	<b>3 354</b>	<b>3 407</b>	<b>3 460</b>	<b>3 515</b>	<b>3 571</b>	<b>3 627</b>	<b>3 684</b>
Podatek	0	0	0	0	0	510	520	531	542
<b>Zysk netto</b>	<b>2 419</b>	<b>2 468</b>	<b>2 520</b>	<b>2 573</b>	<b>2 627</b>	<b>2 172</b>	<b>2 217</b>	<b>2 263</b>	<b>2 309</b>

Źródło: szacunki DI BRE, CEZ

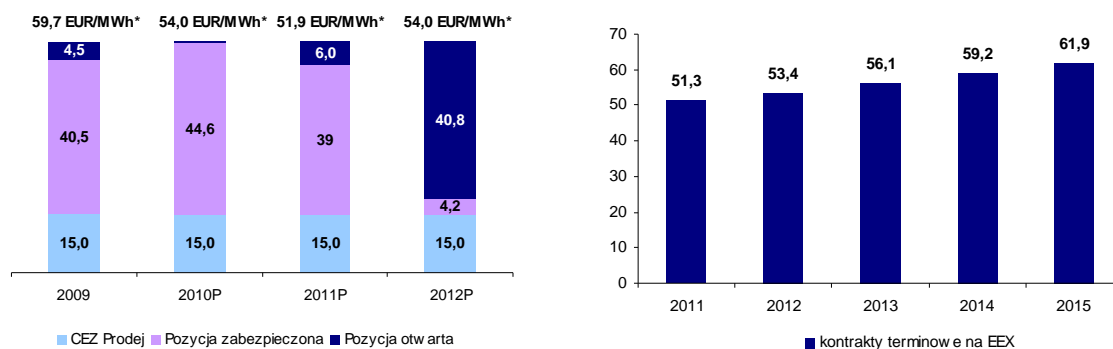
W naszych prognozach dla farm solarnych w Czechach przyjmujemy następujące założenia:

- do końca roku CEZ kosztem 25 mld CZK zakupi instalacje fotowoltaiczne o mocach 300 MW
- średni poziom obciążenia mocy zainstalowanej na poziomie 10,8%
- średni jednostkowy koszt operacyjny 0,6 mln CZK/MW
- projekty będą korzystać z 5-letnich wakacji podatkowych
- okres amortyzacji tych instalacji ustalamy na 30 lat
- taryfa feed-in dla energii solarnej na poziomie 12 150 CZK/MWh będzie indeksowana wskaźnikiem PPI (1,5% rocznie), podobnie jak poziom jednostkowych kosztów operacyjnych

## Hedging cen energii

W najnowszej prezentacji inwestorskiej Zarząd CEZ poinformował, że na koniec lipca wskaźnik zabezpieczenia kontraktów sprzedaży energii w roku 2011 dla elektrowni wchodzących w skład Grupy wynosił 90% przy średniej cenie 52 EUR/MWh. Spółka zabezpieczyła również 32% wolumenów produkcji na rok 2012 i 8% na rok 2013 przy cenach na poziomie odpowiednio 51 EUR/MWh i 54 EUR/MWh, czyli nieco poniżej ostatnich notowań kontraktów na giełdzie EEX. Oczywiście udział hedgingu na lata 2012-13 nie jest jeszcze na tyle duży aby Spółka nie korzystała na ewentualnych wzrostach cen energii w Europie, aczkolwiek zwracamy uwagę że bieżące trendy zostaną odzwierciedlone w wynikach z pewnym opóźnieniem. Przyszły rok przyniesie jeszcze spadek efektywnych cen w rozliczeniach elektrowni, aczkolwiek częściowo powinno to być neutralizowane przez oczekiwany wzrost wolumenów i konsolidację uruchamianych właśnie farm wiatrowych w Rumunii. Stąd nasza prognoza EBIT dla segmentu wytwarzania nie odbiega istotnie od szacunków tegorocznych. Zwracamy również uwagę, że Spółka może korzystać także na możliwym wzroście cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (w 1H'2010 rozpoznane zyski z przeszacowania certyfikatów przeznaczonych do obrotu wyniosły 2 mld CZK).

## Szacunkowa efektywna cena energii realizowana przez elektrownie CEZ na tle kontraktów na EEX



\*szacunek uwzględnia nasze prognozy terminowe cen energii  
 Źródło: szacunki DI BRE, Bloomberg, CEZ

## Projekt wiatrowy w Rumunii

W czerwcu tego roku rozpoczął się proces uruchamiania pierwszej z dwóch dużych farm wiatrowych CEZ w Rumunii. W miejscowości Fantanele, gdzie docelowo ma pracować 139 turbin o łącznej mocy 347,5 MW, na koniec półrocza podłączonych do sieci było 47 wiatraków (114 było wniesionych). Harmonogram oddawania do użytku tej inwestycji jest więc opóźniony w stosunku do pierwotnych założeń o około pół roku. Drugi park wiatrowy w miejscowości Cogealac (101 wiatraków o mocy 252,5 MW) ma być już jednak uruchomiony zgodnie z założeniami pod koniec tego roku, mimo iż Spółka sygnalizuje problemy z lokalną administracją (kwestionowanie dotychczas uzyskanych pozwoleń). Łączne koszty rumuńskiej inwestycji mają sięgnąć 1,1 mld PLN (30 mld CZK), z czego 10,6 mld CZK to koszt zakupu tego projektu w stanie deweloperskim w sierpniu 2008 roku, a kolejne 10,5 mld CZK zostało już poniesione przez CEZ na budowę tych farm do czerwca 2010. Wysokość nakładów implikuje koszt 1MW na około 1,8 mln EUR, co kształtuje się powyżej średnich nakładów jednostkowych wynikających z obserwacji EWEA (1,2 mln EUR w roku 2009). Warto jednak przypomnieć, że z jednej strony CEZ musiał zapłacić premię deweloperowi, a dodatkowo rentowność tego projektu jest wspierana przez ustalony przez rumuński rząd mechanizm przyznawana 2 zielonych certyfikatów za każdą MWh energii z wiatru (od 2017 roku przyznawany będzie jednak już tylko 1 zielony certyfikat). Certyfikaty te z kolei mogą być sprzedawane dostawcom energii (objętym obowiązkiem umarzania tych świadectw pochodzenia) w kontraktach bilateralnych bądź na specjalnej platformie tradingowej OPCOM. Cena minimalna certyfikatu została wyznaczona na 27 EUR, a maksymalna 55 EUR (limit do 2014 roku). Kara dla dostawców, którzy nie wypełnią rocznych limitów zielonej energii wynosi 110 EUR/MWh (cel na 2010 to 8,3%, a w perspektywie 2020 roku ma to być 17%). Obecnie ze względu na deficyt zielonej energii certyfikaty są notowane po maksymalnym ograniczeniu 55 EUR.

## Prognozowany rachunek wyników farm wiatrowych w Rumunii

(mln CZK)	2010P	2011P	2012P	2013P	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P
<b>Przychody</b>	<b>663</b>	<b>5 682</b>	<b>5 541</b>	<b>5 622</b>	<b>5 556</b>	<b>5 753</b>	<b>5 913</b>	<b>4 180</b>	<b>4 298</b>	<b>4 374</b>
sprzedaż energii	177	1 515	1 583	1 768	1 910	2 107	2 267	2 357	2 475	2 551
przychody z certyfikatów	486	4 167	3 959	3 854	3 646	3 646	3 646	1 823	1 823	1 823
wolumen produkcji energii w GWh	169	1 452	1 452	1 452	1 452	1 452	1 452	1 452	1 452	1 452
<b>Koszty operacyjne</b>	<b>358</b>	<b>1 568</b>	<b>1 540</b>	<b>1 526</b>	<b>1 497</b>	<b>1 497</b>	<b>1 497</b>	<b>1 497</b>	<b>1 497</b>	<b>1 497</b>
amortyzacja	292	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
bieżące koszty funkcjonowania	66	568	540	526	497	497	497	497	497	497
<b>EBIT</b>	<b>305</b>	<b>4 114</b>	<b>4 001</b>	<b>4 097</b>	<b>4 059</b>	<b>4 256</b>	<b>4 416</b>	<b>2 682</b>	<b>2 801</b>	<b>2 877</b>
<b>EBITDA</b>	<b>597</b>	<b>5 114</b>	<b>5 001</b>	<b>5 097</b>	<b>5 059</b>	<b>5 256</b>	<b>5 416</b>	<b>3 682</b>	<b>3 801</b>	<b>3 877</b>

Źródło: szacunki DI BRE, CEZ

W naszych prognozach dla farm wiatrowych w Rumunii przyjmujemy następujące założenia:

- harmonogram przyłączenia do sieci przestawiony przez CEZ (przyłączenie 600 MW od początku 2011 roku)
- wskaźnik wykorzystania mocy na poziomie 28% z uwagi na udokumentowane wyniki pomiarów wiatru wykonane przez dewelopera
- niezmienną cenę certyfikatu na poziomie 55 EUR przez okres funkcjonowania farm (30 lat)

- cenę energii w Rumunii na obecnie obserwowanym poziomie 40 EUR/MWh w 2010 i 2011 roku, a następnie jej dochodzenie do poziomu prognozowanego dla notowań EEX (100% w 2016 roku)
- jednostkowe koszty utrzymania wiatraków na poziomie średnich zaobserwowanych przez organizację EWEA dla farm lądowych na poziomie 15 EUR/MWh
- amortyzację inwestycji przez okres 30 lat

Według naszych szacunków opartych na powyższych założeniach strumień EBITDA generowany z rumuńskiego projektu wiatrowego powinien sięgnąć w przyszłym roku nawet około 5 mld CZK. Z kolei wartość NPV tego projektu przy 30-letnim okresie funkcjonowania i WACC na poziomie 7% wynosi ponad 23 mld CZK, a okres zwrotu inwestycji około 10 lat.

## Projekty joint venture i mniejszościowe udziały- aktualizacja

W 2009 roku CEZ zaangażował się w kilka projektów inwestycyjnych na zasadzie zakupu udziałów mniejszościowych bądź 50% w spółkach joint venture z zewnętrznymi partnerami. Łącznie nakłady na te przedsięwzięcia wyniosły około 25 mld CZK, a I-szym półroczu 2010 dodatkowo zakupiono 15% udziałów w Dalkia CR za 3,6 mld CZK. Poniżej prezentujemy krótkie przypomnienie najważniejszych projektów wraz z aktualizacją prognoz wyników i analizą wpływu na skonsolidowane wyniki CEZ. Jednocześnie zwracamy uwagę, że utrzymując dotychczasową metodologię wyceny, w naszym modelu uwzględniamy wartość tych przedsięwzięć po cenie nabycia.

### Kopalnia węgla brunatnego MIBRAG

W czerwcu 2009 spółka zależna CEZ Severoceske Doly poprzez JV (50:50) z firmą J&T sfinalizowała transakcję zakupu 100% udziałów w niemieckiej spółce wydobywczej MIBRAG za łączną kwotę 404 mln EUR. Przypominamy, że podmiot ten prowadzi dwie kopalnie węgla brunatnego niedaleko Lipska (Profen i United Schleenhain) o łącznej produkcji 19 mln ton i zasobach wydobywanych szacowanych na 530 mln ton. Surowiec w większości sprzedawany jest na bazie długoterminowych kontraktów do dwóch dużych elektrowni Lippendorf (1800 MW) oraz Schkopau (900 MW), a także do 3 elektrociepłowni należących do koncernu MIBRAG o łącznej mocy zainstalowanej 208 MW (produkcja ciepła i energii w kogeneracji). Na poziomie skonsolidowanego sprawozdania finansowego CEZ konsoliduje wyniki spółki JV, poprzez którą transakcja została zrealizowana, tak więc są one już obciążone kosztami finansowania akwizycji. Dotychczas składały się na nie odsetki od pożyczki od CEZ i J&T, ale 270 mln EUR zostało w 2Q'2010 zrefinansowane kredytem bankowym. Nie powinno to mieć wpływu na zyski konsolidowane z JV, aczkolwiek wpłynie na lekki spadek przychodów odsetkowych CEZ (oprocentowanie pożyczki od spółki stowarzyszonej było zapewne wyższe od rynkowych stóp depozytowych).

### Dane finansowe i operacyjne MIBRAG

(mln EUR)	2006	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P
Przychody	371,6	372,5	404,7	419,7	406,5	426,3	439,4
EBITDA	124,0	128,5	120,6	139,5	129,1	134,0	135,5
marża EBITDA	33%	34%	30%	33%	32%	31%	31%
EBIT	50,9	50,8	39,2	63,4	56,2	64,1	68,4
Zysk netto	36,8	39,8	31,8	51,9	48,8	58,2	64,5
Zysk przypadający CEZ*	0,0	0,0	0,0	8,2	14,7	16,9	19,1
Wydobycie węgla mln t	19,9	18,6	19,0	19,7	19,7	19,7	19,7
P/E*	11,0	10,2	12,7	7,8	8,3	6,9	6,3
EV/EBITDA**	3,5	3,4	3,6	3,1	3,3	3,2	3,2

\*zysk przypadający na CEZ po uwzględnieniu kosztów finansowania w JV

\*\*wskaźniki w oparciu o zapłaconą cenę 404 mln EUR i dług netto na koniec 2009

Źródło: CEZ

### Udziały w Dalkia CR

W listopadzie 2009 CEZ podpisał umowę z firmą Dalkia Ceska Republika (CR) w sprawie odkupienia 85% udziałów w spółce Dalkia Usti nad Labem z możliwością wykupu pozostałych 15% za łączną kwotę 6,3 mld CZK (płatność podzielona jest jednak na transzę stałą i transzę zmienną uzależnioną od parametrów finansowych). W ramach tej umowy CEZ za 3,6 mld CZK zakupi również 15% udziałów w spółce Dalkia CR, która obecnie jest kontrolowana przez międzynarodowy koncern Dalkia, będący joint venture koncernów EDF (34%) i Veolia Environment (66%). Transakcja została zrealizowana w 2Q'2010. Dalkia Usti nad Labem jest już oczywiście w pełni konsolidowana (jako Teplarna Trmice), natomiast w przypadku udziałów

w Dalkia CR Spółka będzie w rachunku wyników uwzględniać tylko 15% zysku netto na pozycji udziały w zyskach jednostek wycenianych metodą praw własności. W przypadku 2009 roku byłoby to więc 362 mln CZK, tak więc skala wpływu nie będzie znacząca (0,7% skonsolidowanego zysku netto). W naszym modelu wyceny uwzględniamy wartość pakietu w Dalkia CR po cenie ich nabycia, która implikuje wskaźniki P/E i EV/EBITDA na historycznych rezultatach 2009 na poziomie odpowiednio 9,9 i 5,8.

### Dane finansowe i operacyjne spółki Dalkia CR

(mln CZK)	2006	2007	2008	2009
<b>Przychody</b>	<b>9 455</b>	<b>10 055</b>	<b>10 979</b>	<b>12 761</b>
energia cieplna	-	5 601	6 056	6 512
energia elektryczna	-	4 165	4 536	5 939
pozostałe	-	289	387	310
<b>EBITDA</b>	<b>3 263</b>	<b>4 037</b>	<b>4 062</b>	<b>4 263</b>
marża EBITDA	34,5%	40,1%	37,0%	33,4%
EBIT	2 202	2 929	2 899	3 108
<b>Zysk netto</b>	<b>1 593</b>	<b>2 204</b>	<b>2 163</b>	<b>2 415</b>
Dług netto	1 787	1394	1 115	703
Wolumen ciepła TJ	17 919	17 941	18 394	16 340
Wolumen energii GWh	2 440	2 432	2 055	2 574

Źródło: CEZ

### Prańska Teplarska

CEZ zawarł umowę zakupu 48,67% udziałów w spółce Prańska Teplarska (PT) jeszcze w lipcu 2009, ale nadal nie zostały wydane administracyjne decyzje umożliwiające finalizację transakcji (głównie chodzi o urząd antymonopolowy i KE). Zapłata za ten pakiet została już jednak uregulowana w ubiegłym roku i wyniosła 12,9 mld CZK, co implikuje 12,2 PE'09 i 7,1 EV/EBITDA. Ze względu na brak formalnych zgód na to przejęcie CEZ zakwalifikował nabyty pakiet jako długoterminowe aktywo finansowe, gdyż na razie Spółka nie może wykonywać praw z tych akcji, tak więc nie księguje żadnych bieżących zysków z tego podmiotu na poziomie rachunku wyników. Docelowo (zakładamy, że od 1Q'2011) pojawią się one na poziomie zysku brutto w zyskach jednostek konsolidowanych metodą praw własności (w 2009 roku byłoby to 1 mld CZK (2,1% skonsolidowanego zysku koncernu)). Przypominamy, że PT jest największym dostawcą ciepła dla Pragi, a jej zainstalowana moc cieplna i energetyczna wynoszą odpowiednio 1,7 GW i 138 MW. Dodatkowo jej spółka zależna Energotrans jest właścicielem elektrociepłowni w Melniku o mocy zainstalowanej 352 MW (w tej lokalizacji CEZ planuje budowę bloku CCGT). Prańska Teplarska posiada ponad 600 km sieci przesyłowej ciepła i obsługuje około 250 tys. gospodarstw domowych. Drugim największym akcjonariuszem PT (47,33%) pozostanie Prańska Teplarska Holding, w którym miasto Praga posiada 51% udziałów, a pozostałe 49% należy do niemieckiej spółki energetycznej EnBW Energie-Baden Württemberg AG. W modelu wyceny uwzględniamy udziały w PT po cenie ich nabycia (24 CZK na akcję CEZ).

### Wyniki finansowe Prańska Teplarska i prognozy DI BRE

(mln CZK)	2005	2006	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P
<b>Przychody</b>	<b>6 639</b>	<b>7 109</b>	<b>7 074</b>	<b>8 235</b>	<b>8 919</b>	<b>8 380</b>	<b>9 152</b>	<b>9 447</b>
sprzedaż ciepła	4 616	4 866	4 749	5 284	5 467	5 260	5 853	6 035
sprzedaż energii i inna	2 023	2 243	2 325	2 951	3 452	3 120	3 298	3 413
<b>EBITDA</b>	<b>2 368</b>	<b>3 114</b>	<b>2 573</b>	<b>2 883</b>	<b>3 440</b>	<b>3 176</b>	<b>3 019</b>	<b>3 051</b>
marża EBITDA	36%	44%	36%	35%	39%	38%	33%	32%
EBIT	1 576	2 320	1 785	2 132	2 666	2 372	2 185	2 191
<b>Zysk netto</b>	<b>1 148</b>	<b>1 776</b>	<b>1 549</b>	<b>1 760</b>	<b>2 175</b>	<b>1 898</b>	<b>1 749</b>	<b>1 753</b>
Zysk netto przypadający CEZ	0	0	0	0	0	0	851	853

Źródło: Prańska Teplarska, szacunki DI BRE

### Spółki w Turcji

W lutym 2009 roku CEZ wraz ze swoim tureckim partnerem Akkok oraz spółką Akenerji (CEZ posiada tam 37,4% udziałów) sfinalizował zakup tureckiej firmy dystrybucyjnej SEDAS za łączną kwotę 600 mln USD z czego 300 mln USD zostało zapłacone od razu, a pozostała część została rozłożona na dwie równe raty z płatnościami w 2010 i 2011 roku. Transakcję zrealizowano przez powołaną spółkę celową Akcez Enerji, w której 27,5% udziałów ma CEZ,

27,5% Akkok (lokalny partner) i 45% Akenerji. CEZ posiada w Akenerji 37,36% udziałów kupionych w maju 2009 za 302 mln USD i wraz z Akkok kontroluje 75% kapitału Akenerji (w kwietniu tego roku akcjonariusze objęli ponadto akcje nowej emisji na kwotę 200 mln USD, z czego na CEZ przypadło 76 mln USD). Przypominamy, że SEDAS obsługuje około 1,3 mln klientów (w tym połowa to klienci przemysłowi) i dystrybuje rocznie 8 TWh energii elektrycznej (roczna konsumpcja w Turcji to około 170 TWh), a Akenerji jest producentem energii o łącznych aktywnych mocach zainstalowanych 357 MW opalanych gazem ziemnym, które dają około 2% udział w rynku (w 2009 roku produkcja na poziomie 2,1 TWh). Wyniki tureckich spółek z uwagi na brak kontrolnych udziałów są konsolidowane jako zyski z jednostek konsolidowanych metodą praw własności, z tym że w przypadku SEDAS podmiotem uwzględnianym w sprawozdaniu CEZ jest JV Akcez Enerji (w tym wypadku uwzględniane są również koszty finansowania). W pierwszym półroczu 2010 wynik netto Akenerji wyniósł -19 mln USD, a strata była związana z kosztami obsługi zadłużenia, niższymi cenami energii i jej nadpodażą w Turcji oraz konsolidacją straty z SEDAS (-7,7 mln USD). Oznacza to, że na poziomie wyniku jednostek konsolidowanych metodą praw własności CEZ z tytułu inwestycji tureckich raportował w 1H'2010 około 12 mln USD straty (-230 mln CZK). W kolejnych okresach spodziewana jest już poprawa rezultatów, a w następnych latach dodatkowo będą to determinować uruchomienia nowych elektrowni (w tym 373 MW elektrowni wodnych oraz elektrownia gazowa o mocach 900 MW, której start jest planowany na połowę 2013 roku). W przypadku SEDAS należy oczekiwać stabilnej poprawy wyników w związku z ustaloną formą wynagradzania aktywów regulacyjnych (WRA) przez tamtejszego regulatora. W naszym modelu wyceny uwzględniamy wartość tureckich aktywów CEZ na poziomie zapłaconej ceny ich nabycia, jednocześnie zwracamy uwagę, że w przypadku Akenerji łączna wartość zaangażowanych środków przez CEZ implikowałaby wycenę tej spółki na poziomie 1 mld USD, a obecna kapitalizacja to 930 mln USD.

