

piątek, 31 października 2014 | aktualizacja raportu

Energetyka

Polska, Czechy

Coraz bardziej selektywne podejście inwestorów

W drugim półroczu sektorowy indeks kontynuował trend wzrostowy (YTD jest lepszy od WIG o ponad 30%), ale nastąpiło wyraźne rozwarstwienie pomiędzy poszczególnymi spółkami, a głównymi parametrami selekcji była stopa dywidendy i płynność akcji. Obecnie ten komponent może tracić na znaczeniu (możliwy wzrost rentowności obligacji w USA), na czym relatywnie powinny korzystać mniejsze spółki odstające od konkurencji w ujęciu YTD (Tauron i Enea). Oczekujemy, że rynek zacznie kwantyfikować i dyskontować realny wpływ zmieniającego się otoczenia makro na poszczególne koncerny i chodzi tutaj nie tylko o postanowienia ostatniego szczytu, ale również coraz bardziej prawdopodobne wdrożenie rynku mocy w Polsce, utrzymujące się niskie ceny węgla i CO₂, czy zawężenie marż na rynku kredytowym. Zwracamy również uwagę, że w przypadku Energi i PGE po ostatnich wzrostach wyceny praktycznie nie uwzględniają żadnych potencjalnych ryzyk regulacyjnych i politycznych, co zwiększa prawdopodobieństwo negatywnych zaskoczeń.

Szczyt klimatyczny - implikacje

Przyjęte założenia polityki klimatycznej na lata 2020-30 okazały się pozytywnym zaskoczeniem dla „brudnych” wytwórców z regionu, którzy otrzymają w tym okresie około 20-25% potrzebnych uprawnień za darmo (implikuje to około 6 PLN/MWh przewagi kosztowej przy obecnych cenach CO₂). Dodatkowe przychody polskich wytwórców można szacować na 7,4 mld PLN (przy cenie 6 EUR/t). Darmowe certyfikaty będą co prawda warunkowane realizacją inwestycji obniżających emisje, ale podobnie jak to ma miejsce w bieżącej fazie ETS zintegrowane koncerny nie powinny mieć z tym problemu (EU uwzględnia w KPI capex z dystrybucji). Według naszych szacunków największymi beneficjentami tego rozwiązania mogą być Tauron i Enea (odniesienie NPV dodatkowych przychodów do kapitalizacji). Jeśli chodzi o ceny CO₂ to szczyt klimatyczny prawdopodobnie nie wpłynie na notowania i dopiero wprowadzenie rezerwy stabilizacyjnej (najwcześniej w 2017) może coś zmienić w tym zakresie. Zagrożeniem dla wzrostu cen uprawnień są także postawione cele dotyczące OZE i malejąca produkcja energii z węgla.

Premia cenowa w Polsce nie jest zagrożona

Ceny energii na polskim rynku utrzymują premię w stosunku do rynku niemieckiego (25 PLN/MWh), która wynika w dużym stopniu z wprowadzonego mechanizmu rezerwy operacyjnej i strukturalnej różnicy w bilansie popytowo-podażowym. Perspektywa utrzymania ORM w najbliższych latach na podobnych zasadach oraz dyskusje nad wprowadzaniem rynku mocy pozwala naszym zdaniem na założenie, że dyferencjał cenowy będzie się utrzymywał (w krótkim terminie może nawet się rozszerzyć po uruchomieniu rezerwy zimnej i planowanych wyłączeniach mocy). Obawy o zawężenie tego spreadu w związku z zapisami szczytu klimatycznego dotyczącymi rozbudowy połączeń międzysystemowych uważamy za nieuzasadnione. Przypominamy, że niewielkie komercyjne moce importowe na granicy niemieckiej (500 MW) będą uruchamiane sukcesywnie dopiero w latach 2016-18, a realny arbitraż może się pojawić dopiero w latach 2023-25 kiedy to zostanie oddany 3-ci przekrój na tym połączeniu (+1500 MW). Planowany na lata 2015-20 interkonektor z Litwą ze względu na relacje cenowe powinien być neutralny dla rynku.

Spółka	P/E		P/CE		EV/EBITDA		P/BV
	2014P	2015P	2014P	2015P	2014P	2015P	
CEZ	10,9	13,0	5,6	6,1	7,1	7,7	1,3
Enea*	10,1	9,3	5,2	4,8	5,3	5,6	0,6
Energia	10,4	11,1	5,6	5,6	5,9	6,1	1,3
PGE*	15,2	12,9	7,1	6,5	6,2	6,5	0,9
Tauron	7,7	8,0	3,0	2,9	4,4	5,0	0,5

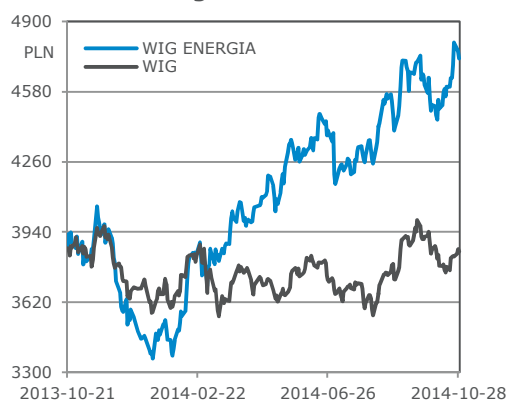
* wskaźniki skorygowane o KDT

WIG-Energia	4 656
WIG	53 492
P/E 2014P	10,9x
EV/EBITDA 2014P	5,8x

Strategia dotycząca sektora

Ceny energii na benchmarkowym rynku niemieckim wciąż znajdują się w długoterminowym trendzie spadkowym, czemu obok strukturalnej nadpodaży sprzyjała przecena na kosztach CO₂ i węgla kamiennego. Wydaje się, że obecne poziomy wyznaczają już minima, ale w obecnym otoczeniu słabego wzrostu gospodarczego i niskich cen węgla trudno oczekiwać dynamicznego odbicia. Na rynku polskim energia jest notowana z premią do EEX z uwagi na wprowadzone płatności mocowe. Oczekujemy, że taka sytuacja może się utrzymać nie tylko ze względu na regulacje, ale również strukturalne różnice (spadek rezerwy mocy) i ograniczone możliwości arbitrażu transgranicznego.