### Wyniki finansowe Akenerji oraz szacunki DIBRE

(mln USD)	2006	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P	2013P
Przychody	302,0	346,6	464,9	298,5	210,4	403,9	442,1	844,0
EBITDA	0,7	-2,8	75,6	33,2	41,7	115,7	130,0	222,0
marża EBITDA	0%	-1%	16%	11%	20%	29%	29%	26%
EBIT	-39,7	-42,2	51,5	15,2	20,5	91,5	103,5	189,3
Zysk netto	-41,5	-30,4	68,3	16,0	-2,2	45,2	55,4	118,9
Zysk netto przypadający CEZ	0,0	0,0	0,0	3,0	-0,8	16,9	20,7	44,4
P/E	-	-	11,8	50,4	-361,2	17,9	14,6	6,8
EV/EBITDA	-	-	12,7	28,8	23,0	8,3	7,4	4,3
<b>Moc zainstalowana MW</b>	<b>541</b>	<b>541</b>	<b>496</b>	<b>358</b>	<b>417</b>	<b>659</b>	<b>689</b>	<b>1 196</b>
gaz	541	541	496	358	358	358	358	808
hydro	-	-	-	-	44	286	316	373
wiatr	-	-	-	-	15	15	15	15
Kurs USD/TRY	1,44	1,30	1,31	1,55	1,52	1,50	1,43	1,39

Źródło: Akenerji, szacunki DIBRE

## Prognoza wyników i wycena

Na podstawie wyceny DCF oraz wyceny porównawczej cenę docelową jednej akcji CEZ wyznaczamy na 878,8 CZK, czyli równowartość 140,3 PLN (kurs CZKPLN=0,1597). Na tej podstawie wydajemy rekomendację trzymaj.

	waga	cena
Wycena porównawcza	50%	719,9
Wycena DCF	50%	928,8
	cena wynikowa	824,3
	<b>cena docelowa za 9 m-cy</b>	<b>878,8</b>

### Wycena DCF

#### Założenia modelu

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

	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P	2013P	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P
<b>Wolumen produkcji energii TWh</b>	<b>73,8</b>	<b>67,6</b>	<b>65,3</b>	<b>70,0</b>	<b>72,0</b>	<b>72,7</b>	<b>81,9</b>	<b>83,2</b>	<b>89,0</b>	<b>90,0</b>	<b>86,0</b>	<b>82,0</b>	<b>82,0</b>
energia atomowa	26,2	26,6	27,2	28,4	29,1	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8
węgiel brunatny	37,3	32,1	29,3	32,6	32,6	32,6	36,4	36,4	37,0	33,0	29,0	25,1	25,1
węgiel kamienny	8,7	7,4	6,7	6,9	6,9	6,9	6,9	5,7	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
gaz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,4	7,8	12,8	17,7	17,7	17,7	17,7
energia wodna	1,7	1,5	2,1	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
wiatr	0,0	0,0	0,0	0,2	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
<b>Wolumen sprzedaży energii TWh</b>	<b>37,7</b>	<b>37,9</b>	<b>40,7</b>	<b>41,9</b>	<b>42,3</b>	<b>43,4</b>	<b>44,5</b>	<b>45,6</b>	<b>46,7</b>	<b>47,8</b>	<b>48,7</b>	<b>49,5</b>	<b>50,0</b>
<b>Wolumen dystrybucji energii TWh</b>	<b>50,2</b>	<b>51,0</b>	<b>49,8</b>	<b>54,1</b>	<b>54,6</b>	<b>55,9</b>	<b>57,3</b>	<b>58,8</b>	<b>60,2</b>	<b>61,6</b>	<b>62,7</b>	<b>63,7</b>	<b>64,4</b>
<b>Cena terminowa energii EUR/MWh (1Y)</b>	<b>54,9</b>	<b>69,1</b>	<b>49,3</b>	<b>52,2</b>	<b>55,4</b>	<b>62,8</b>	<b>66,2</b>	<b>67,4</b>	<b>68,2</b>	<b>71,5</b>	<b>75,5</b>	<b>77,1</b>	<b>78,8</b>
<b>Cena certyfikatu CO2 w EUR/t</b>	<b>20,6</b>	<b>23,9</b>	<b>13,8</b>	<b>14,6</b>	<b>18,3</b>	<b>22,2</b>	<b>30,0</b>	<b>31,5</b>	<b>33,0</b>	<b>34,6</b>	<b>36,3</b>	<b>38,1</b>	<b>40,0</b>
<b>EUR/CZK</b>	<b>27,7</b>	<b>25,0</b>	<b>26,4</b>	<b>26,1</b>	<b>26,1</b>	<b>24,8</b>	<b>24,1</b>	<b>23,5</b>	<b>23,5</b>	<b>23,5</b>	<b>23,5</b>	<b>23,5</b>	<b>23,5</b>
<b>USD/CZK</b>	<b>20,3</b>	<b>17,1</b>	<b>19,0</b>	<b>20,0</b>	<b>20,0</b>	<b>19,0</b>	<b>18,5</b>	<b>18,0</b>	<b>18,0</b>	<b>18,0</b>	<b>18,0</b>	<b>18,0</b>	<b>18,0</b>
<b>TRY/CZK</b>	<b>15,5</b>	<b>13,1</b>	<b>12,2</b>	<b>13,2</b>	<b>13,3</b>	<b>13,3</b>	<b>13,3</b>	<b>13,3</b>	<b>13,3</b>	<b>13,3</b>	<b>13,3</b>	<b>13,3</b>	<b>13,3</b>

2. Przepływy pieniężne dyskontowane są na koniec sierpnia 2010. Przy kalkulacji wartości firmy uwzględniamy dług netto na koniec 2009 roku powiększony o wypłaconą już dywidendę w kwocie 28,5 mld CZK.
3. W przepływach pieniężnych 2010 i 2011 roku uwzględniamy zakładane wydatki kapitałowe związane z płatnościami za akwizycje (transze za turecki SEDAS oraz transakcje z koncernem Dalkia i podwyższenie kapitału w Akenerji).
4. Udziały w jednostkach konsolidowanych metodą praw własności dodajemy do wartości firmy wynikającej z modelu DCF. Posiadane 7% udziałów w MOL uwzględniamy po ich aktualnej wycenie rynkowej.
5. CAPEX i amortyzacja w modelu DCF uwzględniają przepływy związane z paliwem nuklearnym.
6. W roku 2019 amortyzacja jest niższa niż CAPEX, dlatego przy obliczaniu wartości rezydualnej, korygujemy wielkość amortyzacji do 52 mld CZK.
7. Przy obliczaniu FCF<sub>TV</sub> do wartości rezydualnej przyjmujemy dynamikę przychodów oraz marżę EBITDA z roku 2019.
8. Po roku 2019 zakładamy wzrost FCF na poziomie 2%. Ponadto przyjmujemy stopę wolną od ryzyka na poziomie 4,4% (4,4% w latach prognozy), współczynnik beta na poziomie 0,9.



### Model DCF wyceny akcji CEZ

(mln CZK)	2010P	2011P	2012P	2013P	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2019+
Przychody ze sprzedaży	199 224	204 001	215 865	233 399	242 658	254 319	267 916	268 559	274 924	281 324	284 138
zmiana	-	2,4%	5,8%	8,1%	4,0%	4,8%	5,3%	0,2%	2,4%	2,3%	1,0%
EBITDA*	89 188	95 291	102 757	103 080	104 182	101 855	102 586	107 684	110 798	110 490	111 595
marża EBITDA	44,8%	46,7%	47,6%	44,2%	42,9%	40,1%	38,3%	40,1%	40,3%	39,3%	39,3%
Amortyzacja*	27 259	30 367	32 892	38 032	39 266	40 495	42 638	44 487	47 258	45 186	52 000
EBIT	61 929	64 924	69 865	65 048	64 916	61 360	59 949	63 197	63 540	65 305	59 595
marża EBIT	31,1%	31,8%	32,4%	27,9%	26,8%	24,1%	22,4%	23,5%	23,1%	23,2%	21,0%
Opodatkowanie EBIT	11 766	11 876	12 805	11 880	11 845	11 159	11 390	12 007	12 073	12 408	11 323
NOPLAT	50 162	53 048	57 059	53 168	53 071	50 201	48 558	51 189	51 467	52 897	48 272
CAPEX*	-92 472	-78 737	-76 094	-72 601	-52 000	-52 000	-52 000	-52 000	-52 000	-52 000	-52 000
Kapitał obrotowy	-104	-173	-429	-635	-335	-422	-492	-23	-230	-232	-230
Inwestycje kapitałowe	-10 740	-1 501	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FCF	-25 895	3 004	13 429	17 964	40 002	38 274	38 704	43 653	46 495	45 851	48 042
WACC	6,8%	6,8%	6,8%	6,8%	6,9%	7,0%	7,1%	7,1%	7,2%	7,3%	7,6%
współczynnik dyskonta	97,8%	91,6%	85,8%	80,4%	75,2%	70,3%	65,6%	61,3%	57,1%	53,3%	53,3%
PV FCF	-25 333	2 753	11 525	14 440	30 082	26 903	25 405	26 743	26 570	24 429	

WACC	6,8%	6,8%	6,8%	6,8%	6,9%	7,0%	7,1%	7,1%	7,2%	7,3%	7,6%
Koszt długu	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%
Stopa wolna od ryzyka	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%
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	46,4%	47,4%	46,9%	47,0%	44,4%	42,3%	40,1%	38,7%	37,5%	36,3%	28,0%
Koszt kapitału własnego	8,9%	8,9%	8,9%	8,9%	8,9%	8,9%	8,9%	8,9%	8,9%	8,9%	8,9%
Premia za ryzyko	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Beta	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9

Wzrost FCF po okresie prognozy

2,0%

#### Analiza wrażliwości

		Wzrost FCF w nieskończoności					
		0,0%	1,0%	2,0%	3,0%	4,0%	
Wartość rezydualna (TV)	852 908						
Zdyskontowana wartość rezydualna (PV TV)	454 424						
Zdyskontowana wartość FCF w okresie prognozy	163 517	WACC +1,0pp	677	754	854	990	1 184
Wartość firmy (EV)	617 941	WACC +0,5pp	713	800	916	1 077	1 316
Dług netto	158 596	WACC	754	854	990	1 184	1 484
Udziałowcy mniejszościowi	6 314	WACC -0,5pp	800	916	1 077	1 316	1 707
Wartość firmy	453 031	WACC -01,0pp	854	990	1 184	1 484	2 013
Udziały w MOL-u	13 999						
Udziały w spółkach kontrolowanych metodą praw własności	32 660						
Liczba akcji (mln)	537,99						
<b>Wartość firmy na akcję (CZK)</b>	<b>928,8</b>						
9-cio miesięczny koszt kapitału własnego	6,9%						
<b>Cena docelowa (CZK)</b>	<b>990,1</b>						
<b>Cena docelowa (PLN)</b>	<b>158,1</b>						
EV/EBITDA('10) dla ceny docelowej	7,3						
P/E('10) dla ceny docelowej	11,5						
Udział TV w EV	74%						

\*pozycje uwzględniają nakłady i amortyzację na paliwo nuklearne

## Wycena porównawcza

Wycenę mnożnikową przeprowadziliśmy dla wskaźników P/CE i EV/EBITDA w horyzoncie 2010-2012. Do grupy porównawczej wybraliśmy spółki energetyczne prowadzące swoją działalność zarówno w segmencie produkcji energii jak i dystrybucji. Uzupełniliśmy ją także o polskie spółki energetyczne PGE, ENEA i Tauron oraz PGNiG, które wydają się również zbliżone do profilu utility. W porównaniu do podobnych europejskich podmiotów, CEZ wydaje się być wyceniany z lekką premią, zarówno dla wskaźnika opartego o zysk netto powiększony o amortyzację, jak i EBITDA.

	Cena	P/CE				EV/EBITDA*			
		2009	2010P	2011P	2012P	2009	2010P	2011P	2012P
EDF	32,85	5,6	5,2	5,0	4,7	6,3	5,9	5,7	5,3
E.ON AG	23,24	5,0	5,1	5,3	5,1	6,3	6,3	6,5	6,3
IBERDROLA SA	5,73	6,3	6,0	5,7	5,2	8,9	8,3	7,9	7,3
ENEL SPA	3,96	3,9	3,8	3,7	3,6	6,1	5,8	5,7	5,5
RWE AG	53,39	5,6	4,9	4,9	4,7	6,4	5,6	5,7	5,4
ENDESA SA	19,71	4,4	4,7	5,0	4,8	5,8	5,9	5,9	5,6
FORTUM OYJ	19,19	9,4	8,8	8,9	8,5	10,0	9,6	9,6	9,2
ENEA	20,50	7,7	6,8	6,6	6,1	5,9	5,0	4,8	4,2
PGE	23,78	7,6	6,7	6,1	5,4	6,1	5,4	4,7	0,0
PGNiG	3,47	6,5	4,9	5,1	4,9	6,5	4,5	4,7	4,5
Tauron	5,56	4,7	4,2	4,1	3,7	4,2	4,1	3,8	3,4
Maksimum		9,4	8,8	8,9	8,5	10,0	9,6	9,6	9,2
Minimum		3,9	3,8	3,7	3,6	4,2	4,1	3,8	0,0
<b>Mediana</b>		<b>5,6</b>	<b>5,1</b>	<b>5,1</b>	<b>4,9</b>	<b>6,3</b>	<b>5,8</b>	<b>5,7</b>	<b>5,4</b>
CEZ	820,5	6,0	6,3	5,9	5,5	6,2	6,5	6,1	5,7
(premia / dyskonto)		7,6%	23,9%	15,7%	10,5%	-1,5%	12,4%	8,2%	6,4%
<b>Implikowana wycena</b>									
Mediana		5,6	5,1	5,1	4,9	6,3	5,8	5,7	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%
<b>Implikowana wartość CEZ (CZK)</b>		<b>719,9</b>							

\*EV/EBITDA w oparciu o dług netto na koniec 2009

**Rachunek wyników**

(mln CZK)	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P	2013P
<b>Przychody ze sprzedaży</b>	<b>174 563,0</b>	<b>183 958,0</b>	<b>196 352,0</b>	<b>199 223,5</b>	<b>204 001,5</b>	<b>215 865,0</b>	<b>233 399,2</b>
<i>zmiana</i>	17,1%	5,4%	6,7%	1,5%	2,4%	5,8%	8,1%
<b>EBIT, w tym</b>	<b>53 203,0</b>	<b>66 654,0</b>	<b>68 199,0</b>	<b>61 928,9</b>	<b>64 924,4</b>	<b>69 864,7</b>	<b>65 047,8</b>
Produkcja i handel	37 357,0	50 445,0	54 612,0	45 889,2	46 595,0	50 858,8	45 792,0
Dystrybucja i sprzedaż	9 774,0	9 594,0	7 237,0	10 580,9	12 477,6	13 319,8	14 166,6
Wydobycie	3 670,0	3 593,0	3 872,0	3 147,7	3 512,1	3 544,3	3 394,5
Pozostałe	2 402,0	3 022,0	2 478,0	2 311,1	2 339,7	2 141,9	1 694,7
Koszty, zyski jednorazowe	2 900,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
<b>EBIT oczyszczony</b>	<b>50 303,0</b>	<b>66 654,0</b>	<b>68 199,0</b>	<b>61 928,9</b>	<b>64 924,4</b>	<b>69 864,7</b>	<b>65 046,8</b>
<i>zmiana</i>	32,8%	25,3%	2,3%	-9,2%	4,8%	7,6%	-6,9%
<i>marża EBIT</i>	28,8%	36,2%	34,7%	31,1%	31,8%	32,4%	27,9%
Wynik na działalności finansowej	-2 052,0	-5 938,0	-3 253,0	-3 890,3	-4 522,0	-3 988,2	-4 736,8
Wynik zdarzeń nadzwyczajnych	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pozostałe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Zysk brutto</b>	<b>51 151,0</b>	<b>60 716,0</b>	<b>64 946,0</b>	<b>58 038,6</b>	<b>60 402,4</b>	<b>65 876,5</b>	<b>60 310,0</b>
Podatek dochodowy	8 387,0	13 365,0	13 091,0	11 027,3	11 016,8	12 047,6	10 980,2
Udziałowcy mniejszościowi	1 209,0	841,0	308,0	835,0	877,1	956,1	876,2
<b>Zysk netto</b>	<b>41 555,0</b>	<b>46 510,0</b>	<b>51 547,0</b>	<b>46 176,3</b>	<b>48 508,5</b>	<b>52 872,8</b>	<b>48 453,5</b>
<i>zmiana</i>	50,0%	11,9%	10,8%	-10,4%	5,1%	9,0%	-8,4%
<i>marża</i>	23,8%	25,3%	26,3%	23,2%	23,8%	24,5%	20,8%
Amortyzacja	22 166,0	22 090,0	22 876,0	23 948,9	26 420,1	27 910,1	32 920,9
<b>EBITDA oczyszczona</b>	<b>72 469,0</b>	<b>88 744,0</b>	<b>91 075,0</b>	<b>85 877,8</b>	<b>91 344,5</b>	<b>97 774,8</b>	<b>97 967,7</b>
<i>zmiana</i>	17,0%	17,7%	6,3%	-9,0%	6,4%	7,0%	0,2%
<i>marża EBITDA</i>	41,5%	48,2%	46,4%	43,1%	44,8%	45,3%	42,0%
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	85,8	90,2	98,3	90,1
CEPS	117,6	115,8	138,3	130,3	139,3	150,2	151,3
ROAE	22,7%	27,0%	27,6%	22,1%	21,2%	20,9%	17,7%
ROAA	11,2%	11,0%	10,3%	8,2%	7,8%	7,9%	6,7%

**Bilans**

(mln CZK)	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P	2013P
<b>AKTYWA</b>	<b>370 942,0</b>	<b>473 175,0</b>	<b>530 259,0</b>	<b>594 897,9</b>	<b>647 152,6</b>	<b>696 271,4</b>	<b>739 586,0</b>
<b>Majątek trwały</b>	<b>313 420,0</b>	<b>346 237,0</b>	<b>414 955,0</b>	<b>490 908,2</b>	<b>540 779,7</b>	<b>583 981,0</b>	<b>618 549,6</b>
Rzeczowe aktywa trwałe	270 182,0	284 539,0	323 366,0	382 580,1	426 735,0	466 928,9	499 116,7
Wartości niematerialne i prawne	19 060,0	18 074,0	18 653,0	23 612,0	27 424,1	31 063,9	34 206,0
Udziały w innych podmiotach	248,0	1 907,0	17 250,0	17 250,0	17 250,0	17 250,0	17 250,0
Pozostałe aktywa trwałe	23 930,0	41 717,0	55 686,0	67 466,1	69 370,5	68 738,2	67 976,8
<b>Majątek obrotowy</b>	<b>57 522,0</b>	<b>126 938,0</b>	<b>115 304,0</b>	<b>103 989,7</b>	<b>106 372,9</b>	<b>112 290,4</b>	<b>121 036,4</b>
Zapasy	5 341,0	7 873,0	7 903,0	8 018,6	8 210,9	8 688,4	9 394,1
Należności krótkoterminowe	23 880,0	41 729,0	46 350,0	47 027,8	48 155,7	50 956,2	55 095,2
Pozostałe aktywa obrotowe	15 872,0	60 033,0	34 324,0	34 758,4	35 481,3	37 276,1	39 928,9
Środki pieniężne i ich ekwiwalent	12 429,0	17 303,0	26 727,0	14 184,8	14 525,0	15 369,7	16 618,2
<b>(mln CZK)</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010P</b>	<b>2011P</b>	<b>2012P</b>	<b>2013P</b>
<b>PASYWA</b>	<b>370 942,0</b>	<b>473 175,0</b>	<b>530 259,0</b>	<b>594 897,9</b>	<b>647 152,6</b>	<b>696 271,4</b>	<b>739 586,0</b>
<b>Kapitał własny</b>	<b>171 352,0</b>	<b>173 252,0</b>	<b>200 361,0</b>	<b>218 023,8</b>	<b>240 177,8</b>	<b>265 365,0</b>	<b>283 643,0</b>
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	164 224,8	186 378,8	211 566,0	229 844,0
<b>Kapitał mniejszości</b>	<b>12 874,0</b>	<b>12 158,0</b>	<b>6 314,0</b>	<b>6 314,0</b>	<b>6 314,0</b>	<b>6 314,0</b>	<b>6 314,0</b>
<b>Zobowiązania długoterminowe</b>	<b>125 151,0</b>	<b>136 614,0</b>	<b>192 516,0</b>	<b>200 307,2</b>	<b>217 958,1</b>	<b>230 017,8</b>	<b>241 380,6</b>
Pożyczki i kredyty	51 984,0	66 526,0	118 921,0	126 712,2	144 363,1	156 422,8	167 785,6
Pozostałe	73 167,0	70 088,0	73 595,0	73 595,0	73 595,0	73 595,0	73 595,0
<b>Zobowiązania krótkoterminowe</b>	<b>61 565,0</b>	<b>151 151,0</b>	<b>131 068,0</b>	<b>170 252,9</b>	<b>182 702,8</b>	<b>194 574,7</b>	<b>208 248,4</b>
Pożyczki i kredyty	21 274,0	39 875,0	37 889,0	75 950,0	86 529,7	93 758,2	100 569,0
Zobowiązania handlowe	25 737,0	93 646,0	76 853,0	77 976,9	79 847,0	84 490,5	91 353,4
Pozostałe	14 554,0	17 630,0	16 326,0	16 326,0	16 326,0	16 326,0	16 326,0
Dług	73 258,0	106 401,0	156 810,0	202 662,2	230 892,8	250 180,9	268 354,5
Dług netto	60 829,0	89 098,0	130 083,0	188 477,3	216 367,7	234 811,2	251 736,4
(Dług netto / Kapitał własny)	35,5%	51,4%	64,9%	86,4%	90,1%	88,5%	88,8%
(Dług netto / EBITDA)	0,8	1,0	1,4	2,2	2,4	2,4	2,6
<b>BVPS</b>	<b>316,2</b>	<b>292,6</b>	<b>372,4</b>	<b>405,3</b>	<b>446,4</b>	<b>493,3</b>	<b>527,2</b>



## Przepływy pieniężne

(mln CZK)	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P	2013P
<b>Przepływy operacyjne</b>	<b>59 219,0</b>	<b>70 583,0</b>	<b>87 354,0</b>	<b>77 838,9</b>	<b>84 822,5</b>	<b>92 046,9</b>	<b>94 183,0</b>
Zysk netto	41 555,0	46 510,0	51 547,0	46 176,3	48 508,5	52 872,8	48 454,5
Amortyzacja	22 166,0	22 090,0	26 171,0	23 948,9	26 420,1	27 910,1	32 920,9
Kapitał obrotowy	-3 880,0	37 604,0	-23 920,0	330,5	549,9	1 365,5	2 018,2
Pozostałe	-622,0	-35621,0	33556,0	7383,2	9344,1	9898,5	10789,4
<b>Przepływy inwestycyjne</b>	<b>-37 033,0</b>	<b>-60 170,0</b>	<b>-99 022,0</b>	<b>-103 212,4</b>	<b>-80 238,1</b>	<b>-76 093,8</b>	<b>-72 600,9</b>
CAPEX	-34 066,0	-46 186,0	-70 791,0	-92 472,1	-78 737,1	-76 093,8	-72 600,9
Pozostałe	-2967,0	-13984,0	-28231,0	-10740,3	-1501,0	0,0	0,0
<b>Przepływy finansowe</b>	<b>-40 120,0</b>	<b>-5 917,0</b>	<b>22 230,0</b>	<b>12 831,3</b>	<b>-4 244,3</b>	<b>-15 108,4</b>	<b>-20 333,7</b>
Emisja akcji	-54 443,0	-12 535,0	146,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dług	26 248,0	27 607,0	48 918,0	45 852,2	28 230,6	19 288,2	18 173,6
Dywidenda (buy-back)	-11 694,0	-21 218,0	-26 545,0	-28 513,5	-26 354,5	-27 685,6	-30 176,5
Pozostałe	-231,0	229,0	-289,0	-4507,4	-6120,4	-6711,0	-8330,8
<b>Zmiana stanu środków pieniężnych</b>	<b>-18 503,0</b>	<b>4 874,0</b>	<b>9 424,0</b>	<b>-12 542,2</b>	<b>340,2</b>	<b>844,7</b>	<b>1 248,4</b>
Środki pieniężne na koniec okresu	12 429,0	17 303,0	26 727,0	14 184,8	14 525,0	15 369,7	16 618,2
DPS (CZK)	20,0	40,0	49,3	53,0	49,0	51,5	56,1
FCF	26 136,0	66 797,0	-16 727,0	-17 291,1	2 140,5	10 998,9	16 404,8
(CAPEX / Przychody ze sprzedaży)	19,5%	25,1%	36,1%	46,4%	38,6%	35,3%	31,1%
	4,5%	11,6%	-2,6%	-2,6%	0,3%	1,6%	#DZIEL/0!

## Wskaźniki rynkowe

	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P	2013P
P/E	10,7	10,4	8,6	9,6	9,1	8,3	9,1
P/CE	7,0	7,1	5,9	6,3	5,9	5,5	5,4
P/BV	2,6	2,8	2,2	2,0	1,8	1,7	1,6
P/S	2,5	2,6	2,2	2,2	2,2	2,0	1,9
FCF/EV	5,0%	11,4%	-2,9%	-2,7%	0,3%	1,6%	2,3%
EV/EBITDA	7,2	6,6	6,3	7,4	7,3	7,0	7,1
EV/EBIT	10,3	8,8	8,5	10,3	10,2	9,8	10,8
EV/S	3,0	3,2	2,9	3,2	3,3	3,2	3,0
DYield	2,4%	4,9%	6,0%	6,5%	6,0%	6,3%	6,8%

## Cena (CZK)

	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P	2013P
<b>820,5</b>							
Liczba akcji na koniec roku (mln)	541,8	592,2	538,0	538,0	538,0	538,0	538,0
MC (mln CZK)	444 580	485 909	441 421	441 421	441 421	441 421	441 421
Kapitał udziałowców mniej. (mln CZK)	12 874	12 158	6 314	6 314	6 314	6 314	6 314
EV (mln CZK)	518 283	587 165	577 818	636 212	664 102	682 546	699 471

13 września 2010

Aktualizacja raportu

**Energetyka**

Polska

<b>Cena bieżąca</b>	<b>20,50 PLN</b>
<b>Cena docelowa</b>	<b>21,43 PLN</b>
Kapitalizacja	9,0 mld PLN
Free float	1,6 mld PLN
Średni dzienny obrót (3 mies.)	6,8 mln PLN

**Struktura akcjonariatu**

Skarb Państwa	36,4%
Vattenfall	18,7%
EBOiR	2,5%

Pozostali 18,4%

**Strategia dotycząca sektora**

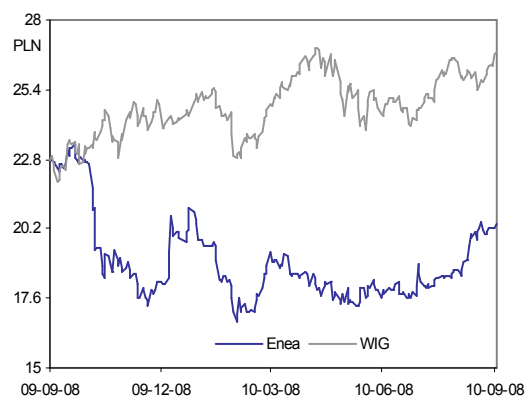
Polski sektor energetyczny powinien wykazywać coraz większą korelację z rynkami UE, co będzie oznaczać stopniową konwergencję cen. Dodatkowo ten proces powinien być wspierany przez wzrost konsumpcji, przy jednoczesnym braku inwestycji w nowe moce wytwórcze. Może to w przyszłości prowadzić do deficytu 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 11,8 TWh energii elektrycznej (8% krajowej produkcji). W ramach planów inwestycyjnych moce tego zakładu mają być zwiększone w perspektywie 2016 roku o kolejne 2 GW. ENEA zamierza również rozwijać portfel energii odnawialnej w oparciu o projekty farm wiatrowych oraz biogazownie.

**Ważne daty**

15.11- publikacja raportu za 3Q'2010

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

(48 22) 697 47 06

kamil.klischcz@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

**Trzymaj**

(Obniżona)

**Premia w wezwaniu realna**

Lista chętnych inwestorów w procesie prywatyzacyjnym zelektryzowała inwestorów i kurs akcji Enei wzrósł w ciągu ostatnich 2 miesięcy o prawie 15%. Słabsze wyniki za 2Q nieco osłabiły jednak entuzjazm rynku i wbrew naszym wcześniejszym oczekiwaniom nie pozwalają na podwyższanie rocznej prognozy. Obecny kurs rynkowy jest już bliski naszej ceny docelowej (21,43 PLN) stąd zamykamy pozytywną rekomendację i obniżamy zalecenie do trzymaj. Uważamy jednak, że ostatnie wypowiedzi ministrów skarbu oraz możliwa determinacja uczestników procesu prywatyzacyjnego (ostatnia szansa na zbudowanie istotnej pozycji na polskim rynku) dają szansę na uzyskanie w wezwaniu 10-15% premii do bieżącej ceny.

**2Q'2010- rozczarowanie ale bez wpływu na roczne prognozy**

Wyniki Enei za 2Q'2010 okazały się gorsze od naszych oczekiwań i konsensusu rynkowego zarówno na poziomie netto jak i EBITDA. Segment produkcji wygenerował tylko 56,6 mln PLN EBIT wobec zakładanych 90 mln PLN mimo zaksięgowania przychodów z rekompensat KDT z tytułu korekty rocznej w kwocie 15,6 mln PLN nieuwzględnianych w naszej prognozie. W segmencie dystrybucji zysk operacyjny wyniósł 54,2 mln PLN wobec zakładanych 91 mln PLN. Odchylenia na tych dwóch segmentach może częściowo tłumaczyć wzrost dwóch kategorii kosztowych q/q, a mianowicie kosztów usług obcych (+17,3 mln PLN prawdopodobnie w związku z kosztami remontów) oraz wynagrodzeń (+27 mln PLN w związku z sygnalizowanymi przez Zarząd dodatkowymi rezerwami na świadczenia emerytalne i ekwiwalent energetyczny). Słabsze wyniki za 2Q nie mają jednak wpływu na nasze roczne prognozy, które pozostały jeszcze konserwatywne mimo bardziej optymistycznych oczekiwań kwartalnych.

**Prywatyzacja do końca września**

Kluczowym czynnikiem, który wpływa obecnie na notowania Enei jest oczywiście proces prywatyzacji. W przyszłym tygodniu rozpoczyna się due diligence i spotkania z Zarządem, wiążących ofert MSP spodziewa się do 27 września. Przypominamy, że preferowanym przez MSP rozstrzygnięciem prywatyzacji jest ogłoszenie przez potencjalnego inwestora wezwania na 100% akcji Spółki. Obecna wycena porównawcza Enei oscyluje wokół 20 PLN, a ostatnie wypowiedzi ministrów wskazują na oczekiwanie 10-20% premii. W kontekście dużej liczby zainteresowanych podmiotów, w tym koncernów francuskich które mogą być zdeterminowane uczestniczyć w polskim programie jądrowym, nie można wykluczyć że taki poziom ceny w wezwaniu jest realny. Dotychczasowa średnia z 3 i 6 miesięcy wynosi około 18,6 PLN.

(mln PLN)	2008	2009	2010P	2011P	2012P
Przychody	6 157,8	7 167,3	7 629,3	7 882,6	8 458,3
EBITDA	882,7	1 167,0	1 371,6	1 417,3	1 610,2
marża EBITDA	14,3%	16,3%	18,0%	18,0%	19,0%
EBIT	251,4	505,6	699,7	726,1	900,8
Zysk netto	215,4	513,6	654,6	676,8	762,8
DPS	0,23	0,46	0,38	0,74	0,61
P/E	42,0	17,6	13,8	13,4	11,9
P/CE	10,7	7,7	6,8	6,6	6,1
P/BV	1,0	1,0	0,9	0,9	0,8
EV/EBITDA	7,6	7,1	4,9	5,5	5,9
DYield	1,1%	2,2%	1,9%	3,6%	3,0%

## 2Q'2010- poniżej oczekiwań

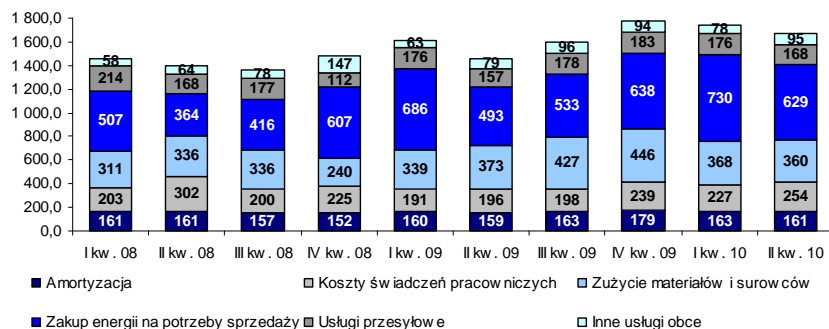
### Skonsolidowane wyniki kwartalne Grupy ENEA

(mln PLN)	IIQ 2010	IIQ 2009	zmiana	IIQ 2010P	wynik vs. prognoza	konsensus	wyniki vs. konsensus
Przychody	1 896,4	1 707,2	11,1%	1 978,3	-4,1%	1 872	1,3%
EBITDA	328,3	359,0	-8,6%	385,1	-14,8%	391	-16,0%
marża EBITDA	17,3%	21,0%	-	19,5%	-	-	-
EBIT	167,0	200,3	-16,7%	222,0	-24,8%	202	-17,3%
Zysk brutto	185,6	240,3	-22,8%	260,9	-28,9%	-	-
Zysk netto	145,8	190,2	-23,3%	211,4	-31,0%	194	-24,9%

Źródło: ENEA, PAP, szacunki DI BRE

Wyniki Enei za 2Q'2010 okazały się gorsze od naszych oczekiwań i konsensusu rynkowego zarówno na poziomie netto jak i EBITDA. Odchylenie na poziomie operacyjnym sięgnęło aż 25% i wynika przede wszystkim z gorszych niż się spodziewaliśmy wyników na wytwarzaniu i dystrybucji energii. Segment produkcji wygenerował tylko 56,6 mln PLN EBIT wobec zakładanych 90 mln PLN mimo zaksięgowania przychodów z rekompensat KDT z tytułu korekty rocznej w kwocie 15,6 mln PLN nieuwzględnianych w naszej prognozie. W segmencie dystrybucji zysk operacyjny wyniósł 54,2 mln PLN wobec zakładanych 91 mln PLN. Odchylenia na tych dwóch segmentach może częściowo tłumaczyć wzrost dwóch kategorii kosztowych q/q, a mianowicie kosztów usług obcych (+17,3 mln PLN prawdopodobnie w związku z kosztami remontów) oraz wynagrodzeń (+27 mln PLN w związku z sygnalizowanymi przez Zarząd dodatkowymi rezerwami na świadczenia emerytalne i ekwiwalent energetyczny). Lepszy od oczekiwań był zysk operacyjny w segmencie obrotu, gdzie wygenerowano 83,8 mln PLN vs. zakładane 52 mln PLN przy poprawie marży q/q z 4,7% do 8% na poziomie EBITDA (efekt rosnącego popytu ze strony przemysłu i wyższych cen spotowych).

### Główne kategorie kosztów w ujęciu kwartalnym



Źródło: ENEA

Saldo na działalności finansowej wyniosło tylko 19 mln PLN, podczas gdy my szacowaliśmy je na 39 mln PLN. Niższe przychody finansowe są zaskoczeniem w kontekście zwiększonego poziomu gotówki (gotówka netto wzrosła w 2Q o 54 mln PLN do 2,65 mld PLN). Dodatni cash flow netto był zasługą wysokich przepływów z działalności operacyjnej (335 mln PLN), które zrównoważyły capex i wypłatę dywidendy. W raporcie za 2Q znalazł się komentarz Zarządu dotyczący rekompensat KDT, z którego wynika że Spółka w prawdopodobnym scenariuszu wygrania sporu z URE otrzyma zaległe rekompensaty w kwocie 190 mln PLN.

### Skonsolidowane wyniki kwartalne Grupy ENEA według segmentów

(mln PLN)	I kw. 08	II kw. 08	III kw. 08	IV kw. 08	I kw. 09	II kw. 09	III kw. 09	IV kw. 09	I kw. 10	II kw. 10
Przychody	1 573,3	1 465,3	1 487,7	1 623,2	1 884,7	1 707,2	1 647,5	1 927,9	2 021,4	1 896,4
EBIT	83,7	12,2	59,1	79,5	223,6	200,3	15,4	66,2	226,6	167,0
wytwarzanie	35,4	2,3	11,1	11,1	123,5	100,7	-70,5	61,8	69,7	56,6
dystrybucja	78,1	-4,4	22,1	-17,1	48,2	64,1	54,8	-26,3	126,4	54,2
obróć	10,4	14,4	46,0	94,6	69,8	47,1	34,7	83,9	55,1	83,8
wyłączenia/koszty nieprzypisane	-40,2	-0,1	-20,1	-9,1	-18,0	-11,5	-3,5	-53,1	-24,7	-27,6
Wolumen produkcji energii GWh	b/d	b/d	b/d	b/d	2 888	2 937	3 135	3 162	2 995	2 914
Wolumen dystrybucji energii GWh	4 570	4 275	4 250	4 358	4 247	3 741	3 767	3 942	3 933	3 449

Źródło: ENEA, PAP, szacunki DI BRE

## Założenia makroekonomiczne

W poniższej tabeli przedstawiamy założenia makroekonomiczne przyjęte do modelu DCF.

	2006	2007	2008	2009P	2010P	2011P	2012P	2013P	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P
Cena ropy Brent USD/Bbl	65,4	72,8	98,0	62,0	77,0	80,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0
Cena energii EEX EUR/MWh	41,8	54,9	54,9	69,1	49,3	52,2	55,4	62,8	66,2	67,4	68,2	71,5	75,5	77,1
<b>Cena energii w Polsce w PLN/MWh</b>	<b>138,6</b>	<b>142,8</b>	<b>154,3</b>	<b>195,0</b>	<b>190,0</b>	<b>195,0</b>	<b>210,6</b>	<b>232,3</b>	<b>231,6</b>	<b>235,9</b>	<b>238,6</b>	<b>250,2</b>	<b>264,3</b>	<b>269,9</b>
Cena certyfikatu CO2 EUR/t	21,6	20,6	23,9	13,8	14,6	18,3	22,2	30,0	31,5	33,0	34,6	36,3	38,1	40,0
Cena węgla energetycznego PLN/t	158,0	161,0	193,0	277,9	252,2	264,8	295,1	284,9	274,7	274,7	274,7	274,7	274,7	274,7
PLN/USD średniorocznie	3,11	2,77	2,42	3,12	3,07	3,10	2,90	2,80	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70
EUR/PLN średniorocznie	3,90	3,79	3,48	4,33	4,00	4,00	3,80	3,70	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50
<b>Produkcja energii ENEA (TWh)</b>	<b>12,5</b>	<b>11,7</b>	<b>11,9</b>	<b>12,2</b>	<b>12,2</b>	<b>12,2</b>	<b>12,5</b>	<b>12,7</b>	<b>13,0</b>	<b>13,0</b>	<b>20,1</b>	<b>27,0</b>	<b>25,5</b>	<b>24,7</b>
węgiel kamienny	12,5	11,6	11,8	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	19,0	25,9	24,2	23,4
energia wodna	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
wiatr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,5	0,7	0,7	1,0	1,0	1,2	1,2
<b>Wolumen dystrybucji(TWh)</b>	<b>15,9</b>	<b>16,2</b>	<b>16,5</b>	<b>15,7</b>	<b>16,7</b>	<b>17,5</b>	<b>18,5</b>	<b>19,4</b>	<b>20,2</b>	<b>21,0</b>	<b>21,8</b>	<b>22,4</b>	<b>23,1</b>	<b>23,8</b>

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 21,42 PLN. Większą wagę przyjmujemy dla wyceny DCF z uwagi na oczekiwane w latach 2013-15 otrzymanie w relacji do bieżących przepływów nakłady inwestycyjne.

	waga	cena
Wycena porównawcza	30%	19,92
Wycena DCF	70%	19,94
	cena wynikowa	19,94
	<b>cena docelowa za 9 m-cy</b>	<b>21,43</b>

## Wycena DCF

### Założenia modelu

1. Przepływy pieniężne dyskontujemy na koniec sierpnia 2010. Przy ustalaniu wartości firmy uwzględniamy szacowane kapitały mniejszości oraz dług netto na koniec 2009 roku skorygowany o wypłaconą w tym roku dywidendę.
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 190 mln PLN (głównie pakiet w Elektrociepłowni Białystok) oraz pakiet 1,4% akcji LWB Bogdanka (37,1 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. Capex po roku 2019 (uwzględniany w wartości rezydualnej) podwyższamy do poziomu 10% przychodów, co jest zgodne z modelem przyjętym dla PGE i odzwierciedla długoterminowe odtworzeniowe potrzeby inwestycyjne. Wielkość amortyzacji korygujemy do poziomu nakładów inwestycyjnych, a więc 1,55 mld PLN.
6. Przy obliczaniu FCF<sub>TV</sub> do wartości rezydualnej przyjmujemy dynamikę sprzedaży oraz marżę EBITDA z roku 2019.
7. Po roku 2019 zakładamy wzrost FCF na poziomie 2%. Ponadto przyjmujemy stopę wolną od ryzyka na poziomie 5,6 i współczynnik beta na poziomie 0,9.



### Model DCF wyceny akcji ENEA

(mln PLN)	2010P	2011P	2012P	2013P	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2019+
<b>Przychody ze sprzedaży</b>	<b>7 629</b>	<b>7 883</b>	<b>8 458</b>	<b>9 225</b>	<b>9 473</b>	<b>9 750</b>	<b>11 943</b>	<b>14 850</b>	<b>15 025</b>	<b>15 053</b>	<b>15 080</b>
zmiana	-	3,3%	7,3%	9,1%	2,7%	2,9%	22,5%	24,3%	1,2%	0,2%	0,2%
<b>EBITDA</b>	<b>1 371,6</b>	<b>1 417,3</b>	<b>1 610,2</b>	<b>1 828,6</b>	<b>1 938,6</b>	<b>1 917,9</b>	<b>2 704,5</b>	<b>3 167,9</b>	<b>3 370,3</b>	<b>3 400,9</b>	<b>3 407,1</b>
marża EBITDA	18,0%	18,0%	19,0%	19,8%	20,5%	19,7%	22,6%	21,3%	22,4%	22,6%	22,6%
Amortyzacja	671,9	691,2	709,3	794,0	842,7	882,8	1 750,9	1 756,0	1 769,8	1 807,6	1 550,0
<b>EBIT</b>	<b>699,7</b>	<b>726,1</b>	<b>900,8</b>	<b>1 034,6</b>	<b>1 095,9</b>	<b>1 035,1</b>	<b>953,6</b>	<b>1 411,9</b>	<b>1 600,5</b>	<b>1 593,3</b>	<b>1 857,1</b>
marża EBIT	9,2%	9,2%	10,7%	11,2%	11,6%	10,6%	8,0%	9,5%	10,7%	10,6%	12,3%
Opodatkowanie EBIT	132,9	138,0	171,2	196,6	208,2	196,7	181,2	268,3	304,1	302,7	352,9
<b>NOPLAT</b>	<b>566,7</b>	<b>588,1</b>	<b>729,7</b>	<b>838,0</b>	<b>887,7</b>	<b>838,4</b>	<b>772,5</b>	<b>1 143,6</b>	<b>1 296,4</b>	<b>1 290,6</b>	<b>1 504,3</b>
CAPEX	-1 170	-2 105	-2 764	-3 507	-5 016	-4 088	-2 196	-1 396	-1 320	-1 353	-1 550
Kapitał obrotowy	-78,5	-10,4	-23,6	-31,5	-10,2	-11,4	-90,1	-119,4	-7,2	-1,1	-1,1
Inwestycje kapitałowe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>FCF</b>	<b>-9,8</b>	<b>-836,0</b>	<b>-1 348,2</b>	<b>-1 906,8</b>	<b>-3 295,4</b>	<b>-2 378,4</b>	<b>237,5</b>	<b>1 383,8</b>	<b>1 739,1</b>	<b>1 744,3</b>	<b>1 503,1</b>
WACC	10,1%	10,1%	10,0%	9,1%	7,8%	6,9%	6,9%	7,4%	8,0%	8,4%	8,8%
współczynnik dyskonta	96,8%	88,0%	80,0%	73,3%	68,0%	63,6%	59,5%	55,4%	51,3%	47,4%	47,4%
PV FCF	-9,5	-735,4	-1 078,5	-1 397,5	-2 239,9	-1 512,8	141,4	767,2	892,9	826,4	
<b>WACC</b>	<b>10,1%</b>	<b>10,1%</b>	<b>10,0%</b>	<b>9,1%</b>	<b>7,8%</b>	<b>6,9%</b>	<b>6,9%</b>	<b>7,4%</b>	<b>8,0%</b>	<b>8,4%</b>	<b>8,8%</b>
Koszt długu	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%
Stopa wolna od ryzyka	5,60%	5,60%	5,60%	5,60%	5,60%	5,60%	5,60%	5,60%	5,60%	5,60%	5,60%
Premia za ryzyko	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Efektywna stopa podatkowa	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%
Dług netto / EV	0,0%	0,0%	3,0%	20,0%	47,9%	68,1%	68,1%	57,6%	44,5%	36,4%	28,0%
Koszt kapitału własnego	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%
Premia za ryzyko	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Beta	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Wzrost FCF po okresie prognozy						2,0%	<b>Analiza wrażliwości</b>				
Wartość rezydualna (TV)					22 207		<b>Wzrost FCF w nieskończoności</b>				
Zdyskontowana wartość rezydualna (PV TV)					10 521		<b>0,0%</b>	<b>1,0%</b>	<b>2,0%</b>	<b>3,0%</b>	<b>4,0%</b>
Zdyskontowana wartość FCF w okresie prognozy					-4 346	WACC +1,0pp	13,57	15,59	18,14	21,44	25,88
Wartość firmy (EV)					6 175	WACC +0,5pp	14,53	16,79	19,68	23,48	28,73
Dług netto 2009					-2 219	WACC	15,59	18,14	<b>21,44</b>	25,88	32,18
Udziałowcy mniejszościowi					31	WACC -0,5pp	16,79	19,68	23,48	28,73	36,44
Wartość udziałów w LWB Bogdanka					37	WACC -01,0pp	18,14	21,44	25,88	32,18	41,83
Rekompensaty KDT					187						
Pozostałe aktywa					190						
Należny zwrot akcyzy od strat sieciowych					65						
Ostateczna wartość ENEA					8 804						
Liczba akcji (mln)					441,4						
<b>Wartość firmy na akcję (PLN)</b>					<b>19,94</b>						
9-cio miesięczny koszt kapitału własnego					7,5%						
<b>Cena docelowa</b>					<b>21,44</b>						
EV/EBITDA('10) dla ceny docelowej					5,3						
P/E('10) dla ceny docelowej					14,5						
Udział TV w EV					170%						

## Wycena porównawcza

Wycenę mnożnikową przeprowadziliśmy dla wskaźników P/CE i EV/EBITDA w horyzoncie 2010-2012. Do grupy porównawczej wybraliśmy spółki energetyczne prowadzące swoją działalność zarówno w segmencie produkcji energii jak i dystrybucji. Uzupełniliśmy ją także o PGNiG, które wśród polskich spółek wydaje się również zbliżone do profilu utility. W porównaniu do podobnych europejskich podmiotów, ENEA przy aktualnej cenie rynkowej oferuje dyskonto na poziomie EV/EBITDA dochodzące nawet do 16% i premię na poziomie mnożnika P/CE. Atrakcyjność wskaźników opartych o EV to przede wszystkim efekt relatywnie wysokich zasobów gotówki pozyskanych w drodze IPO. Mnożniki te nie do końca są jednak miarodajne ze względu na oczekiwany wzrost nakładów inwestycyjnych w latach 2013-15, które będą istotnie wyższe od bieżących przepływów pieniężnych i doprowadzą do znaczącej zmiany struktury bilansu Spółki.