Kurs WIG-Energia na tle WIG



Spółka	Cena docelowa		Rekomendacja	
	nowa	stara	nowa	stara
CEZ	83,6	76,0	Redukuj	Sprzedaj
Enea	17,2	17,33	Akumuluj	Akumuluj
Energia	23,6	19,90	Trzymaj	Trzymaj
PGE	20,1	17,80	Redukuj	Redukuj
Tauron	6,0	6,21	Kupuj	Kupuj

Spółka	Cena bieżąca	Cena docelowa	Potencjał zmiany
CEZ	90,20	83,6	-7,3%
Enea	16,00	17,2	7,5%
Energia	24,66	23,6	-4,3%
PGE	21,45	20,1	-6,4%
Tauron	5,17	6,0	15,2%

Analityk:

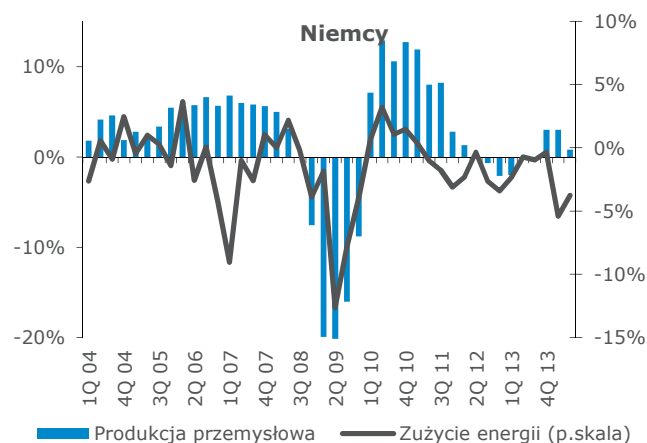
Kamil Kliszc
+48 22 438 24 02
kamil.kluszcz@mdm.pl

Rynek energii

Europa Centralna – Niemcy i Czechy

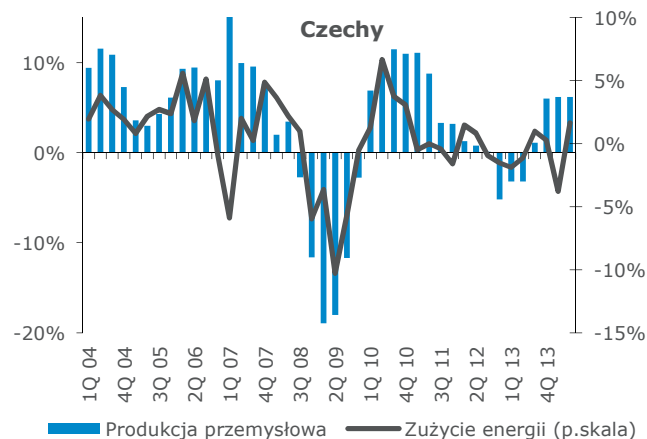
Po słabym gospodarczo 2013 roku wydawało się, że w tym roku wraz z odbudowaniem dynamik na produkcji przemysłowej będziemy obserwować w regionie wzrost popytu na energię elektryczną. Niestety mimo większej aktywności w przemyśle odczyty zużycia prądu zostały zainfekowane w pierwszym półroczu niestandardowymi warunkami pogodowymi (przede wszystkim znacznie cieplejsza zima). W Czechach zapotrzebowanie spadło r/r o 1,3%, a w Niemczech nawet o 4,6%. W kolejnych miesiącach te straty będą trudne do nadrobienia, szczególnie że dane makro zaczęły zaskakiwać negatywnie (w sierpniu dynamiki produkcji sięgnęły prawie -3%).

Dynamika zużycia energii elektrycznej w Niemczech na tle indeksu produkcji przemysłowej



Źródło: Eurostat, ERU, BDEW

Dynamika zużycia energii elektrycznej w Czechach na tle indeksu produkcji przemysłowej

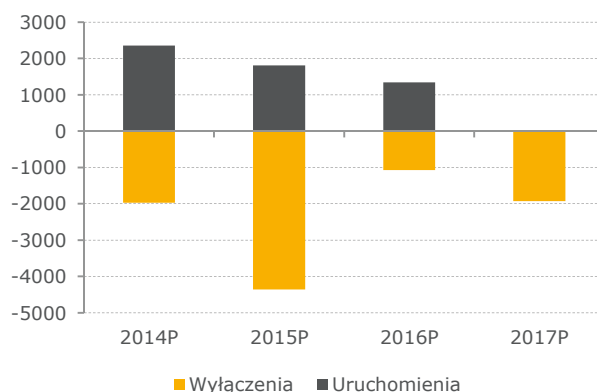


Źródło: Eurostat, ERU, BDEW

Przy spadającym popycie w ostatnich kwartałach dalej zwiększała się więc oczywiście nierównowaga na kluczowym dla regionu rynku niemieckim, szczególnie że nadal przyrastała produkcja w odnawialnych źródłach energii. W pierwszym półroczu farmy wiatrowe wytworzyły o ponad 20% więcej energii niż przed rokiem, a ogniwa fotowoltaiczne aż o 27% więcej. Warto jednak odnotować, że o ile w przypadku energii solarnej nadal obserwujemy przyrost mocy zainstalowanej (dodatkowe 2,7 GW od stycznia do czerwca) to w przypadku wiatru wyższa produkcja to głównie pochodna inwestycji z zeszłego roku