	Cena	P/CE				EV/EBITDA*			
		2009	2010P	2011P	2012P	2009	2010P	2011P	2012P
EDF	32,85	5,6	5,2	5,0	4,7	6,3	5,9	5,7	5,3
E.ON AG	23,24	5,0	5,1	5,3	5,1	6,3	6,3	6,5	6,3
IBERDROLA SA	5,73	6,3	6,0	5,7	5,2	8,9	8,3	7,9	7,3
ENEL SPA	3,96	3,9	3,8	3,7	3,6	6,1	5,8	5,7	5,5
RWE AG	53,39	5,6	4,9	4,9	4,7	6,4	5,6	5,7	5,4
ENDESA SA	19,71	4,4	4,7	5,0	4,8	5,8	5,9	5,9	5,6
FORTUM OYJ	19,19	9,4	8,8	8,9	8,5	10,0	9,6	9,6	9,2
PGE	23,78	7,4	7,6	6,7	6,1	5,4	6,1	5,4	4,7
PGNiG	3,47	6,5	4,9	5,1	4,9	6,5	4,5	4,7	4,5
CEZ	820,50	6,0	6,3	5,9	5,5	6,2	6,5	6,1	5,7
Tauron	5,56	4,7	4,2	4,1	3,7	4,2	4,1	3,8	3,4
Maksimum		9,4	8,8	8,9	8,5	10,0	9,6	9,6	9,2
Minimum		3,9	3,8	3,7	3,6	4,2	4,1	3,8	3,4
<b>Mediana</b>		<b>5,6</b>	<b>5,1</b>	<b>5,1</b>	<b>4,9</b>	<b>6,3</b>	<b>5,9</b>	<b>5,7</b>	<b>5,5</b>
ENEA	20,5	7,7	6,8	6,6	6,1	5,9	5,0	4,8	4,2
(premia / dyskonto) do mediany		38,6%	34,3%	29,9%	24,3%	-6,9%	-16,2%	-15,8%	-23,5%
<b>Implikowana wycena</b>									
Mediana		5,6	5,1	5,1	4,9	6,3	5,9	5,7	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%
<b>Implikowana wartość ENEA (PLN)</b>		<b>19,9</b>							

\*EV/EBITDA w oparciu o dług netto na koniec 2009

**Rachunek wyników**

(mln PLN)	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P	2013P
<b>Przychody ze sprzedaży</b>	<b>5 445,8</b>	<b>6 157,8</b>	<b>7 167,3</b>	<b>7 629,3</b>	<b>7 882,6</b>	<b>8 458,3</b>	<b>9 225,0</b>
<i>zmiana</i>	1,2%	13,1%	16,4%	6,4%	3,3%	7,3%	9,1%
w tym KDT	0,0	81,0	-77,4	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>EBIT, w tym</b>	<b>83,3</b>	<b>251,4</b>	<b>505,6</b>	<b>699,7</b>	<b>726,1</b>	<b>900,8</b>	<b>1 034,6</b>
Wytwarzanie	11,8	68,0	215,5	226,4	219,2	392,4	495,2
Obrót	75,9	244,2	235,5	233,7	232,2	233,9	233,2
Dystrybucja	79,9	69,1	140,8	341,2	372,9	376,8	407,4
Pozostałe	39,0	6,2	29,8	16,0	21,2	29,8	39,4
Wyłączenia	-6,9	-14,4	-54,5	-27,6	-27,1	-37,6	-43,7
Koszty nieprzypisane	-116,3	-121,6	-61,4	-90,0	-92,3	-94,6	-96,9
<b>EBIT</b>	<b>83,3</b>	<b>251,4</b>	<b>505,6</b>	<b>699,7</b>	<b>726,1</b>	<b>900,8</b>	<b>1 034,6</b>
<i>zmiana</i>	-63,9%	201,6%	101,1%	38,4%	3,8%	24,1%	14,8%
<i>marża EBIT</i>	1,5%	4,1%	7,1%	9,2%	9,2%	10,7%	11,2%
Wynik na działalności finansowej	25,6	41,7	139,7	100,7	101,7	33,2	-78,8
Wynik zdarzeń nadzwyczajnych	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
Pozostałe	0,1	0,4	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8
<b>Zysk brutto</b>	<b>109,1</b>	<b>293,5</b>	<b>653,1</b>	<b>808,1</b>	<b>835,6</b>	<b>941,8</b>	<b>963,6</b>
Podatek dochodowy	-412,6	78,1	139,4	153,5	158,8	178,9	183,1
Udziałowcy mniejszościowi	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Zysk netto</b>	<b>521,5</b>	<b>215,4</b>	<b>513,6</b>	<b>654,6</b>	<b>676,8</b>	<b>762,8</b>	<b>780,5</b>
<i>zmiana</i>	156,1%	-58,7%	138,5%	27,5%	3,4%	12,7%	2,3%
<i>marża</i>	9,6%	3,5%	7,2%	8,6%	8,6%	9,0%	8,5%
Amortyzacja	470,6	631,4	661,3	671,9	691,2	709,3	794,0
<b>EBITDA</b>	<b>553,9</b>	<b>882,7</b>	<b>1 167,0</b>	<b>1 371,6</b>	<b>1 417,3</b>	<b>1 610,2</b>	<b>1 828,6</b>
<i>zmiana</i>	-12,7%	59,4%	32,2%	17,5%	3,3%	13,6%	13,6%
<i>marża EBITDA</i>	10,2%	14,3%	16,3%	18,0%	18,0%	19,0%	19,8%
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	1,5	1,5	1,7	1,8
CEPS	2,8	1,9	2,7	3,0	3,1	3,3	3,6
ROAE	9,4%	2,7%	5,6%	6,8%	6,8%	7,3%	7,1%
ROAA	6,4%	2,0%	4,2%	5,2%	5,2%	5,4%	4,6%

**Bilans**

<b>(mln PLN)</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010P</b>	<b>2011P</b>	<b>2012P</b>	<b>2013P</b>
<b>AKTYWA</b>	<b>9 816,2</b>	<b>11 985,9</b>	<b>12 229,7</b>	<b>12 761,1</b>	<b>13 135,7</b>	<b>15 322,8</b>	<b>18 299,7</b>
<b>Majątek trwały</b>	<b>7 951,1</b>	<b>8 204,0</b>	<b>8 374,7</b>	<b>8 872,8</b>	<b>10 286,6</b>	<b>12 340,8</b>	<b>15 054,0</b>
Rzeczowe aktywa trwałe	7 871,2	7 944,8	8 060,7	8 540,0	9 910,0	11 885,2	14 502,3
Wartości niematerialne i prawne	40,5	36,6	48,0	66,8	110,5	189,6	285,8
Udziały w innych podmiotach	5,2	189,9	189,9	189,9	189,9	189,9	189,9
Pozostałe aktywa trwałe	34,2	32,7	76,1	76,1	76,1	76,1	76,1
<b>Majątek obrotowy</b>	<b>1 865,1</b>	<b>3 781,9</b>	<b>3 855,0</b>	<b>3 888,3</b>	<b>2 849,2</b>	<b>2 982,1</b>	<b>3 245,7</b>
Zapasy	149,1	270,0	300,8	320,2	330,9	355,0	387,2
Należności krótkoterminowe	715,1	780,1	925,5	985,2	1 017,9	1 092,2	1 191,2
Pozostałe aktywa obrotowe	60,1	111,1	1 726,1	73,6	73,6	73,6	73,6
Środki pieniężne i ich ekwiwalent	940,8	2 620,7	902,5	2 509,3	1 426,9	1 461,2	1 593,7
<b>(mln PLN)</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010P</b>	<b>2011P</b>	<b>2012P</b>	<b>2013P</b>
<b>PASYWA</b>	<b>9 816,2</b>	<b>11 985,9</b>	<b>12 229,7</b>	<b>12 761,1</b>	<b>13 135,7</b>	<b>15 322,8</b>	<b>18 299,7</b>
<b>Kapitał własny</b>	<b>6 763,2</b>	<b>8 993,2</b>	<b>9 348,9</b>	<b>9 827,9</b>	<b>10 169,7</b>	<b>10 654,0</b>	<b>11 426,7</b>
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	9 239,9	9 581,6	10 066,0	10 838,7
<b>Kapitał mniejszości</b>	<b>3,2</b>	<b>31,1</b>	<b>23,8</b>	<b>23,8</b>	<b>23,8</b>	<b>23,8</b>	<b>23,8</b>
<b>Zobowiązania długoterminowe</b>	<b>1 387,2</b>	<b>1 518,0</b>	<b>1 450,4</b>	<b>1 496,1</b>	<b>1 496,1</b>	<b>2 707,0</b>	<b>4 272,5</b>
Pożyczki i kredyty	184,4	152,8	107,1	152,8	152,8	1 363,7	2 929,2
Pozostałe	1 202,8	1 365,2	1 343,3	1 343,3	1 343,3	1 343,3	1 343,3
<b>Zobowiązania krótkoterminowe</b>	<b>1 662,6</b>	<b>1 443,7</b>	<b>1 406,7</b>	<b>1 413,3</b>	<b>1 446,2</b>	<b>1 938,0</b>	<b>2 576,7</b>
Pożyczki i kredyty	69,2	52,6	46,6	52,6	52,6	469,5	1 008,5
Zobowiązania handlowe	787,7	865,6	991,5	992,1	1 025,0	1 099,9	1 199,6
Pozostałe	805,7	525,5	368,6	368,6	368,6	368,6	368,6
Dług	253,6	205,4	153,7	205,4	205,4	1 833,3	3 937,7
Dług netto	-687,2	-2 415,3	-748,9	-2 303,9	-1 221,5	372,0	2 344,1
(Dług netto / Kapitał własny)	-10,2%	-26,9%	-8,0%	-23,4%	-12,0%	3,5%	20,5%
(Dług netto / EBITDA)	-1,2	-2,7	-0,6	-1,7	-0,9	0,2	1,3
<b>BVPS</b>	<b>19,4</b>	<b>20,4</b>	<b>21,2</b>	<b>22,3</b>	<b>23,0</b>	<b>24,1</b>	<b>25,9</b>

**Przepływy pieniężne**

(mln PLN)	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P	2013P
<b>Przepływy operacyjne</b>	<b>650,5</b>	<b>825,5</b>	<b>850,1</b>	<b>1 139,6</b>	<b>1 248,2</b>	<b>1 407,6</b>	<b>1 614,0</b>
Zysk netto	521,5	215,4	513,6	654,6	676,8	762,8	780,5
Amortyzacja	470,6	631,4	661,3	671,9	691,2	709,3	794,0
Kapitał obrotowy	20,2	-150,6	-210,2	-78,5	-10,4	-23,6	-31,5
Pozostałe	-361,8	129,4	-114,6	-108,5	-109,5	-40,9	71,0
<b>Przepływy inwestycyjne</b>	<b>232,9</b>	<b>-899,5</b>	<b>-2 332,5</b>	<b>595,1</b>	<b>-1 991,1</b>	<b>-2 662,4</b>	<b>-3 394,3</b>
CAPEX	-334,1	-631,7	-764,3	-1 170,0	-2 105,0	-2 763,5	-3 507,3
Pozostałe	567,0	-267,9	-1568,2	1765,1	113,9	101,2	113,0
<b>Przepływy finansowe</b>	<b>-294,3</b>	<b>1 753,9</b>	<b>-235,7</b>	<b>-127,9</b>	<b>-339,5</b>	<b>1 289,2</b>	<b>1 912,8</b>
Emisja akcji	0,0	1 940,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dług	-252,9	-64,9	-50,6	51,7	0,0	1 627,9	2 104,5
Dywidenda (buy-back)	-39,8	-100,6	-203,1	-167,7	-327,3	-270,7	0,0
Pozostałe	-1,6	-20,8	18,0	-11,9	-12,2	-68,0	-191,7
<b>Zmiana stanu środków pieniężnych</b>	<b>589,1</b>	<b>1 679,9</b>	<b>-1 718,1</b>	<b>1 606,7</b>	<b>-1 082,4</b>	<b>34,4</b>	<b>132,4</b>
Środki pieniężne na koniec okresu	940,8	2 620,7	902,5	2 509,3	1 426,9	1 461,2	1 593,7
DPS (PLN)	0,11	0,23	0,46	0,38	0,74	0,61	0,00
FCF	652,6	22,4	53,0	-30,4	-856,8	-1 356,0	-1 893,3
(CAPEX / Przychody ze sprzedaży)	6,1%	10,3%	10,7%	15,3%	26,7%	32,7%	38,0%

**Wskaźniki rynkowe**

	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P	2013P
P/E	13,7	42,0	17,6	13,8	13,4	11,9	11,6
P/CE	7,2	10,7	7,7	6,8	6,6	6,1	5,7
P/BV	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8
P/S	1,3	1,5	1,3	1,2	1,1	1,1	1,0
FCF/EV	10,1%	0,3%	0,6%	-0,4%	-10,9%	-14,4%	-16,6%
EV/EBITDA	11,7	7,6	7,1	4,9	5,5	5,9	6,2
EV/EBIT	77,4	26,5	16,5	9,7	10,8	10,5	11,0
EV/S	1,2	1,1	1,2	0,9	1,0	1,1	1,2
DYield	0,6%	1,1%	2,2%	1,9%	3,6%	3,0%	0,0%
<b>Cena (PLN)</b>	<b>20,50</b>						
Liczba akcji na koniec roku (mln)	348,2	441,4	441,4	441,4	441,4	441,4	441,4
MC (mln PLN)	7 138,5	9 049,6	9 049,6	9 049,6	9 049,6	9 049,6	9 049,6
Kapitał udziałowców mniej. (mln PLN)	3,2	31,1	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8
EV (mln PLN)	6 454,5	6 665,4	8 324,5	6 769,5	7 851,9	9 445,4	11 417,4

13 września 2010

Aktualizacja raportu

**Energetyka**

Polska

<b>Cena bieżąca</b>	<b>23,78 PLN</b>
<b>Cena docelowa</b>	<b>27,53 PLN</b>
Kapitalizacja	44,5 mld PLN*
Free float	9,5 mld PLN
Średni dzienny obrót (3 mies.)	27,2 mln PLN

\*uwzględniamy już podwyższenie kapitału o 139,7 mln akcji

**Struktura akcjonariatu**

Skarb Państwa	78,6%
Pozostali	21,4%

**Strategia dotycząca sektora**

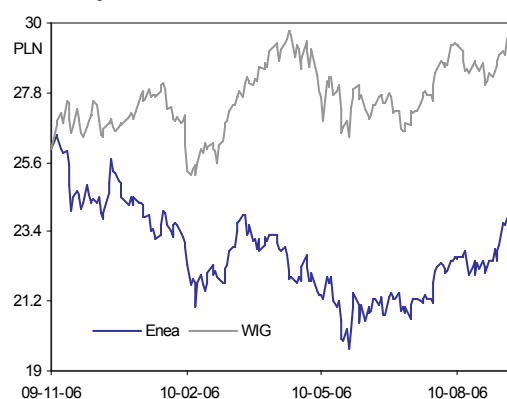
Polski sektor energetyczny powinien wykazywać coraz większą korelację z rynkami UE, co będzie oznaczać stopniową konwergencję cen. Dodatkowo ten proces powinien być wspierany przez wzrost konsumpcji, przy jednoczesnym braku inwestycji w nowe moce wytwórcze. Może to w przyszłości prowadzić do deficytu 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 56 TWh, co daje 42% udział w krajowym rynku. Około 68% 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**

15.11- publikacja raportu za 3Q'2010

**Kurs akcji PGE 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.

**PGE**

PGE PW; PGE.P.WA

**Kupuj**

(Niezmieniona)

**Szansa na wzrost cen energii**

Wysoki cash flow operacyjny w zestawieniu z perspektywą znacznej poprawy wyników w przyszłym roku i planowaną realizacją największych dezinvestycji może oznaczać wypłatę wysokiej dywidendy w przyszłym roku, poprzedzonej już zapowiedzianą zaliczką. Podtrzymujemy naszą rekomendację kupuj dla akcji PGE i wyceniamy je na 27,53 PLN (w tym 0,76 PLN dywidendy przyznawanej 22 września). Uważamy ponadto, że w kontekście obserwowanych obecnie tendencji na TGE istnieją szanse na wyższy wzrost cen energii niż zakładamy w prognozach, co może wspierać kurs PGE.

**Wyniki za 2Q'10- wysoka jakość**

Wyniki PGE za 2Q'2010 na poziomie EBITDA okazały się być nominalnie zgodne z naszymi oczekiwaniami i rynkowym konsensusem, ale warto podkreślić wysoki poziom przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej (1,9 mld PLN vs. 1,5 mld PLN w 1Q), co przy znacznie niższych wydatkach inwestycyjnych (850 mln PLN) pozwoliło na dalszy wzrost pozycji gotówkowej netto (4,1 mld PLN).

**Nowy blok już w wynikach 2011**

Już w 4Q tego roku rozpocznie się rozruch nowego bloku 858 MW w Elektrowni Bełchatów, aczkolwiek w wynikach będzie widoczny dopiero od kwietnia 2011 (do tego czasu zyski będą obniżane capex). Według naszych szacunków nowa jednostka wraz z uwzględnieniem marży wydobywczej na Polu Szczerców będzie w skali roku w stanie generować około 600 mln PLN dodatkowego strumienia EBITDA (przy konserwatywnych założeniach).

**Konsolidacja Grupy- podwyższenie kapitału**

W 3Q'2010 zarejestrowane zostało podwyższenie kapitału PGE o 139,7 mln akcji w związku z prowadzonym procesem konsolidacji Grupy. Objęli je pracownicy Spółki w zamian za udziały mniejszościowe w kluczowych aktywach. Po tej operacji zmniejszy się kapitał mniejszości (o około 3,4 mld PLN) i zwiększy się zysk netto przynależny akcjonariuszom jednostki dominującej (uwzględniamy to już w naszych prognozach). Nowe akcje wejdą do obrotu w II-giej połowie października i zwiększą freefloat o 53%.

**Energa- potencjalny wpływ na wycenę**

Decyzja w sprawie wyboru inwestora dla Energi zapadnie do 15 września. Ocena tej akwizycji będzie oczywiście zależeć od zapłaconej ceny, ale bazując na ostatnich wypowiedziach Zarządu wydaje się, że w najgorszym scenariuszu będzie to projekt neutralny dla wyceny PGE. Wartość Energi szacujemy w przedziale 6,9-9,1 mld PLN gdzie górne ograniczenie stanowią wskaźniki PGE dla roku 2010. W dłuższym terminie koncerny powinny być beneficjentami synergii kosztowych, a dodatkowym atutem spółki z Gdańska jest brak konieczności realizacji znaczących inwestycji odtworzeniowych.

(mln PLN)	2008	2009	2010P	2011P	2012P
Przychody	19 408,7	21 623,4	21 029,7	22 398,2	24 499,9
EBITDA	5 846,9	7 983,4	6 995,8	7 984,6	9 083,4
marża EBITDA	30,1%	36,9%	33,3%	35,6%	37,1%
EBIT	3 262,3	5 344,7	4 288,2	5 090,0	5 967,5
Zysk netto**	1 920,2	3 370,7	3 124,5	3 774,5	4 208,4
DPS	0,29	0,71	0,70	0,84	1,01
P/E	18,2	12,2	14,2	11,8	10,6
P/CE	7,8	6,8	7,6	6,7	6,1
P/BV	1,5	1,3	1,2	1,2	1,1
EV/EBITDA*	7,6	5,4	6,2	5,6	5,7
DYield	1,2%	3,0%	3,0%	3,5%	4,2%

\*wskaźnik uwzględnia wartość pakietu Polkomtela

\*\*zysk netto uwzględnia już niższe kapitały mniejszości po emisji połączeniowej

## 2Q'2010- wysoka jakość wyników

Wyniki PGE za 2Q'2010 na poziomie EBITDA okazały się być zgodne z naszymi oczekiwaniami i rynkowym konsensusem (odchylenie na poziomie przychodów to efekt przeszacowania przez nas „pustych” przychodów w segmencie pozostałe). W rozbiciu segmentowym warto zwrócić uwagę na wynik segmentu wytwarzania, który wygenerował EBIT na poziomie 657 mln PLN vs. oczekiwane przez nas 567 mln PLN (przychody z rekompensat wyniosły 104 mln PLN vs. zakładane 125 mln PLN). Wolumen produkcji energii był zgodny z oczekiwaniami, więc powodem pozytywnego odchylenia był niższy poziom kosztów (częściowo efekt rozwiązanych rezerw w Elektrowni Opole i odszkodowania otrzymanego przez KWB Turów). Lepiej od oczekiwań wypadł także segment energetyki odnawialnej, gdzie EBIT sięgnął 75,4 mln PLN vs. zakładane 20 mln PLN, co było efektem wyższej produkcji energii w elektrowniach wodnych (+19% r/r), wyższymi cenami zielonych certyfikatów, obniżoną amortyzacją (-18 mln PLN q/q prawdopodobnie efekt odwrócenia odpisu w ZEW Dychów- w rozbiciu segmentowym PGE podaje wartość amortyzacji i odpisów w jednej pozycji). W segmencie dystrybucji EBIT wyniósł 140 mln PLN vs. zakładane 158 mln PLN, a niewielkie odchylenie to prawdopodobnie efekt założonych przez nas wyższych wolumenów. Blisko naszych prognoz plasuje się również wynik w obszarze handlu detalicznego (54 mln PLN vs. 76 mln PLN prognozy), a niższa marża to prawdopodobnie efekt widocznej również w wynikach Tauronu i Enei wzmożonej konkurencji na rynku. Jedynym istotnym negatywnym zaskoczeniem jest strata w segmencie handlu hurtowego (-12 mln PLN vs. zakładane 103 mln PLN i 109 mln PLN w 1Q'2010) mimo sprzyjających warunków makro (wysokie ceny spotowe).

### Skonsolidowane kwartalne wyniki finansowe PGE

(mln PLN)	IIQ 2010	IIQ 2009	zmiana	IIQ 2010P	wyniki vs. prognoza	konsensus	wyniki vs konsensus
Przychody	4 770,8	5 752,6	-17%	5 445,2	-12%	5 114,3	-7%
EBITDA	1 602,6	1 969,0	-19%	1 631,8	-2%	1 624,5	-1%
marża EBITDA	33,6%	34,2%	-	30,0%	-	31,8%	-
EBIT	945,5	1 318,3	-28%	959,1	-1%	947,7	0%
Zysk brutto	902,6	1 419,5	-36%	1 115,8	-19%	-	-
Zysk netto	600,4	920,7	-35%	729,5	-18%	630,4	-5%

Źródło: PGE, szacunki DI BRE, PAP

Na działalności finansowej saldo było ujemne -43 mln PLN, podczas gdy my oczekiwaliśmy dodatniego na poziomie 150 mln PLN. Głównym powodem odchylenia było zaksięgowanie ponad 90 mln PLN ujemnych różnic kursowych i wyższy poziom odwróconego dyskonta na rezerwie środowiskowej (51 mln PLN vs. 30 mln PLN w 1Q) oraz wyższe koszty odsetkowe związane z wcześniejszą spłatą kredytu w Elektrowni Bełchatów (m.in. prowizje bankowe). Niższe od naszych założeń były wyłączenia zysku dla akcjonariuszy mniejszościowych, ale ostatecznie ujemne odchylenie na zysku netto wyniosło -18%. W wynikach PGE za 2Q warto zwrócić uwagę na bardzo wysoki poziom przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej (1,9 mld PLN vs. 1,5 mld PLN w 1Q) zrealizowanych przy lekko dodatnim saldzie na kapitale obrotowym (+141 mln PLN), co przy znacznie niższych wydatkach inwestycyjnych (850 mln PLN w 2Q i 1,9 mld PLN w całym półroczu wobec zakładanych na ten rok 4,8 mld PLN) pozwoliło na dalszy wzrost pozycji gotówkowej netto (na koniec kwartału 4,1 mld PLN).

### Wyniki kwartalne Grupy PGE w ujęciu segmentowym

(mln PLN)	III kw. 08	IV kw. 08	I kw. 09	II kw. 09	III kw. 09	IV kw. 09	I kw. 10	II kw. 10
Przychody	4 220	4 500	5 348	5 753	4 770	5 753	5 340	4 771
EBIT	673	1 023	1 594	1 318	1 113	1 319	1 335	946
wytwarzanie	561,7	1 314,7	1 236,0	940,8	788,8	1 060,6	927,8	656,8
energetyka odnawialna	34,4	29,7	33,6	6,3	19,6	18,1	27,1	75,4
dystrybucja	87,6	-154,4	132,7	75,2	60,2	-4,8	172,6	139,9
obróć hurtowy	-45,2	-189,5	55,9	143,9	149,4	90,3	109,1	-11,6
sprzedaż detaliczna	25,3	4,4	109,7	96,5	82,6	109,0	82,1	53,9
pozostała działalność	9,4	18,5	26,5	55,7	12,5	40,8	16,5	27,7
EBITDA	1 253	1 693	2 239	1 969	1 755	2 020	1 992	1 603
Wolumen produkcji energii w GWh	13,9	14,6	14,0	12,4	13,2	14,2	14,0	12,2
Wolumen dystrybucji energii GWh	b/d	7,8	7,7	7,0	7,4	7,9	8,0	7,1

Źródło: PGE, opracowanie DI BRE

## Nowy blok w Elektrowni Bełchatów

Najważniejszym projektem inwestycyjnym prowadzonym obecnie przez PGE jest budowa nowego bloku opartego o węgiel brunatny w Elektrowni Bełchatów o mocy zainstalowanej 858 MW. Nowa jednostka ma rozpocząć rozruch jeszcze w IV-tym kwartale tego roku, ale formalne odebranie inwestycji i rozpoczęcie księgowania wyników finansowych planowane jest na kwiecień 2011 (do tego czasu ewentualne efekty finansowe będą obniżały capex). Spółka szacuje, że roczna produkcja energii brutto sięgnie z nowych instalacji około 6 TWh (netto 5,7 TWh), co przy uwzględnieniu sprawności netto na poziomie 42% implikującej zużycie 6,5 mln ton węgla brunatnego na rok oraz średni poziom kosztów stałych zbliżony do starych bloków 1-12 (0,19 mln PLN/MW) pozwala na szacowanie rocznego strumienia EBITDA z tej inwestycji na 600 mln PLN (przy cenie energii 195 PLN/MWh), co wydaje się konserwatywną kalkulacją z uwagi na nowszą technologię nowego bloku i spodziewany relatywnie niższy poziom zatrudnienia w związku z korzystaniem ze służb serwisowych funkcjonujących już w Elektrowni Bełchatów. Przy kosztach inwestycji na poziomie 4,2 mld PLN (3,6 mld PLN już poniesione do końca czerwca 2010) oczekiwana amortyzacja to 140 mln PLN, a więc wpływ na EBIT nowego bloku może sięgnąć 460 mln PLN. Warto jednocześnie zwrócić uwagę, że równoległą inwestycją do bloku 858 MW jest udostępnianie zasobów węgla brunatnego na Polu Szczerców w KWB Bełchatów, co oznacza że również w tym podmiocie powinna pojawić się dodatkowa marża wydobywcza. Szacujemy, że dodatkowa EBITDA z kopalni z tego tytułu może sięgnąć około 60 mln PLN. Ostatecznie więc pełny efekt nowego bloku w Bełchatowie na poziomie EBITDA może wynieść 660 mln PLN.

### Nakłady związane z nowym blokiem w Elektrowni Bełchatów

(mln PLN)	2006	2007	2008	2009	1H'2010	łącznie
Blok 858 MW	26	762	1 726	661	460	3 635
Pole Szczerców	181	267	316	252	157	1 173

Źródło: PGE, opracowanie DI BRE

## Postępy w zakresie dezinwestycji

Ważnym elementem wyceny PGE są aktywa, które zostały sklasyfikowane przez Zarząd jako przeznaczone do sprzedaży. Najbardziej wartościowym z nich jest oczywiście pakiet 21,85% w operatorze komórkowym Polkomtel, który w bilansie PGE jest wyceniony na 1,26 mld PLN. Według naszych kalkulacji jego wartość rynkowa może wynosić jednak 3,5 mld PLN (po uwzględnieniu podatku od transakcji gotówkowy wpływ sięgnie 3,1 mld PLN, a raportowany zysk na transakcji 2,2 mld PLN). Według najnowszych doniesień proces sprzedaży Polkomtela jest prowadzony w sposób skoordynowany przez wszystkich polskich udziałowców (oprócz PGE KGHM, PKN Orlen, Węgłokoks) i szacunkowy termin jego finalizacji to 1Q'2011 roku, aczkolwiek biorąc pod uwagę dotychczasowe doświadczenia w tym zakresie nie można wykluczyć opóźnienia. Wydaje się jednak, że transakcja powinna być zrealizowana w przyszłym roku, co umożliwi wypłacenie wyższej dywidendy (w przypadku PGE zysk z transakcji mógłby implikować dodatkową wypłatę 1,17 PLN na akcję - już po uwzględnieniu przeprowadzonego podwyższenia kapitału), czyli yield na poziomie 5%. Zwracamy jednocześnie uwagę, że obecnie wyniki Polkomtela są uwzględniane w sprawozdaniu PGE jako zyski z jednostek konsolidowanych metodą praw własności, które w 2008, 2009 roku i 1H'2010 wyniosły odpowiednio 239 mln PLN, 241 mln PLN oraz 112 mln PLN.

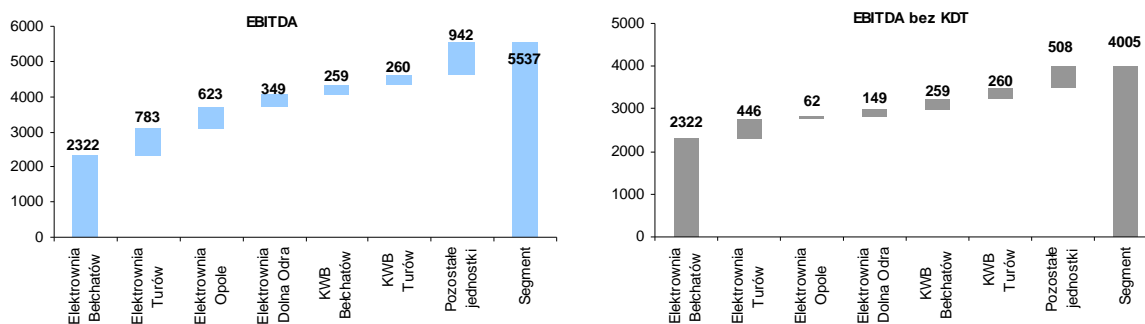
Drugim ważnym aktywem, którego sprzedaż zapowiedział Zarząd PGE jest telekomunikacyjna spółka Exatel (operator infrastruktury światłowodowej), w której energetyczny koncern posiada 95% udziałów. PGE wybrała już na doradcę przy procesie firmę PricewaterhouseCoopers. Zainteresowanie zakupem tych aktywów zgłaszają Netia oraz grupa GTS. Aktualna wartość bilansowa tych udziałów w bilansie koncernu wynosi 402 mln PLN. W ubiegłym roku Exatel wygenerował 56,5 mln PLN zysku netto i 153 mln PLN EBITDA (w tym rozwiązanie rezerw na 24 mln PLN) przy przychodach rzędu 551 mln PLN. Przedział wartości transakcji szacujemy na 580-600 mln PLN, zwracając jednocześnie uwagę, że Exatel jest obecnie w pełni konsolidowany w wynikach PGE i w przypadku jego sprzedaży konieczna będzie rewizja modelu DCF.

PGE jest również właścicielem 20% udziałów w operatorze autostrady Autostrada Wielkopolska, które w bilansie są wyceniane na 115 mln PLN. Dodatkowo Spółka objęła obligacje tego operatora na kwotę 238 mln PLN, tak więc łączna wartość dezinwestycji w tym obszarze może sięgnąć 350 mln PLN. Zarząd liczy, że podobnie jak w przypadku Exatela finalizacja tej transakcji będzie możliwa jeszcze w tym roku.

## Wpływ powodzi na wyniki Elektrowni Turów

W wyniku zerwania tamy na sztucznej jeziorze Witka na początku sierpnia Elektrownia Turów musiała ograniczyć produkcję energii (utrzymano działanie tylko 2 z 7 pracujących planowo bloków), gdyż zalane zostało wyrobisko kopalni Turów zaopatrującej ją w węgiel brunatny. Pracownicy i większość sprzętu górniczego zostało ewakuowanych. Dostawy energii do systemu zostały zbilansowane przez inne elektrownie z Grupy PGE. Według ostatnich doniesień kopalnia pracuje już jednak normalnie, a elektrownia wykorzystuje 5 bloków. Zarząd PGE zapowiedział, że ze względu na umowy ubezpieczeniowe nie należy się spodziewać istotnego negatywnego wpływu tych wydarzeń na wyniki 3Q. Zdecydowaliśmy się jednak dokonać uproszczonej kalkulacji utraconych zysków jakie potencjalnie mogą być udziałem zintegrowanego kompleksu Turów w scenariuszu braku odszkodowania za utraconą marżę i wypłacenie przez ubezpieczycieli tylko płatności z polis majątkowych (uszkodzony sprzęt). Według opublikowanych ostatnio sprawozdań finansowych spółek wchodzących w skład Grupy PGE kompleks Turów (kopalnia i elektrownia) bez uwzględnienia rekompensat KDT wygenerował 705 mln PLN EBITDA, czyli 17,6% zysku EBITDA segmentu wytwórczego PGE. Szacujemy, że miesięczne koszty stałe kompleksu wynoszą około 95 mln PLN (bez amortyzacji 74 mln PLN), co oznacza że każdy dzień całkowitego wstrzymania pracy kosztowałby PGE około 3 mln PLN tylko z tytułu niepokrytych kosztów (2,5 mln PLN w ujęciu gotówkowym), a dodatkowo 1,2 mln PLN z tytułu utraconej marży. Oczywiście przypominamy, że w wyniku zerwania tamy prac kopalni była wstrzymana tylko przez 3 dni, a w elektrowni pracowały 2 bloki, tak więc te straty będą zapewne niższe. Po uwzględnieniu harmonogramu powrotu do normalnego funkcjonowania kompleksu w Turowie, szacujemy że potencjalny łączny koszt odniesiony na wyniki 3Q nie powinien przekroczyć na poziomie EBIT 15-20 mln PLN. Poniżej prezentujemy wykres ilustrujący rozbięcie strumienia EBITDA w segmencie wytwórczym pomiędzy poszczególne jednostki produkcyjne, który może stanowić dobry punkt wyjścia do oceny ewentualnych skutków awarii w przyszłości.

### Ośrodki generowania marży EBITDA w segmencie „Wydobycie i wytwarzanie”

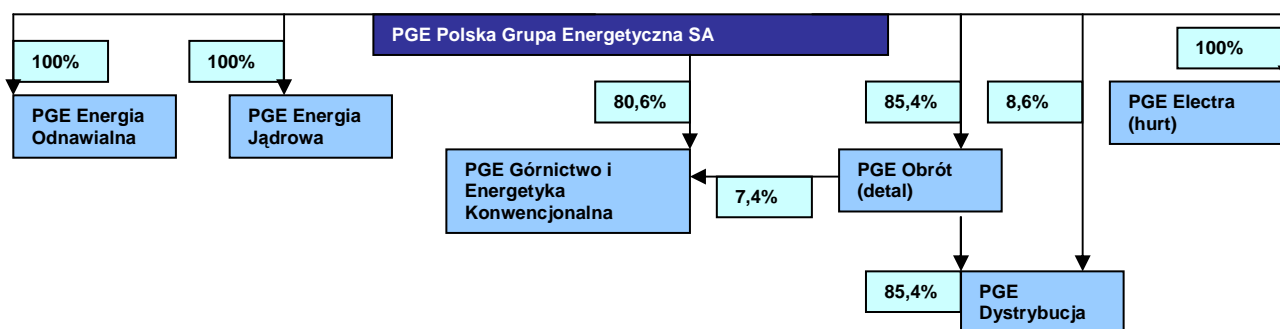


Źródło: PGE, opracowanie DI BRE

## Emisja połączeniowa i jej efekty

Zgodnie z decyzjami WZA i wcześniejszymi zapowiedziami Zarząd PGE przeprowadził konsolidację spółek Grupy Kapitałowej, której elementem jest emisja 139 696 727 akcji połączeniowych (7,5% w podwyższonym kapitale) w zamian za wniesienie aportem 15% pakietów w spółkach holdingowych PGE Energia oraz PGE Górnictwo i Energetyka umożliwiające fuzję tych podmiotów ze spółką matką. Podwyższenia kapitału zostało zarejestrowane 31 sierpnia, a planowane wprowadzenie nowych akcji do obrotu ma nastąpić w drugiej połowie października. Z uwagi jednak na zaokrąglenie liczby przydzielanych akcji w dół, 22 897 walorów nie zostało przydzielonych. Zostały one odkupione przez PGE za łączną kwotę 0,58 mln PLN, a następnie będą umorzone. W efekcie powyższej emisji, której wartość po obecnych cenach rynkowych wynosi 3,3 mld PLN, obniżone zostaną kapitały mniejszości (szacunki Zarządu odnoszące się do kapitałów mniejszości na koniec 2009 roku w kwocie 7,7 mld PLN zakładały ich obniżenie o 3,4 mld PLN, czyli o 44%). Do zysku przypadającego akcjonariuszom jednostki dominującej przesunie się również około 40% zysków przysługujących do tej pory akcjonariuszom mniejszościowym (dla 2009 roku oznaczałoby to przesunięcie 390 mln PLN z 967 mln PLN). W naszym raporcie dokonujemy już w prognozie rocznej korekty zysku netto z 1H'2010, w którym zyski dla mniejszości sięgnęły 342 mln PLN (około 96 mln PLN zasili zysk dedykowany akcjonariuszom PGE).

## Schemat Grupy PGE po konsolidacji i emisji akcji połączeniowych



Źródło: PGE, opracowanie DI BRE

Na poziomie struktury Grupy Kapitałowej zmieniają się bezpośrednie i pośrednie udziały PGE w kluczowych aktywach i tak w przypadku segmentu wytwarzania emisja zwiększy kontrolę z około 75% do 87%, a w przypadku dystrybucji i obrotu z 72% do 85,4%. Kapitały mniejszości będą więc stanowić w tych segmentach już tylko 13%-15% wobec wcześniejszych 25%-28%. W zdecydowanej większości te pozostałe udziały niekontrolujące należą do Ministerstwa Skarbu Państwa (pracownicy PGE Energia skonwertowali około 96% przystępujących im akcji, a w PGE GiE 92,8%) i będą zapewne w przyszłości wykupione przez PGE, co zakończy proces konsolidacji Grupy. Zarząd PGE uważa, że realizacja tego projektu pozwoli w przyszłości na istotne ograniczenie kosztów, które w ciągu 3 lat mają sięgnąć 1 mld PLN. Na razie jednak nie przedstawiono żadnych szczegółów, a sceptycyzm wydaje się w tym obszarze wskazany chociażby ze względu na podpisane przed zatwierdzeniem połączenia umowy ze związkami zawodowymi gwarantujące pracownikom dotychczas nabyte prawa i świadczenia. Potencjalne oszczędności, które można osiągnąć bez konfliktu ze związkami, to naszym zdaniem ograniczenie kosztów nadzoru właścicielskiego (rady nadzorcze, zarządy) oraz obniżenie kosztów finansowych poprzez konsolidację zadłużenia na poziomie spółki matki.

## Proces prywatyzacyjny Energi

PGE uczestniczy obecnie w procesie prywatyzacyjnym koncernu energetycznego Energa i jest jednym z 2 oferentów (drugi to Energetický Průmyslový Holding) zakwalifikowanych przez MSP do etapu due diligence, który potrwa do 15 września. Rozstrzygnięcie w sprawie tej transakcji spodziewane jest więc w perspektywie najbliższych dni, aczkolwiek w scenariuszu wyboru oferty PGE należy liczyć się z pewnym opóźnieniem związanym z postępowaniem przed UOKiK, który już zapowiedział sprzeciw wobec tej koncentracji jako zagrażającej konkurencji. Zarząd poinformował, że ma jednak merytoryczne argumenty do dyskusji z urzędem antymonopolowym (handel energią poprzez giełdę, ewentualna sprzedaż części aktywów wytwórczych), a w ostateczności może powołać się na bezpieczeństwo energetyczne kraju. Kluczowe z punktu widzenia akcjonariuszy PGE będą oczywiście parametry finansowe tego potencjalnego przejęcia. Najważniejsze dane finansowe i operacyjne Energi przedstawiamy w poniższej tabeli. Przypominamy, że najważniejszymi aktywami tego koncernu są elektrownie wodne o mocy zainstalowanej 0,4 GW (w 1H'2010 ten segment wygenerował 31% skonsolidowanego strumienia EBITDA, czyli 253 mln PLN), sieć dystrybucyjna o rocznym przesyle 20 TWh (42% strumienia EBITDA za I-sze półrocze), spółka handlu energią (19% EBITDA) oraz Elektrownia Ostrołęka (7,3% EBITDA za 1H'2010).