(przyrost mocy YTD jest śladowy) oraz znacznie lepszych warunków wietrznych w styczniu i lutym. Większa podaż energii z uprzywilejowanych mocy odnawialnych oznacza oczywiście spadek użycia bloków konwencjonalnych. W pierwszym półroczu najbardziej ucierpiały elektrownie gazowe (-26% r/r), ale spadek obciążenia zanotowały również bloki pracujące do tej pory w podstawie systemu, a więc te opalane węglem kamiennym (-12%) i brunatnym (-5%). Nic więc dziwnego, że koncerny energetyczne dokonują szczegółowych analiz swoich portfeli wytwórczych, czego efektem są aplikacje do operatora sieci dotyczące wyłączenia nierentownych jednostek. Według danych BnetzA w latach 2014-17 z systemu ma zniknąć ponad 9 GW mocy konwencjonalnych (głównie gaz i węgiel oraz jeden blok jądrowy), co stanowi ponad 10% wszystkich mocy konwencjonalnych. Mocno ujemne saldo na bilansie mocy pojawi się już w 2015 roku, kiedy to wyłączenia przewyższą uruchomienia o 2,5 GW.

Planowane wyłączenia i uruchomienia mocy w niemieckim systemie energetycznym (MW)

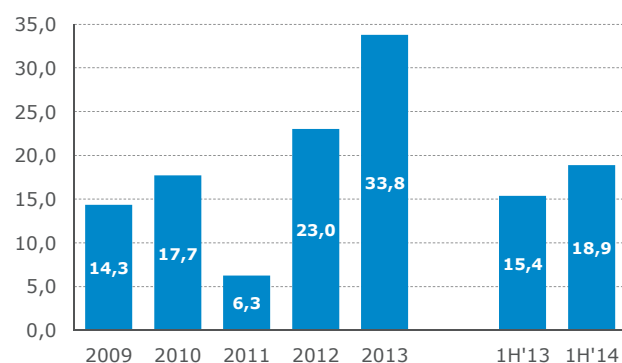


Źródło: BnetzA

Oczywiście same wyłączenia starszych jednostek nie będą w stanie zbilansować systemu i dlatego od wielu kwartałów w Niemczech toczy się dyskusja na temat zarówno ograniczenia rozwoju odnawialnych źródeł jak i przygotowania mechanizmu wsparcia dla jednostek gwarantujących stabilność dostaw. Efektem tych analiz jest m.in. nowa ustawa regulująca wsparcie dla OZE, która weszła w życie 1 sierpnia. Główna zmiana (z punktu widzenia wytwórców) wprowadzona do systemu to ograniczenia wolumenowe dla nowych źródeł (2,5GW rocznie dla wiatru i solarów), po których przekroczeniu mają być obniżane gwarantowane taryfy. Docelowo ustawodawca zamierza także wprowadzić mechanizm aukcyjny dla źródeł fotowoltaicznych. Te zmiany mogą z jednej strony przyhamować nieco przyrost nowych mocy, a z drugiej wprowadzają element przewidywalności w tym obszarze. Nadal jednak Niemcy podtrzymują cel osiągnięcia 80% udziału OZE w wytwarzaniu energii w perspektywie 2050 roku. W tym kontekście wsparciem dla wytwórców konwencjonalnych mogą być potencjalne płatności za moc, których wprowadzenie planowane jest na rok 2016. Prawdopodobnie na to wsparcie będą mogły liczyć bloki opalane gazem i węglem kamiennym (węgiel brunatny jako bardziej emisyjny zostanie wyłączony z tego systemu). Wiele wskazuje jednak na to, że skala tych „dotacji” będzie mniejsza niż postuluje sektor, a rząd w obszarze bezpieczeństwa energetycznego większą wagę przykładają do innych rozwiązań, takich jak aktywne zarządzanie popytem („negawaty”), magazyny energii, rozbudowa interkonektorów oraz rozszerzanie rezerwy stabilizacyjnej, szczególnie w południowej części kraju (na sezon zimowy 2014/15 objęto nią jednostki o łącznej mocy 3GW). Bazując na systemowych rozwiązaniach

wprowadzanych obecnie w Wielkiej Brytanii (aukcje rozpoczną się w tym roku, a pierwsze płatności w roku 2018), Commerzbank szacuje że mechanizmy rynku mocy w Niemczech mogą wesprzeć RWE i EON kwotami rządu 359 mln UER i 530 mln EUR rocznie, co odpowiada 9-12% ich bieżącego strumienia EBIT. Nie będzie to więc wsparcie drastycznie zmieniające sytuację wytwórców, a jedynie próba rekompensaty rynkowych cen energii. Wpływ na notowania energii na EEX będzie neutralny, gdyż nie zmieni się sytuacja po stronie podaży (moce objęte mechanizmem pozostają na rynku). Obecnie wskaźnik mocy zainstalowanej (OZE skorygowane o średni poziom utylizacji: energia słoneczna 10%, wiatr 25%) do średniego zapotrzebowania na moc jest w Niemczech prawie 25% wyższy niż w Polsce. W efekcie systematycznie rośnie eksport netto prądu z Niemiec (w ubiegłym roku saldo na handlu transgranicznym wzrosło o kolejne 11 TWh, a sam eksport stanowił 11% generacji ogółem). W pierwszej połowie tego roku eksport netto wzrósł o kolejne 20% r/r.