### Dane finansowe i operacyjne koncernu Energa

(mln PLN)	Grupa Energa				
	2007	2008	2009	1H'2010	1H'2009
Przychody	3 682,0	8 311,2	8 600,0	4 448,0	4 148,0
EBIT	113,1	754,2	b/d	b/d	b/d
Amortyzacja	487,2	632,7	b/d	b/d	b/d
<b>EBITDA w tym</b>	<b>600,3</b>	<b>1 386,9</b>	<b>1 100,0</b>	<b>818,0</b>	<b>580,1</b>
Elektrownie wodne	b/d	243,1	b/d	251,0	185,9
Elektrownia Ostrołęka	b/d	89,2	b/d	60,1	114,3
Dystrybucja	b/d	811,1	b/d	341,0	243,6
Obrót	b/d	111,5	b/d	152,0	45,0
Pozostałe	b/d	132,0	b/d	13,9	-8,6
marża EBITDA	16,3%	16,7%	12,8%	18,4%	14,0%



Zysk netto mniejszości	16,4	96,7	b/d	b/d	b/d
<b>Zysk netto</b>	<b>56,5</b>	<b>435,3</b>	<b>425,0</b>	<b>442,0</b>	<b>263,1</b>
marża netto	1,5%	5,2%	4,9%	9,9%	6,3%
Środki pieniężne	449,4	838,4	b/d	b/d	b/d
Kredyty	537,3	281,7	b/d	b/d	b/d
Dług netto	87,9	-556,6	b/d	b/d	b/d
Kapitały mniejszości	783,4	791,4	b/d	b/d	b/d
Kapitał własny	4 906,3	5 231,5	b/d	b/d	b/d

Źródło: Energa, opracowanie DI BRE

Prezes Tomasz Zadroga powiedział, że cena zaproponowana za Energe jest konserwatywna (nie osiąga wskaźników z ostatnich tego typu transakcji na poziomie 7-13 EV/EBITDA), a planowane synergije do osiągnięcia tylko na zakupach paliw i usług zewnętrznych mogą sięgać 100 mln PLN rocznie. Poniżej przedstawiamy wariantową wycenę porównawczą Grupy Energa na podstawie wskaźników polskich giełdowych spółek energetycznych. Zwracamy uwagę, że koncern ten na koniec 2008 roku posiadał 556 mln PLN gotówki netto, ale w tym roku wypłacił już dywidendę w kwocie 99,4 mln PLN. Uwzględniamy również kapitały mniejszości, które na koniec 2008 roku sięgały 791mln PLN. W tym miejscu należy jednak zaznaczyć, że podobnie jak w całym sektorze również w Grupie Energa mają obecnie miejsce procesy konsolidacyjne, tak w momencie finalizacji procesu prywatyzacji kapitały mniejszości mogą być już wykupione poprzez podwyższenie kapitału. Poniższa wycena została ponadto oparta na założeniu, że spółka wygeneruje w tym roku 1,3 mld PLN EBITDA (909 mln PLN na koniec lipca) oraz 788 mln PLN zysku netto (488 mln PLN na koniec lipca). Wskaźniki rynkowe w zależności od horyzontu czasowego wyceny i grupy porównawczej implikują wartość całego koncernu na 6,9-9,1 mld PLN. Z punktu widzenia Zarządu PGE granicznym poziomem wyceny powinien być naszym zdaniem właśnie ten poziom 9,1 mld PLN odzwierciedlający obecną rynkową waluację PGE. Oceniając perspektywę tej akwizycji należy jeszcze dodać, iż Energa w przeciwieństwie do innych polskich spółek energetycznych nie potrzebuje obecnie znaczących nakładów inwestycyjnych na odtworzenie podstawowego majątku, a planowane przez jej kierownictwo ogromne inwestycje mają przede wszystkim charakter rozwojowy. Przypominamy, że strategia Zarządu tej spółki zakłada wydatki w perspektywie najbliższych lat na poziomie 23 mld PLN, zarówno na nowe moce wytwórcze (elektrowni gazowe w Gdańsku i Grudziądzu o łącznych mocach 1 GW, wodne, nowy blok w Ostrołęce o mocy 1GW, elektrownie wiatrowe w tym pierwsze 80 MW we współpracy z KWB Adamów), modernizację i budowę sieci (pozyskano już 2,2 mld PLN finansowania na tego typu projekty z EBOiR i EBI)

### Wycena porównawcza koncernu Energa

	Cena	P/CE		P/E		EV/EBITDA		P/BV	
		2009	2010P	2009	2010P	2009	2010P	2009	
ENEA	20,40	7,7	6,8	8,2	9,6	5,8	4,9	1,0	
PGE	23,90	7,4	7,7	13,3	14,3	5,4	6,2	1,3	
TAURON	5,60	4,8	4,3	13,4	10,8	4,2	4,1	0,7	
<b>Średnia</b>		<b>7,4</b>	<b>6,8</b>	<b>13,3</b>	<b>10,8</b>	<b>5,4</b>	<b>4,9</b>	<b>1,0</b>	
<b>(mld PLN)</b>									
Wycena Energi (średnia)		7,9	9,6	5,6	8,5	5,6	6,1	5,0	
Wycena Energi (PGE)		7,9	10,9	5,6	11,3	5,6	7,7	6,8	
<b>Wycena wg średniej (2009-10)</b>		<b>6,92</b>			<b>Wycena wg średniej (2010)</b>		<b>7,33</b>		
<b>Wycena wg PGE (2009-10)</b>		<b>7,96</b>			<b>Wycena wg PGE (2010)</b>		<b>9,16</b>		

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

## Założenia makroekonomiczne

W poniższej tabeli przedstawiamy założenia makroekonomiczne przyjęte do modelu DCF.

	2006	2007	2008	2009P	2010P	2011P	2012P	2013P	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P
Cena ropy Brent USD/Bbl	65,4	72,8	98,0	62,0	77,0	80,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0
Cena energii EEX EUR/MWh	41,8	54,9	54,9	69,1	49,3	52,2	55,4	62,8	66,2	67,4	68,2	71,5	75,5	77,1
<b>Cena energii w Polsce w PLN/MWh</b>	<b>138,6</b>	<b>142,8</b>	<b>154,3</b>	<b>195,0</b>	<b>190,0</b>	<b>195,0</b>	<b>210,6</b>	<b>232,3</b>	<b>231,6</b>	<b>235,9</b>	<b>238,6</b>	<b>250,2</b>	<b>264,3</b>	<b>269,9</b>
Cena certyfikatu CO2 EUR/t	21,6	20,6	23,9	13,8	14,6	18,3	22,2	30,0	31,5	33,0	34,6	36,3	38,1	40,0
Cena węgla energetycznego PLN/t	157,8	161,6	192,7	274,1	252,2	264,8	295,1	284,9	274,7	274,7	274,7	274,7	274,7	274,7
PLN/USD średniorocznie	3,11	2,77	2,42	3,12	3,07	3,10	2,90	2,80	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70
EUR/PLN średniorocznie	3,90	3,79	3,48	4,33	4,00	4,00	3,80	3,70	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50
<b>Produkcja energii PGE (TWh)</b>	<b>56,7</b>	<b>54,2</b>	<b>56,1</b>	<b>53,8</b>	<b>53,1</b>	<b>58,0</b>	<b>61,2</b>	<b>60,2</b>	<b>61,4</b>	<b>70,5</b>	<b>72,6</b>	<b>73,8</b>	<b>73,6</b>	<b>73,2</b>
węgiel brunatny	37,7	35,8	38,2	35,9	35,3	40,2	43,4	42,1	42,1	42,1	40,4	40,4	40,4	40,4
węgiel kamienny	15,5	15,6	14,8	14,6	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	20,1	20,1	20,1	19,6	19,2
gaz ziemny	2,1	1,9	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	4,6	8,2	9,2	9,2	9,2
wiatr	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,3	1,5	2,8	3,0	3,3	3,5	3,5
pozostałe	1,4	0,9	1,0	1,2	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9

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 27,53 PLN.

	waga	cena
Wycena porównawcza	50%	21,51
Wycena DCF	50%	29,72
	cena wynikowa	25,62
	<b>cena docelowa za 9 m-cy</b>	<b>27,53</b>

### Wycena DCF

#### Założenia modelu

- Przepływy pieniężne dyskontujemy na koniec sierpnia 2010 r. Przy ustalaniu wartości firmy uwzględniamy dług netto na koniec 2009 roku oraz kapitały mniejszości skorygowane o 3,4 mld PLN w związku z emisją połączeniową.
- W modelu uwzględniamy przedstawione wcześniej założenia makroekonomiczne.
- W wycenie bierzemy pod uwagę wartość posiadanych przez PGE aktywów pozaoperacyjnych, a więc 21,85% pakiet w Polkomtelu (3,1 mld PLN) oraz udziały w Autostradzie Wielkopolskiej wraz z obligacjami (350 mln PLN).
- Wycenę powiększamy o oczekiwany zwrot nadpłaconej akcyzy od strat sieciowych, który szacujemy na 320 mln PLN.
- Wolne przepływy pieniężne dla lat prognozy oczyszczamy o część sporną rekompensat KDT, poprzez zwiększenie salda należności.
- W roku 2019 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.
- Przy obliczaniu FCF<sub>TV</sub> do wartości rezydualnej przyjmujemy dynamikę sprzedaży oraz marżę EBITDA z roku 2019.
- Po roku 2019 zakładamy wzrost FCF na poziomie 2%. Ponadto przyjmujemy stopę wolną od ryzyka na poziomie 5,6%, współczynnik beta na poziomie 0,9.

**Model DCF wyceny akcji PGE**

(mln PLN)	2010P	2011P	2012P	2013P	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2019+
<b>Przychody ze sprzedaży</b>	<b>21 030</b>	<b>22 398</b>	<b>24 500</b>	<b>26 387</b>	<b>27 376</b>	<b>30 038</b>	<b>31 116</b>	<b>32 643</b>	<b>34 284</b>	<b>35 049</b>	<b>35 049</b>
zmiana	-	6,5%	9,4%	7,7%	3,7%	9,7%	3,6%	4,9%	5,0%	2,2%	0,0%
<b>EBITDA</b>	<b>6 995,8</b>	<b>7 984,6</b>	<b>9 083,4</b>	<b>9 397,6</b>	<b>9 571,8</b>	<b>10 870,5</b>	<b>10 825,9</b>	<b>11 558,3</b>	<b>11 769,5</b>	<b>12 069,3</b>	<b>12 069,3</b>
marża EBITDA	33,3%	35,6%	37,1%	35,6%	35,0%	36,2%	34,8%	35,4%	34,3%	34,4%	34,4%
Amortyzacja	2 707,7	2 894,6	3 115,9	3 590,7	4 126,5	4 622,8	4 870,6	5 056,7	5 229,0	5 418,4	3 845,5
<b>EBIT</b>	<b>4 288,2</b>	<b>5 090,0</b>	<b>5 967,5</b>	<b>5 806,8</b>	<b>5 445,3</b>	<b>6 247,7</b>	<b>5 955,2</b>	<b>6 501,7</b>	<b>6 540,5</b>	<b>6 650,9</b>	<b>8 223,8</b>
marża EBIT	20,4%	22,7%	24,4%	22,0%	19,9%	20,8%	19,1%	19,9%	19,1%	19,0%	23,5%
Opodatkowanie EBIT	814,8	967,1	1 133,8	1 103,3	1 034,6	1 187,1	1 131,5	1 235,3	1 242,7	1 263,7	1 562,5
<b>NOPLAT</b>	<b>3 473,4</b>	<b>4 122,9</b>	<b>4 833,6</b>	<b>4 703,5</b>	<b>4 410,7</b>	<b>5 060,7</b>	<b>4 823,7</b>	<b>5 266,3</b>	<b>5 297,8</b>	<b>5 387,2</b>	<b>6 661,3</b>
CAPEX	-3 978	-6 452	-11 987	-9 078	-9 978	-6 151	-4 078	-4 078	-4 059	-3 845	-3 845
Kapitał obrotowy	-504,3	-297,4	-365,3	-346,1	-234,9	-399,2	-218,0	-260,0	-170,7	-79,4	-79,4
Inwestycje kapitałowe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>FCF</b>	<b>1 698,7</b>	<b>267,9</b>	<b>-4 402,6</b>	<b>-1 129,3</b>	<b>-1 675,7</b>	<b>3 133,8</b>	<b>5 398,9</b>	<b>5 985,0</b>	<b>6 297,6</b>	<b>6 880,7</b>	<b>6 581,9</b>
WACC	10,1%	10,2%	9,3%	8,9%	8,4%	8,5%	8,8%	9,1%	8,9%	8,9%	8,8%
współczynnik dyskonta	96,8%	87,9%	80,4%	73,8%	68,1%	62,8%	57,7%	52,9%	48,6%	44,6%	44,6%
PV FCF	1 645,1	235,5	-3 539,6	-833,8	-1 141,5	1 967,7	3 116,5	3 165,6	3 058,4	3 068,2	
<b>WACC</b>	<b>10,1%</b>	<b>10,2%</b>	<b>9,3%</b>	<b>8,9%</b>	<b>8,4%</b>	<b>8,5%</b>	<b>8,8%</b>	<b>9,1%</b>	<b>8,9%</b>	<b>8,9%</b>	<b>8,8%</b>
Koszt długu	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%
Stopa wolna od ryzyka	5,60%	5,60%	5,60%	5,60%	5,60%	5,60%	5,60%	5,60%	5,60%	5,60%	5,60%
Premia za ryzyko	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Efektywna stopa podatkowa	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%
Dług netto / EV	0,0%	-1,4%	16,0%	25,5%	35,9%	33,9%	27,9%	20,3%	25,0%	25,0%	28,0%
Koszt kapitału własnego	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%
Premia za ryzyko	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Beta	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Wzrost FCF po okresie prognozy				2,0%	<b>Analiza wrażliwości</b>						
Wartość rezydualna (TV)				97 237	<b>Wzrost FCF w nieskończoności</b>						
Zdyskontowana wartość rezydualna (PV TV)				43 359		<b>0,0%</b>	<b>1,0%</b>	<b>2,0%</b>	<b>3,0%</b>	<b>4,0%</b>	
Zdyskontowana wartość FCF w okresie prognozy				10 742	WACC +1,0pp	24,29	26,26	28,74	31,94	36,27	
Wartość firmy (EV)				54 101	WACC +0,5pp	25,22	27,42	30,23	33,93	39,04	
Dług netto 2009 skorygowany				-2 015	WACC	26,26	28,74	31,94	36,27	42,40	
Udziałowcy mniejszościowi				4 281	WACC -0,5pp	27,42	30,23	33,93	39,04	46,54	
Wartość udziałów w Polkomtelu				3 067	WACC -01,0pp	28,74	31,94	36,27	42,40	51,78	
Pozostałe aktywa pozaoperacyjne				350							
Należny zwrot akcyzy od strat sieciowych				320							
Ostateczna wartość PGE				55 572							
Liczba akcji (mln)				1 870							
<b>Wartość firmy na akcję (PLN)</b>				<b>29,72</b>							
9-cio miesięczny koszt kapitału własnego				7,5%							
<b>Cena docelowa</b>				<b>31,94</b>							
EV/EBITDA('10) dla ceny docelowej				8,2							
P/E('10) dla ceny docelowej				19,1							
Udział TV w EV				80%							

## Wycena porównawcza

Wycenę mnożnikową przeprowadziliśmy dla wskaźników P/CE i EV/EBITDA w horyzoncie 2010-2012. Do grupy porównawczej wybraliśmy spółki energetyczne prowadzące swoją działalność zarówno w segmencie produkcji energii jak i dystrybucji. Uzupełniliśmy ją także o PGNiG, które wśród polskich spółek wydaje się również zbliżone do profilu utility. W porównaniu do podobnych europejskich podmiotów, PGE przy aktualnej cenie rynkowej oferuje dyskonto na poziomie EV/EBITDA i premię na poziomie mnożnika P/CE.

	Cena	P/CE				EV/EBITDA*			
		2009	2010P	2011P	2012P	2009	2010P	2011P	2012P
EDF	32,85	5,6	5,2	5,0	4,7	6,3	5,9	5,7	5,3
E.ON AG	23,24	5,0	5,1	5,3	5,1	6,3	6,3	6,5	6,3
IBERDROLA SA	5,73	6,3	6,0	5,7	5,2	8,9	8,3	7,9	7,3
ENEL SPA	3,96	3,9	3,8	3,7	3,6	6,1	5,8	5,7	5,5
RWE AG	53,39	5,6	4,9	4,9	4,7	6,4	5,6	5,7	5,4
ENDESA SA	19,71	4,4	4,7	5,0	4,8	5,8	5,9	5,9	5,6
FORTUM OYJ	19,19	9,4	8,8	8,9	8,5	10,0	9,6	9,6	9,2
ENEA	20,50	7,7	6,8	6,6	6,1	5,9	5,0	4,8	4,2
PGNiG	3,47	6,5	4,9	5,1	4,9	6,5	4,5	4,7	4,5
CEZ	820,50	6,0	6,3	5,9	5,5	6,2	6,5	6,1	5,7
Tauron	5,56	4,7	4,2	4,1	3,7	4,2	4,1	3,8	3,4
Maksimum		9,4	8,8	8,9	8,5	10,0	9,6	9,6	9,2
Minimum		3,9	3,8	3,7	3,6	4,2	4,1	3,8	3,4
<b>Mediana</b>		<b>5,6</b>	<b>5,1</b>	<b>5,1</b>	<b>4,9</b>	<b>6,3</b>	<b>5,9</b>	<b>5,7</b>	<b>5,5</b>
PGE	23,78	7,4	7,6	6,7	6,1	5,4	6,1	5,4	4,7
(premia / dyskonto)		33,1%	50,0%	30,9%	22,8%	-14,3%	4,7%	-5,9%	-14,6%
<b>Implikowana wycena</b>									
Mediana		5,6	5,1	5,1	4,9	6,3	5,9	5,7	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%
<b>Implikowana wartość PGE (PLN)</b>		<b>21,51</b>							

\*EV/EBITDA w oparciu o dług netto na koniec 2009

**Rachunek wyników**

<b>(mln PLN)</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010P</b>	<b>2011P</b>	<b>2012P</b>	<b>2013P</b>
<b>Przychody ze sprzedaży</b>	<b>23 090,7</b>	<b>19 408,7</b>	<b>21 623,4</b>	<b>21 029,7</b>	<b>22 398,2</b>	<b>24 499,9</b>	<b>26 387,3</b>
<i>zmiana</i>	-5,1%	-15,9%	11,4%	-2,7%	6,5%	9,4%	7,7%
w tym KDT	0,0	1 322,0	1 532,3	420,0	397,5	405,7	357,8
<b>EBIT, w tym</b>	<b>2 134,3</b>	<b>3 262,3</b>	<b>5 344,7</b>	<b>4 288,2</b>	<b>5 090,0</b>	<b>5 967,5</b>	<b>5 806,8</b>
Wydobycie i wytwarzanie	1 485,9	2 650,1	4 026,3	3 012,0	3 454,7	4 132,1	3 760,7
Energetyka odnawialna	87,6	135,7	77,6	202,9	185,3	171,1	245,7
Dystrybucja energii	213,4	229,9	263,2	591,5	710,1	821,8	929,1
Sprzedaż hurtowa	201,7	74,5	439,4	76,3	321,7	335,6	326,4
Sprzedaż detaliczna	41,4	76,7	397,7	284,6	288,2	359,0	411,5
Pozostała działalność	104,2	95,3	140,5	120,9	130,1	147,8	133,5
<b>EBIT</b>	<b>2 134,3</b>	<b>3 262,3</b>	<b>5 344,7</b>	<b>4 288,2</b>	<b>5 090,0</b>	<b>5 967,5</b>	<b>5 806,8</b>
<i>zmiana</i>	-8,1%	52,8%	63,8%	-19,8%	18,7%	17,2%	-2,7%
<i>marża EBIT</i>	9,2%	16,8%	24,7%	20,4%	22,7%	24,4%	22,0%
Wynik na działalności finansowej	-396,0	-331,3	-208,4	-137,6	-61,5	-287,9	-637,5
Wynik zdarzeń nadzwyczajnych	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
Pozostałe	239,2	238,6	242,2	220,0	220,0	220,0	220,0
<b>Zysk brutto</b>	<b>1 977,5</b>	<b>3 169,5</b>	<b>5 378,5</b>	<b>4 370,6</b>	<b>5 248,5</b>	<b>5 899,5</b>	<b>5 389,4</b>
Podatek dochodowy	-948,1	499,3	1 041,3	830,4	997,2	1 120,9	1 024,0
Udziałowcy mniejszościowi	803,0	750,1	966,5	415,7	476,8	570,2	519,0
Zysk z działalności zaniechanej	1 845,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Zysk netto</b>	<b>3 967,9</b>	<b>1 920,2</b>	<b>3 370,7</b>	<b>3 124,5</b>	<b>3 774,5</b>	<b>4 208,4</b>	<b>3 846,4</b>
<i>zmiana</i>	130,3%	-51,6%	75,5%	-7,3%	20,8%	11,5%	-8,6%
<i>marża</i>	17,2%	9,9%	15,6%	14,9%	16,9%	17,2%	14,6%
Amortyzacja	3 840,8	2 584,6	2 638,7	2 707,7	2 894,6	3 115,9	3 590,7
<b>EBITDA</b>	<b>5 975,1</b>	<b>5 846,9</b>	<b>7 983,4</b>	<b>6 995,8</b>	<b>7 984,6</b>	<b>9 083,4</b>	<b>9 397,6</b>
<i>zmiana</i>	-3,0%	-2,1%	36,5%	-12,4%	14,1%	13,8%	3,5%
<i>marża EBITDA</i>	25,9%	30,1%	36,9%	33,3%	35,6%	37,1%	35,6%
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	1,7	2,0	2,3	2,1
CEPS	5,3	3,1	3,5	3,1	3,6	3,9	4,0
ROAE	16,3%	8,7%	12,5%	9,3%	10,2%	10,7%	9,4%
ROAA	7,9%	4,2%	6,6%	5,7%	6,6%	6,7%	5,5%

**Bilans**

<b>(mln PLN)</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010P</b>	<b>2011P</b>	<b>2012P</b>	<b>2013P</b>
<b>AKTYWA</b>	<b>45 309,4</b>	<b>47 192,3</b>	<b>54 447,8</b>	<b>55 746,9</b>	<b>57 951,9</b>	<b>67 293,4</b>	<b>73 220,8</b>
<b>Majątek trwały</b>	<b>38 419,9</b>	<b>40 701,2</b>	<b>41 964,4</b>	<b>43 234,9</b>	<b>46 792,5</b>	<b>55 663,5</b>	<b>61 150,3</b>
Rzeczowe aktywa trwałe	36 282,6	37 811,6	38 945,7	40 228,6	43 792,6	52 630,7	58 140,5
Wartości niematerialne i prawne	138,6	142,0	153,3	140,8	134,5	167,3	144,3
Udziały w innych podmiotach	726,1	1 479,1	1 354,8	1 354,8	1 354,8	1 354,8	1 354,8
Pozostałe aktywa trwałe	1 272,6	1 268,6	1 510,6	1 510,6	1 510,6	1 510,6	1 510,6
<b>Majątek obrotowy</b>	<b>6 889,4</b>	<b>6 491,1</b>	<b>12 483,4</b>	<b>12 512,0</b>	<b>11 159,4</b>	<b>11 629,9</b>	<b>12 070,5</b>
Zapasy	798,9	1 128,0	1 271,2	1 236,3	1 316,7	1 440,3	1 551,2
Należności krótkoterminowe	2 335,2	1 792,6	2 059,1	2 002,6	2 132,9	2 333,0	2 512,8
Pozostałe aktywa obrotowe	1 028,9	1 429,6	1 440,2	2 006,2	2 161,4	2 308,2	2 458,1
Środki pieniężne i ich ekwiwalent	2 726,4	2 140,8	7 712,8	7 266,9	5 548,4	5 548,4	5 548,4
<b>(mln PLN)</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010P</b>	<b>2011P</b>	<b>2012P</b>	<b>2013P</b>
<b>PASYWA</b>	<b>45 309,4</b>	<b>47 192,3</b>	<b>54 447,8</b>	<b>55 746,9</b>	<b>57 951,9</b>	<b>67 293,4</b>	<b>73 220,8</b>
<b>Kapitał własny</b>	<b>21 252,4</b>	<b>22 809,7</b>	<b>31 168,3</b>	<b>36 158,0</b>	<b>38 150,3</b>	<b>40 251,4</b>	<b>41 773,7</b>
Kapitał akcyjny	14 705,8	14 705,8	17 300,9	17 300,9	17 300,9	17 300,9	17 300,9
Pozostałe kapitały własne	6 546,6	8 103,9	13 867,4	18 857,1	20 849,4	22 950,5	24 472,8
<b>Kapitał mniejszości</b>	<b>8 168,0</b>	<b>7 365,9</b>	<b>7 681,4</b>	<b>4 020,5</b>	<b>4 164,8</b>	<b>4 353,6</b>	<b>4 416,4</b>
<b>Zobowiązania długoterminowe</b>	<b>10 469,8</b>	<b>9 519,9</b>	<b>9 762,3</b>	<b>9 762,3</b>	<b>9 762,3</b>	<b>15 368,2</b>	<b>18 796,3</b>
Pożyczki i kredyty	5 739,4	4 470,8	4 056,3	4 056,3	4 056,3	9 662,1	13 090,2
Pozostałe	4 730,4	5 049,1	5 706,1	5 706,1	5 706,1	5 706,1	5 706,1
<b>Zobowiązania krótkoterminowe</b>	<b>5 419,1</b>	<b>7 496,8</b>	<b>5 835,7</b>	<b>5 806,0</b>	<b>5 874,5</b>	<b>7 320,2</b>	<b>8 234,4</b>
Pożyczki i kredyty	1 312,1	3 038,1	969,9	969,9	969,9	2 310,4	3 130,1
Zobowiązania handlowe	1 554,0	1 012,1	1 082,6	1 052,9	1 121,4	1 226,6	1 321,1
Pozostałe	2 553,0	3 446,6	3 783,2	3 783,2	3 783,2	3 783,2	3 783,2
Dług	7 051,5	7 508,9	5 026,2	5 026,2	5 026,2	11 972,5	16 220,4
Dług netto	4 325,1	5 368,0	-2 686,6	-2 240,7	-522,2	6 424,1	10 672,0
(Dług netto / Kapitał własny)	20,4%	23,5%	-8,6%	-6,2%	-1,4%	16,0%	25,5%
(Dług netto / EBITDA)	0,7	0,9	-0,3	-0,3	-0,1	0,7	1,1
<b>BVPS</b>	<b>14,5</b>	<b>15,5</b>	<b>18,0</b>	<b>19,3</b>	<b>20,4</b>	<b>21,5</b>	<b>22,3</b>

**Przepływy pieniężne**

(mln PLN)	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P	2013P
<b>Przepływy operacyjne</b>	<b>5 683,4</b>	<b>5 386,6</b>	<b>7 298,9</b>	<b>5 661,1</b>	<b>6 690,0</b>	<b>7 597,2</b>	<b>8 027,6</b>
Zysk netto	3 967,9	1 920,2	3 370,7	3 124,5	3 774,5	4 208,4	3 846,4
Amortyzacja	3 840,8	2 584,6	2 638,7	2 707,7	2 894,6	3 115,9	3 590,7
Kapitał obrotowy	4,6	-904,6	-499,5	-504,3	-297,4	-365,3	-346,1
Pozostałe	-2129,9	1786,4	1789,0	333,2	318,3	638,1	936,5
<b>Przepływy inwestycyjne</b>	<b>-3 511,5</b>	<b>-5 444,5</b>	<b>-3 628,6</b>	<b>-3 678,1</b>	<b>-6 066,3</b>	<b>-11 580,1</b>	<b>-8 636,3</b>
CAPEX	-3 635,3	-4 124,1	-4 022,2	-3 978,1	-6 452,2	-11 986,9	-9 077,5
Pozostałe	123,8	-1320,3	393,6	300,0	385,9	406,8	441,3
<b>Przepływy finansowe</b>	<b>-2 761,2</b>	<b>-528,3</b>	<b>1 898,3</b>	<b>-2 429,0</b>	<b>-2 342,2</b>	<b>3 982,9</b>	<b>608,7</b>
Emisja akcji	0,0	0,0	5 917,5	0,0	0,0	0,0	0,0
Dług	-1 716,8	288,2	-2 449,3	0,0	0,0	6 946,3	4 247,8
Dywidenda (buy-back)	-229,8	-424,4	-1 227,4	-1 314,8	-1 562,3	-1 887,3	-2 104,2
Pozostałe	-814,6	-392,1	-342,6	-1114,2	-779,9	-1076,2	-1534,9
<b>Zmiana stanu środków pieniężnych</b>	<b>-586,4</b>	<b>-582,7</b>	<b>5 572,0</b>	<b>-445,9</b>	<b>-1 718,5</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
Środki pieniężne na koniec okresu	2 726,4	2 140,8	7 712,8	7 266,9	5 548,4	5 548,4	5 548,4
DPS (PLN)	0,16	0,29	0,71	0,70	0,84	1,01	1,13
FCF	3 292,5	318,9	2 420,4	1 683,0	237,8	-4 389,7	-1 050,0
(CAPEX / Przychody ze sprzedaży)	15,7%	21,2%	18,6%	18,9%	28,8%	48,9%	34,4%

**Wskaźniki rynkowe**

	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P	2013P
P/E	8,8	18,2	12,2	14,2	11,8	10,6	11,6
P/CE	4,5	7,8	6,8	7,6	6,7	6,1	6,0
P/BV	1,6	1,5	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1
P/S	1,5	1,8	1,9	2,1	2,0	1,8	1,7
FCF/EV	7,4%	0,7%	5,6%	3,9%	0,5%	-8,4%	-1,9%
EV/EBITDA	7,4	7,6	5,4	6,2	5,6	5,7	6,0
EV/EBIT	20,8	13,7	8,1	10,1	8,8	8,7	9,7
EV/S	1,9	2,3	2,0	2,1	2,0	2,1	2,1
DYield	0,7%	1,2%	3,0%	3,0%	3,5%	4,2%	4,7%

**Cena (PLN)**

	23,78						
Liczba akcji na koniec roku (mln)	1470,6	1470,6	1730,1	1869,8	1869,8	1869,8	1869,8
MC (mln PLN)	34 970,3	34 970,3	41 141,5	44 463,5	44 463,5	44 463,5	44 463,5
Kapitał udziałowców mniej. (mln PLN)	8168,0	7365,9	7681,4	4020,5	4164,8	4353,6	4416,4
EV (mln PLN)	44 396,1	44 636,9	43 068,9	43 175,9	45 038,6	52 173,8	56 484,4

13 września 2010

Aktualizacja raportu

**Energetyka**

Polska

<b>Cena bieżąca</b>	<b>5,56 PLN</b>
<b>Cena docelowa</b>	<b>8,87 PLN</b>
Kapitalizacja	9,7 mld PLN*
Free float	5,2 mld PLN
Średni dzienny obrót (3 mies.)	83,7 mln PLN

\*uwzględniamy już podwyższenie kapitału o 163 mln akcji

**Struktura akcjonariatu\***

Skarb Państwa	42,11%
KGHM	4,67%
Pozostali	53,22%

**Strategia dotycząca sektora**

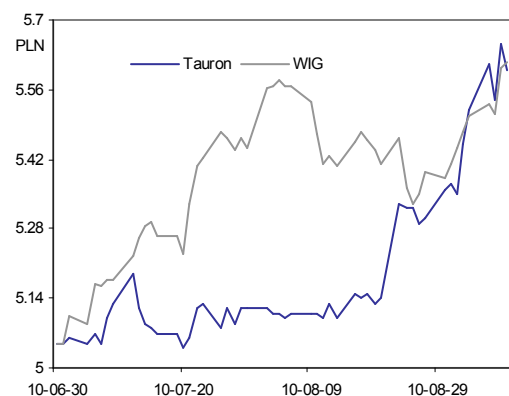
Polski sektor energetyczny powinien wykazywać coraz większą korelację z rynkami UE, co będzie oznaczać stopniową konwergencję cen. Dodatkowo ten proces powinien być wspierany przez wzrost konsumpcji, przy jednoczesnym braku inwestycji w nowe moce wytwórcze. Może to w przyszłości prowadzić do deficytu 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 30,4 TWh energii elektrycznej w skali roku. Spółka posiada także infrastrukturę dystrybucyjną, poprzez którą w 2009 roku przesłano 30,9 TWh energii.

**Ważne daty**

15.11- publikacja raportu za 3Q'2010

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

(48 22) 697 47 06

kamil.klischcz@dibre.com.pl

www.dibre.com.pl

# Tauron

TPE.PW; TPE.WA

## Kupuj

(Niezmieniona)

### 1 mld EBITDA rocznie warte „0” ???

Tauron potwierdził w 2Q zdolność do generowania wysokich przepływów pieniężnych, a jakość wyników zwiększając dodatkowo ogłoszone niedawno pozytywne dla koncernu decyzje URE w sprawie KDT. Na poziomie EV/EBITDA Spółka wyceniana jest 30% poniżej branżowej mediany, a stopień niedowartościowania może ilustrować przeprowadzona przez nas wycena sumą części, która przy bieżącym kursie implikuje praktycznie zerową wartość segmentu wytwórczego Taurona, (rocznie generuje on 1 mld PLN EBITDA). Finalizowana obecnie bardzo korzystna dla akcjonariuszy emisja aportowa skłania nas do podwyższenia wyceny do 8,87 PLN. Utrzymujemy rekomendację kupuj.

**Pozytywne zaskoczenie w 2Q**

Wyniki Tauronu za 2Q okazały się lepsze od naszych oczekiwań. W ujęciu segmentowym największe zaskoczenie pojawiło się w segmencie wytwarzania energii. Powodem tego odchylenia jest jednak wyższa kwota przychodów z rekompensat KDT (151 mln PLN vs. zakładane 50 mln PLN). Gorzej od oczekiwań wypada natomiast segment wydobywczy, gdzie w związku z niekorzystnymi warunkami geologicznymi zanotowano spadek produkcji i stratę operacyjną w kwocie -38 mln PLN (nasza prognoza zakładała 35 mln PLN zysku). Zakładamy jednak, że ta sytuacja nie powinna już się powtórzyć w kolejnych okresach. W 2Q'2010 Tauron wygenerował aż 880 mln PLN środków z działalności operacyjnej, co przy wydatkach inwestycyjnych na poziomie 372 mln PLN pozwoliło na redukcję długu netto do 474 mln PLN.

**Korzystna emisja konsolidacyjna**

Obecnie Spółka przygotowuje emisję akcji, które zostaną objęte przez Skarb Państwa w zamian za aport w postaci udziałów mniejszościowych w PKE, Enion, EnergiaPro i ESW. Liczba emitowanych walorów ma wynieść 163,1 mln sztuk, a cena emisyjna została ustalona tak jak wcześniej podano w prospekcie emisyjnym na 10,44 PLN (efekt wyceny bieglego), co oznacza że kapitały mniejszości spadną o kolejne 1,7 mld PLN. Transakcja ze względu na poziom ceny emisyjnej i relatywnie niskie rozwodnienie jest korzystna dla obecnych akcjonariuszy Taurona (wartość rynkowa emitowanych walorów to 0,9 mld PLN, co implikuje dyskonto w tej transakcji na 0,44 PLN na akcję).

**Możliwe profity z ustalenia giełdowego benchmarku cenowego**

W związku ze wzrostem roli rynku giełdowego możliwe jest ustalenie benchmarku cenowego, który nie byłby kwestionowany w postępowaniach taryfowych przez URE. Dzisiaj ze względu na zaniżanie przez regulatora cen hurtowych w taryfie G oraz taryfach dystrybucyjnych (pokrycie strat sieciowych) Tauron traci rocznie 156 mln PLN. Urynkowanie tego parametru implikowałoby wzrost wartości koncernu o 6,8%.

(mln PLN)	2008	2009	2010P	2011P	2012P
Przychody	12 448,7	13 633,6	13 864,0	14 685,2	15 848,2
EBITDA	1 615,8	2 580,8	2 651,0	2 833,0	3 182,2
marża EBITDA	13,0%	18,9%	19,1%	19,3%	20,1%
EBIT	347,0	1 259,7	1 257,3	1 360,4	1 608,7
Zysk netto*	130,8	732,4	904,6	918,2	1 067,8
DPS	0,02	0,04	0,00	0,15	0,16
P/E	66,0	11,8	10,8	10,6	9,1
P/CE	6,2	4,2	4,2	4,1	3,7
P/BV	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6
EV/EBITDA	7,4	4,5	4,1	4,1	4,0
DYield	0,4%	0,7%	0,0%	2,8%	2,8%

\*zysk netto uwzględnia już niższe kapitały mniejszości po emisji aportowej

## Wyniki za 2Q- mocny cash flow

Wyniki Tauronu za 2Q okazały się lepsze od naszych oczekiwań i rynkowego konsensusu odpowiednio o 27,9% i 9,5% na poziomie EBIT. W ujęciu segmentowym największe zaskoczenie pojawiło się w segmencie wytwarzania energii, gdzie Spółka raportuje zysk operacyjny na poziomie 176 mln PLN, podczas gdy my zakładaliśmy 89,7 mln PLN. Powodem tego odchylenia jest jednak wyższa kwota przychodów z rekompensat KDT (151 mln PLN vs. zakładane 50 mln PLN). Gorzej od oczekiwań wypada natomiast segment wydobywczy, gdzie w związku z niekorzystnymi warunkami geologicznymi zanotowano spadek produkcji (0,8 mln ton vs. 1,2 mln ton rok wcześniej i 1,4 mln ton w 1Q'2010) i stratę operacyjną w kwocie -38 mln PLN (nasza prognoza zakładała 35 mln PLN zysku). Zakładamy jednak, że ta sytuacja nie powinna już się powtórzyć w kolejnych okresach. Bardzo dobry rezultat wypracował z kolei segment energii odnawialnej, gdzie przy stabilnych wolumenach produkcji zanotowano wyraźny wzrost EBIT (28,6 mln PLN vs. zakładane 13,9 mln PLN i 19,5 mln PLN rok wcześniej), głównie dzięki wyższym cenom zielonych certyfikatów. Znacznie lepszy od oczekiwań okazał się również EBIT segmentu dystrybucji (110,5 mln PLN vs. oczekiwane 29 mln PLN), co miało związek przede wszystkim z wyższymi wolumenami (8 TWh vs. zakładane 7,25 TWh i 8,4 TWh w 1Q'2010). W naszych szacunkach zakładaliśmy poza tym, że negatywnie na wynik w tym obszarze wpłyną możliwe odłożone remonty z 1Q (efekt pogodowy). W segmencie obrotu EBIT wyniósł 27,7 mln PLN vs. oczekiwane 63 mln PLN, na co prawdopodobnie wpłynęły wyższe niż szacowaliśmy koszty umorzenia świadectw pochodzenia energii. Na poziomie działalności finansowej saldo wyniosło -35 mln PLN i było wyższe niż my zakładaliśmy (-19 mln PLN), co może mieć związek z pozycją aktualizującą wartość inwestycji. Ostatecznie na poziomie netto zysk wyniósł 190 mln PLN.

### Skonsolidowane wyniki kwartalne Grupy Tauron

(mln PLN)	IIQ 2010	IIQ 2009	zmiana	IIQ 2010P	wynik vs. prognoza	konsensus	wyniki vs. konsensus
Przychody	3 466,0	3 229,8	7,3%	3 180,3	9,0%	3 121	11,1%
EBITDA	648,6	701,6	-7,5%	578,5	12,1%	622	4,3%
marża EBITDA	18,7%	21,7%	-	18,2%	-	-	-
EBIT	306,7	377,1	-18,7%	239,9	27,9%	280	9,5%
Zysk brutto	271,7	369,1	-26,4%	220,4	23,3%	-	-
Zysk netto	190,0	238,6	-20,4%	145,3	30,7%	170	11,9%

Źródło: Tauron, PAP, szacunki DI BRE

W 2Q'2010 Tauron wygenerował aż 880 mln PLN środków z działalności operacyjnej, co przy wydatkach inwestycyjnych na poziomie 372 mln PLN pozwoliło na redukcję długu netto do 474 mln PLN. Podsumowując, raportowane wyniki operacyjne są znacząco lepsze od naszych szacunków i choć wynika to z wyższych przychodów z rekompensat KDT to ostatecznie decyzje sądu i URE w tej kwestii pozwalają na stwierdzenie iż te przychody będą miały charakter gotówkowy (URE potwierdziło w korekcie rocznej słuszność podejścia Spółki w księgowaniu tych rekompensat za rok ubiegły). W pierwszym półroczu Spółka zaksięgowła z tego tytułu 225 mln PLN vs. nasza poprzednia prognoza roczna 141 mln PLN, co oznacza iż musieliśmy na tej pozycji skorygować nasze szacunki w górę.

## Konwersja akcji- efekty

Dotychczas spółka matka holdingu Tauron bezpośrednio lub pośrednio nie kontrolowała w 100% kluczowych aktywów wchodzących w skład Grupy, stąd poziom kapitałów mniejszości sięgał na koniec 2009 roku 2,4 mld PLN. Jednak w wyniku już przeprowadzonych bądź właśnie trwających procesów konsolidacyjnych, udział mniejszości w najważniejszych segmentach działalności na koniec tego roku spadnie według naszych szacunków do poziomu 347 mln PLN. W pierwszym etapie projektu konsolidacji, który zrealizowano jeszcze przed IPO, dokonano fuzji Taurona ze spółkami Enion ZA i Energomix Servis, która pociągnęła za sobą konieczność podniesienia kapitału o 318,6 mln PLN jednocześnie zapewniając 100% kontrolę nad podmiotami zajmującymi się obrotem energią. Obecnie Spółka przygotowuje kolejną emisję akcji, które zostaną objęte przez Skarb Państwa w zamian za aport w postaci udziałów mniejszościowych w PKE, Enion, EnergiaPro i Elektrownia Szałowa Wola. Liczba emitowanych walorów ma wynieść 163,1 mln sztuk, a cena emisyjna została ustalona tak jak wcześniej podano w prospekcie emisyjnym na 10,44 PLN (efekt wyceny bieglego), co oznacza że kapitały mniejszości spadną o kolejne 1,7 mld PLN. Transakcja ze względu na poziom ceny emisyjnej i relatywnie niskie rozwodnienie jest korzystna dla obecnych akcjonariuszy Taurona (wartość rynkowa emitowanych walorów to 0,9 mld PLN, co implikuje dyskonto w tej transakcji

na 0,44 PLN na akcję). Ostatnim etapem przejmowania 100% kontroli nad aktywami wchodzącymi w skład Grupy będzie planowana na przełom 2010 i 2011 roku akwizycja pozostałych udziałów w Południowym Koncernie Węglowym w zamian za emisję nowych akcji dla Kompanii Węglowej (prawdopodobnie będzie to połączone z przejęciem od KW kopalni Bolesław Śmiały). Rozwodnienie wynikające z tej transakcji nie powinno według wcześniejszych deklaracji przekroczyć 6%.

## Założenia makroekonomiczne

W poniższej tabeli przedstawiamy założenia makroekonomiczne przyjęte do modelu DCF.

	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P	2013P	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P
Cena ropy Brent USD/Bbl	72,8	98,0	62,0	77,0	80,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0
Cena energii EEX EUR/MWh	54,9	54,9	69,1	49,3	52,2	55,4	62,8	66,2	67,4	68,2	71,5	75,5	77,1
<b>Cena energii w Polsce w PLN/MWh</b>	<b>142,8</b>	<b>154,3</b>	<b>195,0</b>	<b>190,0</b>	<b>195,0</b>	<b>210,6</b>	<b>232,3</b>	<b>231,6</b>	<b>235,9</b>	<b>238,6</b>	<b>250,2</b>	<b>264,3</b>	<b>269,9</b>
Cena certyfikatu CO2 EUR/t	20,6	23,9	13,8	14,6	18,3	22,2	30,0	31,5	33,0	34,6	36,3	38,1	40,0
Cena węgla w PKW PLN/t	161,6	182,9	241,6	233,8	245,6	261,6	254,5	245,4	245,4	245,4	245,4	245,4	245,4
PLN/USD średniorocznie	2,77	2,42	3,12	3,07	3,10	2,90	2,80	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70
EUR/PLN średniorocznie	3,79	3,48	4,33	4,00	4,00	3,80	3,70	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50
<b>Produkcja energii TAURON(TWh)</b>	<b>22,5</b>	<b>19,5</b>	<b>18,6</b>	<b>19,5</b>	<b>19,8</b>	<b>19,8</b>	<b>19,0</b>	<b>20,1</b>	<b>21,5</b>	<b>24,3</b>	<b>24,6</b>	<b>24,8</b>	<b>25,6</b>
węgiel brunatny	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
węgiel kamienny	22,1	19,1	18,2	19,1	19,4	19,3	18,4	18,7	19,0	21,7	22,1	22,3	22,6
gaz ziemny	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
wiatr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,6	0,6	0,6	0,6	1,1
woda	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4

Źródło: Bloomberg, Tauron, szacunki DI BRE

## Prognoza wyników i wycena

Na podstawie modelu DCF wyceniamy wartość koncernu Tauron na poziomie 8,40 PLN/akcję, a na podstawie wyceny porównawczej na 8,06 PLN/akcję. Wartość Spółki w perspektywie 9 miesięcy szacujemy na 8,88 PLN na akcję.

	waga	cena
Wycena porównawcza	50%	8,04
Wycena DCF	50%	8,40
	cena wynikowa	8,22
	<b>cena docelowa za 9 m-cy</b>	<b>8,87</b>

## Wycena DCF

### Założenia modelu

1. Przepływy pieniężne dyskontujemy na koniec sierpnia 2010 r. Przy ustalaniu wartości firmy uwzględniamy dług netto na koniec 2009 roku, a kapitały mniejszości korygujemy o przeprowadzaną obecnie emisję aportową na 163,1 mln akcji po cenie 10,44 PLN.
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 2,1 mld PLN zrównując tę pozycję do poziomu nakładów inwestycyjnych.
5. Po roku 2019 zakładamy wzrost FCF na poziomie 2%. Ponadto przyjmujemy stopę wolną od ryzyka na poziomie 5,6%, współczynnik beta na poziomie 0,9.