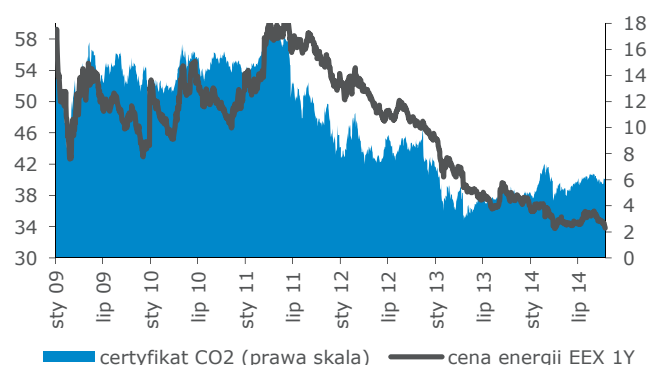
Eksport netto energii na rynku niemieckim (TWh)



Źródło: Bloomberg

Odwiercieniem tej nadpodaży energii na rynku jest oczywiście mocny spadek jej cen obserwowany praktycznie od 2011 roku. W międzyczasie pojawiały się co prawda dynamiczne korekty wzrostowe albo za sprawą lepszych odczytów z gospodarki (zaskoczenia na PMI) albo zapowiedzi administracyjnych interwencji na rynku CO₂. Te krótkotrwałe okresy większego optymizmu nie były jednak w stanie zmienić negatywnego trendu, tym bardziej że nie sprzyjały temu notowania węgla czy też niestandardowe warunki pogodowe (ciepła zima). W ostatnich tygodniach notowania rocznego kontraktu na EEX oscylowały w przedziale 34-35 EUR/MWh, a nawet schodziły poniżej psychologicznej granicy 34 EUR/MWh.

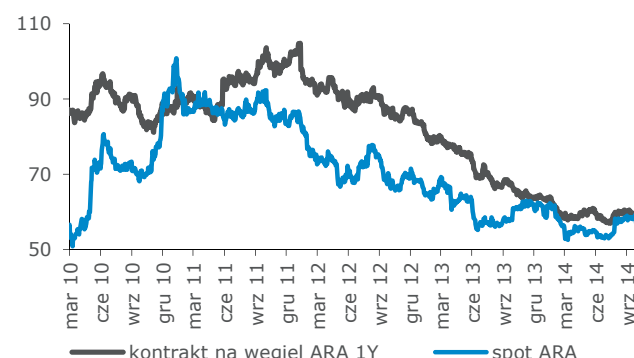
Notowania cen energii EEX-kontrakt 1Y (EUR/MWh) na tle cen uprawnień do emisji (EUR/t)



Źródło: Bloomberg

Mocna przecena na rynku energii to oczywiście nie tylko pochodną nierównowagi między popytem i podażą, ale również kwestia mocnego spadku notowań węgla i uprawnień do emisji. W przypadku CO₂ wciąż mamy do czynienia z dużą nadwyżką certyfikatów. Na koniec ubiegłego roku szacowano ją na 2,1 mld ton wobec rocznej emisji w UE na poziomie niecałych 1,9 mld ton. Zwiększenie nadpodaży było pochodną spadku emisji w roku 2013 o 3,6% r/r związanego z ograniczeniem produkcji energii z węgla oraz spadku aktywności przemysłowej ogółem. W tym roku sytuacja nieco się poprawiła, co widać po notowaniach certyfikatów (obecnie oscylują wokół 6 EUR/t wobec 4,5 EUR/t jeszcze pod koniec ubiegłego roku). Z jednej strony obserwujemy bowiem wzrost emisji dwutlenku węgla (według szacunków Reutersa wolumen emisji w ramach systemu ETS wzrósł do końca września 2014 o 0,7% r/r), a z drugiej ograniczona została pula certyfikatów dostępnych na aukcjach (w ramach tzw. backloadingu z aukcji 2014-16 na lata 2019-20 przesunięto 900 mln ton, w tym 400 mln ton już w tym roku) i darmowe uprawnienia dla przemysłu. Te czynniki okazały się jednak niewystarczające do kontynuacji wzrostowych tendencji w średnim terminie (brak strukturalnego rozwiązania kwestii nadpodaży, brak imperatywu do zabezpieczania marży przez wytwórców wobec bardzo niskiego CDS), stąd pojawiły się postulaty trwałego wycofania części uprawnień z rynku. Pomysł ten pod nazwą „rynkowej rezerwy stabilizacyjnej” jest obecnie dyskutowany na forum Parlamentu Europejskiego, a głosowanie w tej sprawie odbędzie się prawdopodobnie w marcu. Wstępna propozycja zakłada wprowadzenie mechanizmu automatycznego dostosowania podaży uprawnień w zależności od wielkości nadpodaży (proponowany przedział wahań to 400-833 mln ton). Trudno przesądzać, jaki będzie rezultat politycznych negocjacji w parlamencie (zapowiadany już sprzeciw państw uzależnionych od węgla), ale wszystko wskazuje na to, że rezerwa może skutkować wycofaniem pierwszych uprawnień najwcześniej w roku 2017. Niemniej jednak w naszych długoterminowych prognozach zakładamy stopniowy wzrost cen certyfikatów CO₂ do poziomu 15 EUR/t w 2020 roku, licząc że sam sygnał wdrożenia bardziej zdecydowanych kroków politycznych uzdrawiających system ETS i przywracających zachętę do inwestycji w technologie niskoemisyjne wpłynąć będzie na bieżące notowania uprawnień.

Ceny węgla kamiennego w portach ARA w EUR/t

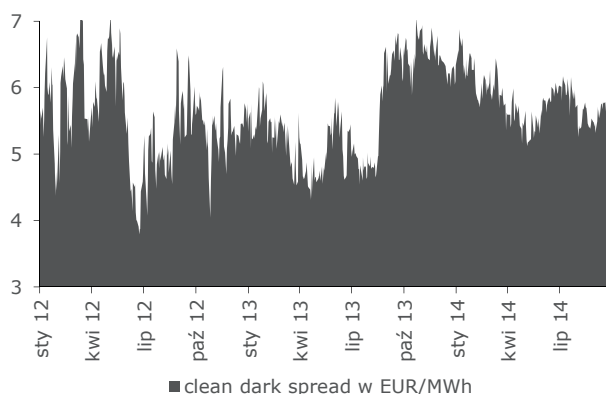


Źródło: Bloomberg

Jeśli chodzi o węgiel energetyczny to determinantą negatywnych tendencji jest obecnie przede wszystkim obniżenie zapotrzebowania (spowolnienie wzrostu w Chinach, spadek produkcji energii). Dodatkową presję na globalne ceny wytworzyły administracyjne decyzje władz chińskich, które starając się chronić rodzime kopalnie zdecydowały o ograniczeniu importu o 40 mln ton. Niewiele

w tym kontekście zmienia obniżenie wydobycia w USA i spadek eksportu netto z tego kraju w pierwszych 7 miesiącach tego roku o prawie 20% (niecałe 13 mln ton) połączony z mocnym spadkiem zapasów r/r. Przypominamy, że konsumpcja węgla w Chinach ponad 4-krotnie przewyższa zużycie w USA, a region azjatycki odpowiada za 70% globalnego popytu.

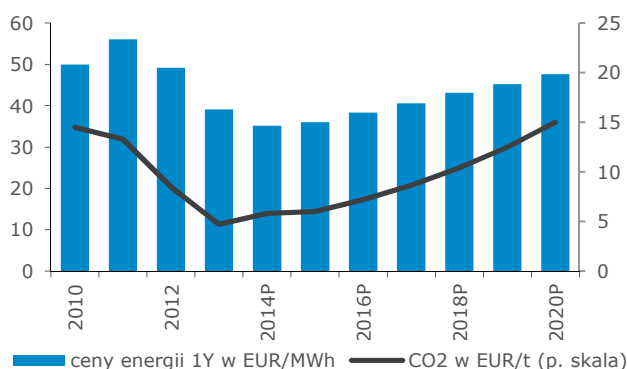
Teoretyczna marża elektrowni węglowej na rynku niemieckim dla roku 2015 (clean dark spread) (EUR/MWh)



Źródło: Bloomberg

Aktualne ceny węgla ARA w kontraktach na rok 2015 oscylują na poziomie 57 EUR/t, czyli o około 13% niższym niż przed rokiem, co oznacza spadek kosztów dla elektrowni węglowych. W końcówce ubiegłego roku pozwoliło to na znaczny wzrost marży dla tych wytwórców (clean dark spread sięgał nawet 7 EUR/MWh), ale kontynuacja spadków cen energii w tym roku praktycznie zniwelowała te korzyści i obecne marże oscylują wokół średniej z ostatnich 3 lat (znacznie gorzej wygląda sytuacja w przypadku teoretycznego spreadu na terminowych notowaniach na rok 2017, co mocno ograniczyło aktywność hedgingową elektrowni w tym horyzoncie). Naszym zdaniem dalsze spadki cen węgla są już mało prawdopodobne z uwagi na straty w kopalniach i ograniczanie produkcji. Pozytywne tendencje powrócą jednak dopiero, gdy rynek zostanie oczyszczony z nadmiaru zapasów, co może nastąpić w przyszłym roku. W latach 2015-17 oczekujemy średniorocznej dynamiki cen na poziomie 2%.

Prognoza cen energii* i uprawnień do emisji



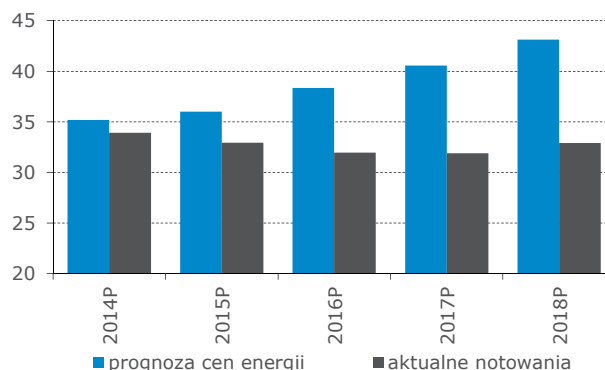
*prognozy i notowania cen energii dotyczą kontraktu terminowego 1Y (przykładowo prognoza 2014P dotyczy kontraktu na sprzedaż energii w roku 2015)

Źródło: Bloomberg, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

W średnim terminie ceny energii na benchmarkowym rynku niemieckim szacujemy w oparciu o model korelacji z notowaniami gazu i węgla na europejskich giełdach,

tradycyjnie wydzielając komponent CO₂ z benchmarku cenowego jako osobną zmienną. Założony scenariusz dla wspomnianych surowców implikuje lekki wzrost cen energii czarnej (bez obciążenia CO₂) związany ze ścieżką przyjętą dla węgla. Dodatkowo w naszych szacunkach na kolejne lata uwzględniamy rosnące koszty uprawnień do emisji CO₂. W relacji do bieżącej krzywej terminowej nasze szacunki w kolejnych latach są wyższe średnio o około 20-25%, co ma związek z uwzględnioną ścieżką cen węgla i uprawnień (rynkowa krzywa terminowa CO₂ znajduje się średnio 2,5 EUR poniżej naszych założeń) oraz większym optymizmem, co do wpływu oczekiwanego wzrostu popytu.