### Model DCF wyceny akcji Tauron

(mln PLN)	2010P	2011P	2012P	2013P	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2019+
<b>Przychody ze sprzedaży</b>	<b>13 864</b>	<b>14 685</b>	<b>15 848</b>	<b>17 234</b>	<b>17 755</b>	<b>18 440</b>	<b>19 032</b>	<b>19 681</b>	<b>20 312</b>	<b>20 528</b>	<b>20 746</b>
<i>zmiana</i>	1,7%	5,9%	7,9%	8,7%	3,0%	3,9%	3,2%	3,4%	3,2%	1,1%	1,1%
<b>EBITDA</b>	<b>2 651,0</b>	<b>2 833,0</b>	<b>3 182,2</b>	<b>3 095,3</b>	<b>3 314,5</b>	<b>3 719,9</b>	<b>4 176,4</b>	<b>4 593,8</b>	<b>4 782,6</b>	<b>5 270,2</b>	<b>5 326,3</b>
<i>marża EBITDA</i>	19,1%	19,3%	20,1%	18,0%	18,7%	20,2%	21,9%	23,3%	23,5%	25,7%	25,7%
Amortyzacja	1 393,8	1 472,6	1 573,5	1 701,4	1 832,7	1 994,2	2 296,4	2 391,4	2 478,7	2 609,3	2 117,1
<b>EBIT</b>	<b>1 257,3</b>	<b>1 360,4</b>	<b>1 608,7</b>	<b>1 393,9</b>	<b>1 481,8</b>	<b>1 725,7</b>	<b>1 880,0</b>	<b>2 202,4</b>	<b>2 303,9</b>	<b>2 661,0</b>	<b>3 209,1</b>
<i>marża EBIT</i>	9,1%	9,3%	10,2%	8,1%	8,3%	9,4%	9,9%	11,2%	11,3%	13,0%	15,5%
Opodatkowanie EBIT	238,9	258,5	305,7	264,8	281,5	327,9	357,2	418,4	437,7	505,6	609,7
<b>NOPLAT</b>	<b>1 018,4</b>	<b>1 101,9</b>	<b>1 303,1</b>	<b>1 129,1</b>	<b>1 200,3</b>	<b>1 397,8</b>	<b>1 522,8</b>	<b>1 783,9</b>	<b>1 866,2</b>	<b>2 155,4</b>	<b>2 599,4</b>
CAPEX	-1 990	-2 644	-3 259	-4 692	-6 330	-5 392	-4 183	-2 715	-2 276	-2 117	-2 117
Kapitał obrotowy	-330,7	-266,9	-230,6	-196,1	-36,1	-47,5	-41,1	-44,9	-43,8	-15,0	-15,0
Inwestycje kapitałowe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>FCF</b>	<b>91,0</b>	<b>-336,0</b>	<b>-612,7</b>	<b>-2 057,7</b>	<b>-3 332,7</b>	<b>-2 047,1</b>	<b>-404,7</b>	<b>1 415,1</b>	<b>2 024,8</b>	<b>2 632,5</b>	<b>2 584,4</b>
WACC	9,9%	9,6%	9,3%	8,6%	7,6%	6,9%	6,7%	7,0%	7,4%	7,9%	8,8%
<i>współczynnik dyskonta</i>	96,9%	88,4%	80,8%	74,4%	69,2%	64,7%	60,6%	56,7%	52,8%	48,9%	48,9%
PV FCF	88,2	-297,0	-495,3	-1 531,2	-2 304,8	-1 324,0	-245,3	802,0	1 068,8	1 287,6	
<b>WACC</b>	<b>9,9%</b>	<b>9,6%</b>	<b>9,3%</b>	<b>8,6%</b>	<b>7,6%</b>	<b>6,9%</b>	<b>6,7%</b>	<b>7,0%</b>	<b>7,4%</b>	<b>7,9%</b>	<b>8,8%</b>
Koszt długu	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%
Stopa wolna od ryzyka	5,60%	5,60%	5,60%	5,60%	5,60%	5,60%	5,60%	5,60%	5,60%	5,60%	5,60%
Premia za ryzyko	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Efektywna stopa podatkowa	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%
Dług netto / EV	5,1%	9,7%	15,9%	30,8%	52,7%	66,7%	71,6%	65,9%	57,5%	46,0%	28,0%
Koszt kapitału własnego	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%
Premia za ryzyko	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Beta	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Wzrost FCF po okresie prognozy	2,0%		<b>Analiza wrażliwości</b>								
Wartość rezydualna (TV)	38 181		<b>Wzrost FCF w nieskończoności</b>								
Zdyskontowana wartość rezydualna (PV TV)	18 675		<b>0,0%</b>		<b>1,0%</b>		<b>2,0%</b>		<b>3,0%</b>		<b>4,0%</b>
Zdyskontowana wartość FCF w okresie prognozy	-2 951		WACC +1,0pp		5,61		6,54		7,72		9,25
Wartość firmy (EV)	15 724		WACC +0,5pp		6,05		7,10		8,43		10,20
Dług netto 2009	744		WACC		6,54		7,72		9,25		11,32
Udziałowcy mniejszościowi	347		WACC -0,5pp		7,10		8,43		10,20		12,65
Należny zwrot akcyzy od strat sieciowych	85		WACC -01,0pp		7,72		9,25		11,32		14,28
Ostateczna wartość Grupy Tauron	14 718										
Liczba akcji (mln)	1 752,5										
<b>Wartość firmy na akcję (PLN)</b>	<b>8,40</b>										
9-cio miesięczny koszt kapitału własnego	7,5%										
<b>Cena docelowa</b>	<b>9,03</b>										
EV/EBITDA('10) dla wyceny DCF	6,0										
P/E('10) dla wyceny DCF	16,3										
Udział TV w EV	119%										

## Wycena porównawcza

Wycenę mnożnikową przeprowadziliśmy dla wskaźników P/CE i EV/EBITDA w horyzoncie 2009-2011. Do grupy porównawczej wybraliśmy spółki energetyczne prowadzące swoją działalność zarówno w segmencie produkcji energii jak i dystrybucji. Uzupełniliśmy ją także o PGNiG, które wśród polskich spółek wydaje się najbardziej zbliżone do profilu utility.

	Cena	P/CE				EV/EBITDA*			
		2009	2010P	2011P	2012P	2009	2010P	2011P	2012P
EDF	32,85	5,6	5,2	5,0	4,7	6,3	5,9	5,7	5,3
E.ON AG	23,24	5,0	5,1	5,3	5,1	6,3	6,3	6,5	6,3
IBERDROLA SA	5,73	6,3	6,0	5,7	5,2	8,9	8,3	7,9	7,3
ENEL SPA	3,96	3,9	3,8	3,7	3,6	6,1	5,8	5,7	5,5
RWE AG	53,39	5,6	4,9	4,9	4,7	6,4	5,6	5,7	5,4
ENDESA SA	19,71	4,4	4,7	5,0	4,8	5,8	5,9	5,9	5,6
FORTUM OYJ	19,19	9,4	8,8	8,9	8,5	10,0	9,6	9,6	9,2
PGE	23,78	7,4	7,6	6,7	6,1	5,4	6,1	5,4	4,7
PGNiG	3,47	6,5	4,9	5,1	4,9	6,5	4,5	4,7	4,5
CEZ	820,5	6,0	6,3	5,9	5,5	6,2	6,5	6,1	5,7
ENEA	20,50	7,7	6,8	6,6	6,1	5,9	5,0	4,8	4,2
Maksimum		9,4	8,8	8,9	8,5	10,0	9,6	9,6	9,2
Minimum		3,9	3,8	3,7	3,6	5,4	4,5	4,7	4,2
<b>Mediana</b>		<b>6,0</b>	<b>5,2</b>	<b>5,3</b>	<b>5,1</b>	<b>6,3</b>	<b>5,9</b>	<b>5,7</b>	<b>5,5</b>
Tauron	5,6	4,7	4,2	4,1	3,7	4,2	4,1	3,8	3,4
(premia / dyskonto) do mediany		-20,7%	-18,3%	-22,8%	-27,2%	-33,7%	-31,8%	-33,7%	-39,0%
<b>Implikowana wycena</b>									
Mediana		6,0	5,2	5,3	5,1	6,3	5,9	5,7	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%
<b>Implikowana wartość TAURON (PLN)</b>		<b>8,04</b>							

\*EV/EBITDA w oparciu o dług netto na koniec 2009

**Rachunek wyników**

(mln PLN)	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P	2013P
<b>Przychody ze sprzedaży</b>	<b>12 264,0</b>	<b>12 448,7</b>	<b>13 633,6</b>	<b>13 864,0</b>	<b>14 685,2</b>	<b>15 848,2</b>	<b>17 234,2</b>
zmiana	n/a	1,5%	9,5%	1,7%	5,9%	7,9%	8,7%
w tym KDT	0,0	192,2	484,0	420,0	300,0	200,0	0,0
<b>EBIT, w tym</b>	<b>186,9</b>	<b>347,0</b>	<b>1 259,7</b>	<b>1 257,3</b>	<b>1 360,4</b>	<b>1 608,7</b>	<b>1 393,9</b>
Wydobycie	-71,5	62,9	147,0	47,7	169,3	221,5	194,2
Wytwarzanie energii	70,8	-0,7	677,1	568,2	518,8	611,6	324,8
Energetyka odnawialna	45,5	44,0	55,1	69,2	67,6	105,7	117,5
Dystrybucja energii	109,5	193,9	94,6	392,6	443,5	501,1	560,2
Segment obrotu	18,7	90,1	301,8	199,5	190,7	187,2	199,1
Pozostała działalność	-15,2	-24,6	6,6	12,2	4,5	18,4	38,0
Pozycje nieprzypisane	29,0	-24,6	-22,6	-32,1	-34,0	-36,7	-39,9
<b>EBIT</b>	<b>186,9</b>	<b>347,0</b>	<b>1 259,7</b>	<b>1 257,3</b>	<b>1 360,4</b>	<b>1 608,7</b>	<b>1 393,9</b>
zmiana	n/a	85,7%	263,0%	-0,2%	8,2%	18,3%	-13,4%
marża EBIT	1,5%	2,8%	9,2%	9,1%	9,3%	10,2%	8,1%
Wynik na działalności finansowej	-37,3	-96,8	-94,7	-116,6	-142,2	-179,6	-299,9
Wynik zdarzeń nadzwyczajnych	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pozostałe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Zysk brutto</b>	<b>149,6</b>	<b>250,3</b>	<b>1 165,0</b>	<b>1 140,7</b>	<b>1 218,2</b>	<b>1 429,1</b>	<b>1 094,0</b>
Podatek dochodowy	-0,2	68,0	266,3	216,7	231,4	271,5	207,9
Udziałowcy mniejszościowi*	-3,7	51,4	166,3	19,3	68,5	89,7	78,7
Zysk z działalności zaniechanej	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Zysk netto</b>	<b>153,5</b>	<b>130,8</b>	<b>732,4</b>	<b>904,6</b>	<b>918,2</b>	<b>1 067,8</b>	<b>807,5</b>
zmiana	n/a	-14,8%	459,7%	23,5%	1,5%	16,3%	-24,4%
marża	1,3%	1,1%	5,4%	6,5%	6,3%	6,7%	4,7%
Amortyzacja	1 197,7	1 268,7	1 321,0	1 393,8	1 472,6	1 573,5	1 701,4
<b>EBITDA**</b>	<b>1 384,6</b>	<b>1 615,8</b>	<b>2 580,8</b>	<b>2 651,0</b>	<b>2 833,0</b>	<b>3 182,2</b>	<b>3 095,3</b>
zmiana	n/a	16,7%	59,7%	2,7%	6,9%	12,3%	-2,7%
marża EBITDA	11,3%	13,0%	18,9%	19,1%	19,3%	20,1%	18,0%
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	0,5	0,6	0,5
CEPS	0,9	0,9	1,3	1,3	1,4	1,5	1,4
ROAE	2,8%	1,2%	6,4%	6,8%	6,1%	6,8%	4,9%
ROAA	1,5%	0,6%	3,4%	4,0%	3,9%	4,3%	2,9%

\*udziały mniejszości od 2010 roku uwzględniają już pełną kontrolę nad spółkami obrotu

\*\*EBITDA nie jest skorygowana o pozycje odpisów aktywów, które w latach 2007-09 wynosiły odpowiednio 25,3 mln PLN, 26,3 mln PLN i 0,9 mln PLN



## Bilans

(mln PLN)	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P	2013P
<b>AKTYWA</b>	<b>20 247,7</b>	<b>20 823,1</b>	<b>22 160,2</b>	<b>22 979,8</b>	<b>23 761,8</b>	<b>25 793,8</b>	<b>29 119,2</b>
<b>Majątek trwały</b>	<b>17 387,0</b>	<b>17 984,2</b>	<b>18 480,5</b>	<b>19 077,2</b>	<b>20 248,2</b>	<b>21 933,3</b>	<b>24 924,0</b>
Rzeczowe aktywa trwałe	16 469,7	17 098,8	17 260,6	17 869,1	19 047,5	20 734,1	23 702,0
Wartości niematerialne i prawne	285,2	533,3	824,8	813,0	805,5	804,0	826,7
Pozostałe aktywa finansowe	537,1	176,9	179,7	179,7	179,7	179,7	179,7
Pozostałe aktywa niefinansowe	84,6	61,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	10,4	113,6	156,9	156,9	156,9	156,9	156,9
<b>Majątek obrotowy</b>	<b>2 860,7</b>	<b>2 839,0</b>	<b>3 679,7</b>	<b>3 902,6</b>	<b>3 513,6</b>	<b>3 860,6</b>	<b>4 195,2</b>
Zapasy	267,3	395,2	536,2	545,3	577,6	623,3	677,8
Należności z tytułu dostaw	1 230,0	1 275,3	1 875,0	2 092,3	2 199,1	2 350,3	2 530,4
Pozostałe aktywa obrotowe	387,5	217,1	230,4	230,4	230,4	230,4	230,4
Aktywa przeznaczone do sprzedaży	1,7	1,7	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Środki pieniężne i ich ekwiwalent*	974,2	949,7	1 032,1	1 028,6	290,6	290,6	290,6
<b>PASYWA</b>	<b>20 247,7</b>	<b>20 823,1</b>	<b>22 160,2</b>	<b>22 979,8</b>	<b>23 761,8</b>	<b>25 793,8</b>	<b>29 119,2</b>
<b>Kapitał własny</b>	<b>11 026,8</b>	<b>11 125,9</b>	<b>11 816,5</b>	<b>14 742,6</b>	<b>15 389,4</b>	<b>16 181,8</b>	<b>16 775,7</b>
Kapitał akcyjny	13 698,6	13 698,6	13 986,3	16 007,8	16 007,8	16 007,8	16 007,8
Pozostałe kapitały własne	-2 671,9	-2 572,7	-2 169,8	-1 265,1	-618,3	174,0	767,9
<b>Kapitał mniejszości</b>	<b>2 179,3</b>	<b>2 219,5</b>	<b>2 367,7</b>	<b>365,5</b>	<b>418,6</b>	<b>453,5</b>	<b>460,4</b>
<b>Zobowiązania długoterminowe</b>	<b>4 042,7</b>	<b>4 098,3</b>	<b>4 078,7</b>	<b>4 078,7</b>	<b>4 078,7</b>	<b>4 801,7</b>	<b>6 519,3</b>
Pożyczki i kredyty	1 535,1	1 426,2	1 179,4	1 179,4	1 179,4	1 902,3	3 619,9
Pozostałe	2 507,6	2 672,2	2 899,3	2 899,3	2 899,3	2 899,3	2 899,3
<b>Zobowiązania krótkoterminowe</b>	<b>2 999,0</b>	<b>3 379,4</b>	<b>3 897,2</b>	<b>3 792,9</b>	<b>3 875,0</b>	<b>4 356,8</b>	<b>5 363,8</b>
Pożyczki i kredyty	460,9	649,7	596,3	596,3	596,3	961,8	1 830,3
Zobowiązania handlowe	1 373,4	1 240,1	1 490,7	1 386,4	1 468,5	1 584,8	1 723,4
Pozostałe	1 164,6	1 489,5	1 810,2	1 810,2	1 810,2	1 810,2	1 810,2
Dług	1 996,1	2 075,9	1 775,7	1 775,7	1 775,7	2 864,2	5 450,2
Dług netto	1 021,8	1 126,2	743,6	747,1	1 485,1	2 573,6	5 159,6
(Dług netto / Kapitał własny)	9,3%	10,1%	6,3%	5,1%	9,7%	15,9%	30,8%
(Dług netto / EBITDA)	0,7	0,7	0,3	0,3	0,5	0,8	1,7
<b>BVPS</b>	<b>7,1</b>	<b>7,2</b>	<b>7,6</b>	<b>8,4</b>	<b>8,8</b>	<b>9,2</b>	<b>9,6</b>

\*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	2010P	2011P	2012P	2013P
<b>Przepływy operacyjne</b>	<b>1 471,3</b>	<b>1 615,5</b>	<b>1 963,2</b>	<b>2 103,6</b>	<b>2 334,6</b>	<b>2 680,0</b>	<b>2 691,4</b>
Zysk netto	153,5	130,8	732,4	904,6	918,2	1 067,8	807,5
Amortyzacja	1 197,7	1 268,7	1 321,0	1 393,8	1 472,6	1 573,5	1 701,4
Kapitał obrotowy	-130,1	-222,0	-462,7	-330,7	-266,9	-230,6	-196,1
Pozostałe	250,2	437,9	372,5	135,9	210,7	269,4	378,6
<b>Przepływy inwestycyjne</b>	<b>-1 755,6</b>	<b>-1 514,2</b>	<b>-1 354,0</b>	<b>-1 955,2</b>	<b>-2 606,8</b>	<b>-3 226,6</b>	<b>-4 650,8</b>
CAPEX	-1 819,4	-1 792,2	-1 440,3	-1 990,5	-2 643,5	-3 258,6	-4 692,1
Pozostałe	63,8	278,0	86,2	35,3	36,7	31,9	41,3
<b>Przepływy finansowe</b>	<b>118,4</b>	<b>-95,7</b>	<b>-543,5</b>	<b>-151,9</b>	<b>-465,8</b>	<b>546,6</b>	<b>1 959,4</b>
Emisja akcji	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dług	338,2	92,0	-329,3	0,0	0,0	1 088,5	2 586,0
Dywidenda (buy-back)	-32,3	-33,9	-58,2	0,0	-271,4	-275,4	-213,6
Pozostałe	-187,5	-153,9	-155,9	-151,9	-194,4	-266,4	-413,1
<b>Zmiana stanu środków pieniężnych</b>	<b>-166,0</b>	<b>5,6</b>	<b>65,7</b>	<b>-3,5</b>	<b>-738,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
Środki pieniężne na koniec okresu	901,4	906,9	972,7	969,2	231,2	231,2	231,2
DPS (PLN)	0,02	0,02	0,04	0,00	0,15	0,16	0,12
FCF	-564,7	-466,4	411,5	113,1	-308,9	-578,5	-2 000,7
(CAPEX / Przychody ze sprzedaży)	14,8%	14,4%	10,6%	14,4%	18,0%	20,6%	27,2%

## Wskaźniki rynkowe

	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P	2013P
P/E	56,3	66,0	11,8	10,8	10,6	9,1	12,1
P/CE	6,4	6,2	4,2	4,2	4,1	3,7	3,9
P/BV	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6
P/S	0,7	0,7	0,6	0,7	0,7	0,6	0,6
FCF/EV	-4,8%	-3,9%	3,5%	1,0%	-2,7%	-4,6%	-13,1%
EV/EBITDA	8,5	7,4	4,5	4,1	4,1	4,0	4,9
EV/EBIT	62,9	34,3	9,3	8,6	8,5	7,9	11,0
EV/S	1,0	1,0	0,9	0,8	0,8	0,8	0,9
DYield	0,4%	0,4%	0,7%	0,0%	2,8%	2,8%	2,2%
<b>Cena akcji w PLN</b>	<b>5,56</b>						
Liczba akcji na koniec roku (mln)	1554,0	1554,0	1554,0	1752,5	1752,5	1752,5	1752,5
MC (mln PLN)	8 640,2	8 640,2	8 640,2	9 744,2	9 744,2	9 744,2	9 744,2
Kapitał udziałowców mniej. (mln PLN)	2179,3	2219,5	2367,7	365,5	418,6	453,5	460,4
EV (mln PLN)	11 756,8	11 901,4	11 667,0	10 772,2	11 563,3	12 686,7	15 279,5



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

#### Departament Analiz:

Kamil Kliszcz tel. (+48 22) 697 47 06  
[kamil.kliszcz@dibre.com.pl](mailto:kamil.kliszcz@dibre.com.pl)  
Paliwa, Chemia, Energetyka, Handel

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

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

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

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

#### Departament Sprzedaży Instytucjonalnej:

Piotr Dudziński tel. (+48 22) 697 48 22  
Dyrektor  
[piotr.dudzinski@dibre.com.pl](mailto:piotr.dudzinski@dibre.com.pl)

Marzena Łempicka– Wilim tel. (+48 22) 697 48 95  
Wicedyrektor  
[marzena.lempicka@dibre.com.pl](mailto:marzena.lempicka@dibre.com.pl)

#### Maklerzy:

Emil Onyszczyk tel. (+48 22) 697 49 63  
[emil.onyszczyk@dibre.com.pl](mailto:emil.onyszczyk@dibre.com.pl)

Grzegorz Stępień tel. (+48 22) 697 48 62  
[grzegorz.stepien@dibre.com.pl](mailto:grzegorz.stepien@dibre.com.pl)

Tomasz Dudź tel. (+48 22) 697 49 68  
[tomasz.dudz@dibre.com.pl](mailto:tomasz.dudz@dibre.com.pl)

Michał Jakubowski tel. (+48 22) 697 47 44  
[michal.jakubowski@dibre.com.pl](mailto:michal.jakubowski@dibre.com.pl)

Tomasz Jakubiec tel. (+48 22) 697 47 31  
[tomasz.jakubiec@dibre.com.pl](mailto:tomasz.jakubiec@dibre.com.pl)

Grzegorz Strublewski tel. (+48 22) 697 48 76  
[grzegorz.strublewski@dibre.com.pl](mailto:grzegorz.strublewski@dibre.com.pl)

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

#### Zespół Obsługi Rynków Zagranicznych

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

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

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

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

#### „Prywatny Makler”

Jarosław Banasiak tel. (+48 22) 697 48 70  
Kierownik Zespołu Prywatnego Maklera  
[jaroslaw.banasiak@dibre.com.pl](mailto:jaroslaw.banasiak@dibre.com.pl)

Jacek Szczepański tel. (+48 22) 697 48 26  
Dyrektor Biura Aktywnej Sprzedaży  
[jacek.szczepanski@dibre.com.pl](mailto:jacek.szczepanski@dibre.com.pl)

Dom Inwestycyjny  
BRE Banku S.A.  
ul. Wspólna 47/49  
00-950 Warszawa  
[www.dibre.com.pl](http://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 emitentów 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. jest 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	Trzymaj
data wydania	2009-11-04	2010-02-12	2010-03-03
kurs z dnia rekomendacji	143,80	134,00	133,90
WIG w dniu rekomendacji	37391,24	37322,52	39635,50

### Ostatnie wydane rekomendacje dotyczące Enea

rekomendacja	Kupuj	Akumuluj	Akumuluj	Kupuj	Akumuluj
data wydania	2010-02-12	2010-03-05	2010-03-30	2010-06-02	2010-09-03
kurs z dnia rekomendacji	17,44	18,90	18,91	18,17	20,10
WIG w dniu rekomendacji	37322,52	39885,37	42346,66	40931,54	42704,39

### Ostatnie wydane rekomendacje dotyczące PGE

rekomendacja	Kupuj	Kupuj
data wydania	2010-02-12	2010-03-30
kurs z dnia rekomendacji	21,00	23,00
WIG w dniu rekomendacji	37322,52	42346,66

### Ostatnie wydane rekomendacje dotyczące Tauron

rekomendacja	Kupuj
data wydania	2010-08-16
kurs z dnia rekomendacji	5,10
WIG w dniu rekomendacji	42167,93