Prognozy cen energii na tle rynkowej krzywej terminowej (EUR/MWh)

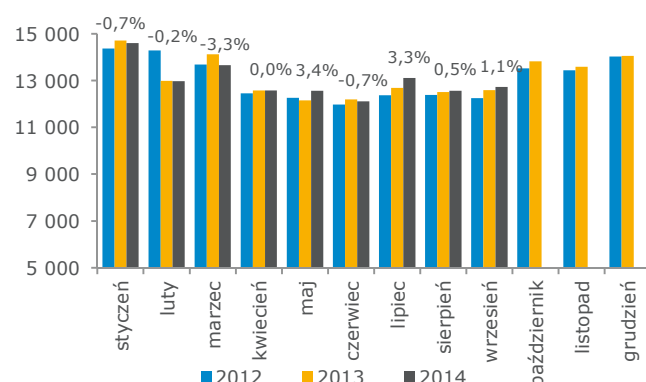


Źródło: Bloomberg, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Rynek energii w Polsce

W 2013 roku konsumpcja energii w Polsce była w pełni skorelowana z odradzającą się koniunkturą gospodarczą, aczkolwiek ostateczna dynamika roczna (+0,6%) została zainfekowana przez czynniki pogodowe. Po pierwsze należy odnotować wysoką bazę odniesienia z lutego 2012 (bardzo niskie temperatury zwiększyły wówczas jednorazowo zużycie prądu o około 1 TWh), a po drugie niestandardowo ciepłą końcówkę roku (różnica w średniej temperaturze w grudniu sięgała r/r prawie 5 stopni). Gdyby nie te elementy, ostateczne odczyty konsumpcji na pewno byłyby znacznie wyższe, szczególnie że produkcja przemysłowa bardzo wyraźnie przyspieszyła w drugim półroczu. To właśnie aktywność przedsiębiorstw była główną siłą napędową zużycia, co potwierdza rozbieżność dostaw na poszczególne grupy taryfowe (taryfa B wzrost o 2,2% r/r, a taryfa C +3,4% przy spadku zużycia w największych zakładach i gospodarstwach domowych). W tym roku zakładaliśmy kontynuację tych pozytywnych tendencji, szczególnie że prognozowany wzrost PKB jest istotnie wyższy w ujęciu r/r. Niestety czynniki pogodowe ponownie odegrały istotną rolę, szczególnie w I-szym kwartale, kiedy średnie temperatury były wyższe o ponad 4 stopnie (największa różnica miała miejsce w marcu, kiedy to zużycie energii spadło o ponad 3,3%). Lepsze odczyty w kolejnych miesiącach pozwoliły jednak na wyjście na dodatnią dynamikę konsumpcji po pierwszych 9 miesiącach (+0,3%) i szacujemy że ostatecznie rok powinien zakończyć się wzrostem rzędu 0,7%. Kluczowe dla utrzymania pozytywnych tendencji będą jednak odczyty produkcji przemysłowej, która wyraźnie osłabła w kontekście ostatnich zawirowań w związku z konfliktem rosyjsko-ukraińskim. W kolejnych latach bazując na długoterminowej korelacji popytu na energię ze wzrostem PKB zakładamy przyspieszenie dynamiki do około 1,7% rocznie przy założeniu braku zaburzeń pogodowych (biorąc pod uwagę zaniżoną bazę 1Q'14 możemy w roku 2015 widzieć nawet ryzyko w górę dla tych szacunków).

Zużycie energii elektrycznej w Polsce (GWh)



Źródło: PSE

Z punktu widzenia produkcji w elektrowniach zawodowych sytuacja mimo nieznacznie wyższego popytu wygląda w ujęciu r/r znacznie słabiej (-5,5% r/r). Duży ubytek wolumenów w pierwszych trzech kwartałach zanotowały elektrownie węglowe, zarówno te opalane węglem kamiennym jak i te wykorzystujące węgiel brunatny. W pierwszym przypadku był to głównie efekt wypierania ze stosu cenowego przez nowe farmy wiatrowe (dodatkowe 1,6 TWh energii z tych uprzywilejowanych instalacji), w drugim jest to kwestia spadku dyspozycyjności tych bloków (przestoje w Elektrowni Bełchatów oraz wyłączenie bloku 206 MW w Turowie). Spadek wytwarzania w elektrowniach gazowych to kwestia pierwszych 4 miesięcy roku, kiedy jeszcze nie obowiązywał przywrócony w maju system wsparcia żółtymi certyfikatami.

Produkcja energii w Polsce w podziale na źródła

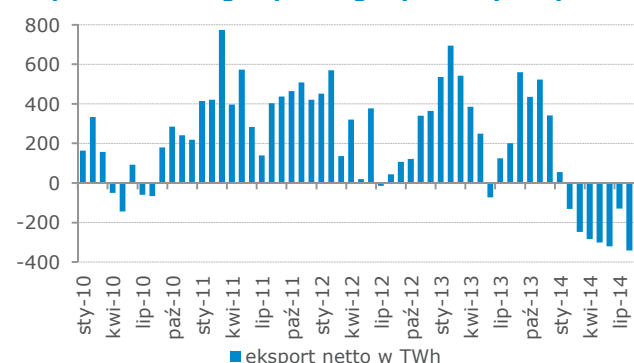
GWh	2011	2012	2013	I-IX 2014	I-IX 2013	zmiana r/r
El. zawodowe	151,3	146,8	147,4	103,4	109,5	-5,5%
cieplne w tym	148,8	144,6	144,7	101,5	107,3	-5,5%
w. kamienny	90,8	84,5	84,6	58,9	62,6	-5,9%
w. brunatny	53,6	55,6	57,0	40,6	42,3	-4,1%
gaz	4,4	4,5	3,1	2,0	2,4	-19,1%
wodne	2,5	2,3	2,8	2,0	2,1	-7,2%
El. przemysłowe	9,0	9,0	9,2	6,4	6,7	-3,8%
OZE	2,8	4,0	5,9	5,2	3,6	44,3%
Razem	163,2	159,9	162,5	115,1	119,7	-3,9%
dynamika	4,4%	-2%	1,7%			

Źródło: PSE

Głównym źródłem mniejszego obciążenia w polskich blokach energetycznych ogółem była jednak znaczna zmiana salda na handlu transgranicznym. Ze względu na odwrócenie relacji cenowych pomiędzy rynkiem polskim i niemieckim oraz szwedzkim zamiast eksportu netto praktycznie od początku roku notujemy import energii. Do września saldo wyniosło +1,8 TWh, podczas gdy w analogicznym okresie ubiegłego roku wynosiło ono -3,2 TWh. Na razie nic nie wskazuje na to, aby główny czynnik wyznaczający kierunek przepływów transgranicznych miał ulec zmianie w perspektywie najbliższych kwartałów. Skala importu nie powinna jednak już rosnąć niezależnie od możliwości arbitrażu z uwagi na pełne wykorzystanie interkonektora szwedzkiego i brak komercyjnej przepustowości na połączeniu synchronicznym (DE/SK/CZ) związaną z przepływami kołowymi. Potencjał importowy zgodnie z planami PSE powinien zwiększyć się o 500 MW w 2016 wraz z uruchomieniem nowej linii 400 kV na granicy z Litwą. W latach 2016-18 etapowo mają być instalowane przesuwniki fazowe na przekroju niemieckim, co powinno

w perspektywie kilku lat umożliwić import 500 MW mocy z tego kierunku (prognozy ENTSO-E bazujące na raportach PSE uwzględniają te dodatkowe przepustowości od 2020 roku). W 2020 roku ma być też gotowy drugi etap inwestycji na granicy litewskiej, który zwiększy potencjał importu o kolejne 500 MW. Z kolei po stronie eksportowej przepustowość zwiększy się w 2020 roku aż o 3700 MW z uwagi na rozbudowę połączeń ze Szwecją, Niemcami (linia 400 kV) oraz interkonektor litewski.

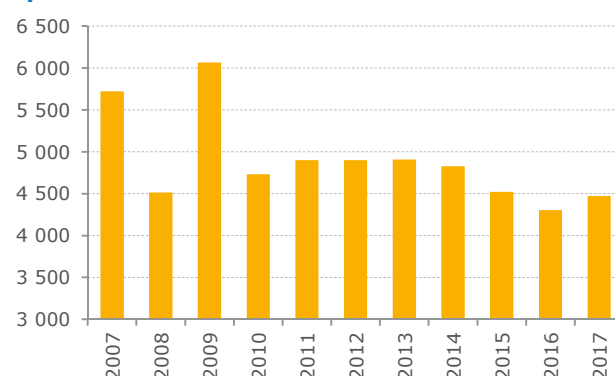
Eksport netto energii z polskiego systemu (GWh)



Źródło: PSE, opracowanie Domu Maklerskiego mBanku

Jeśli chodzi o bilans mocy w najbliższych latach to nadal główną kategorią zwiększającą potencjał wytwórczy będą turbiny wiatrowe. Dynamika przyrostu będzie już jednak znacznie mniejsza niż w ostatnich 3 latach, kiedy średnio oddawano 800 MW rocznie. Według planów PSE w latach 2014-16 do systemu podłączone mają być farmy o mocach 1,6 GW. Podobnie jak w poprzednich latach szacunki operatora mogą być jednak zbyt optymistyczne (w ubiegłym roku PSE oczekiwało 1,1 GW mocy vs. oddane 0,84 GW), szczególnie że wobec zmian w systemie wsparcia istnieje ryzyko wystąpienia luki inwestycyjnej. Branża OZE zapowiada co prawda przyspieszenie wszystkich projektów w celu ich kwalifikacji jeszcze do starego systemu certyfikatów, ale na razie tego nie obserwujemy. W pierwszych trzech kwartałach tego roku moc zainstalowana w farmach wiatrowych zwiększyła się zaledwie o 242 MW wobec zakładanych przez operatora 666 MW.

Prognozowana rezerwa mocy dyspozycyjnej (MW) w systemie

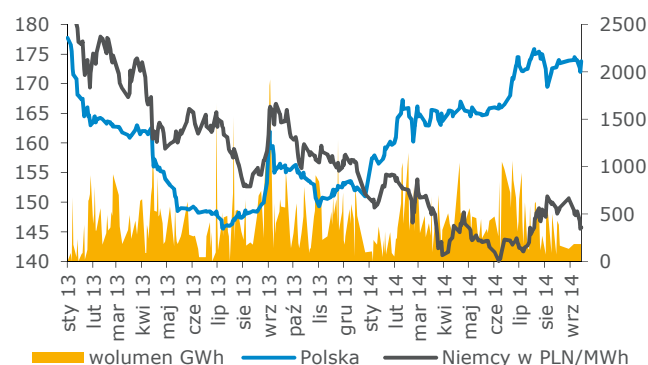


Źródło: PSE, opracowanie Domu Maklerskiego mBanku

Jeśli chodzi o średnioterminową perspektywę rezerwy mocy w polskim systemie energetycznym to wiele będzie zależało od tempa wyłączeń starych bloków. Wszystko wskazuje jednak, że największe koncerny zdecydowały się opóźnić decyzje o zamykaniu instalacji z uwagi na jasny sygnał ze strony operatora i URE dotyczący wspierania mocy rezerwowych (przetargi na rezerwę zimną i

mechanizm rezerwy operacyjnej). Nie zmienia to jednak naszych dotychczasowych prognoz wskazujących na spadek rezerwy mocy w systemie i osiągnięcia lokalnego minimum w roku 2016. W tej perspektywie oprócz wspomnianych mocy wiatrowych, planowane jest oddanie do użytku tylko dwóch dużych bloków gazowo-parowych o mocach 450 MW każdy (Stalowa Wola i Włocławek) i kilku mniejszych instalacji (m.in. Tychy i Konin). Przy wzroście zapotrzebowania na moc na średniorocznym poziomie rzędu 1,7% będzie to zacieśniać stos cenowy i może zwiększać użycie istniejących elektrowni węglowych, a więc wpływać na ceny rynkowe (szczególnie że w 2016 roku poza rynkiem znajdzie się 830 MW mocy przesuniętych do rezerwy zimnej). Sytuacja ulegnie odwróceniu dopiero w roku 2017 kiedy zaplanowano uruchomienie bloku w Kozienicach (druga połowa roku).

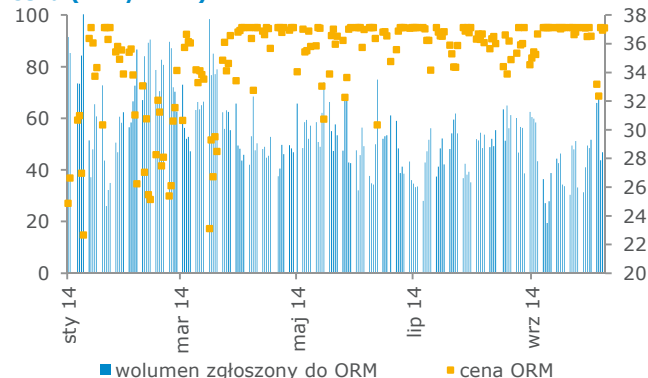
Ceny energii w Polsce na rynku terminowym (na tle kontraktu z rynku niemieckiego)



Źródło: TGE, Bloomberg

Rynek od kilku miesięcy dyskontuje już tę perspektywę zacieśniania bilansu mocy na polskim rynku energii, co znajduje odzwierciedlenie w nachyleniu krzywej terminowej. W przeciwieństwie do rynku niemieckiego kontrakty na kolejne lata zakładają wzrost cen i rozszerzenie marż elektrowni węglowych. Te pozytywne tendencje zarysowywały się już pod koniec ubiegłego roku, ale wraz z uruchomieniem mechanizmu rezerwy operacyjnej (ORM) wyraźnie przyspieszyły. Obecnie kontrakt na rok 2015 jest notowany 15% powyżej minimów z połowy ubiegłego roku.

Wolumen zgłoszony do rezerwy operacyjnej (GWh) i cena (PLN/MWh)

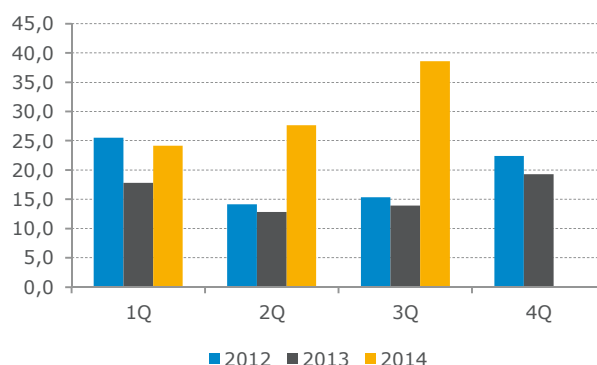


Źródło: PSE

Powyższy wykres wskazuje, że od 2Q ceny płacone przez PSE za moce zgłoszone do rezerwy oscylują wokół maksymalnej ceny ustalonej na 37,13 PLN. Jednostki, które wnioskuje o płatności z ORM (w ostatnich miesiącach średnio jest to około 3 GW) oczywiście nie mogą być zakontraktowane, a więc de facto wypadają z rynku, co

automatycznie winduje giełdowe ceny i rozszerza spread pomiędzy szczytem a podstawą. W ubiegłym roku parametr ten średnio wynosił 15 PLN/MWh, a w tym roku YTD jest to ponad 2 razy więcej, a w samym 3Q było to nawet 39 PLN/MWh. Napięta sytuacja to obok ORM również konsekwencja bardziej intensywnego okresu remontowego, w tym spiętrzenia awarii jednostek wytwórczych. Warunki pogodowe nie miały wpływu na te odchylenia, tak więc naszym zdaniem to zjawisko należy uznać za strukturalną zmianę. Szczególnie, że sygnały ze strony URE i PSE wskazują że płatności za moc (zarówno ORM jak i rezerwa zimna) będą utrzymane do czasu wypracowania założeń rynku mocy. Przypominamy, że tegoroczny budżet na ORM został ustalony na 400 mln PLN, co okazało się niewystarczające. W przyszłym roku oczekujemy więc podniesienia go do około 500 mln PLN. Z punktu widzenia sektora i cen energii będzie to neutralne gdyż wszystko wskazuje na to, że w tym roku brakującą kwotę PSE pokryje ze swojego zysku (URE do tej pory nie odpowiedział na wniosek operatora o obniżenie ceny URM). W kolejnych latach zakładamy indeksowanie tego budżetu tylko o inflację (naszym zdaniem wprowadzenie rezerwy zimnej nie zwiększy w 2016 roku transferu do sektora gdyż te płatności pomniejszą budżet ORM).

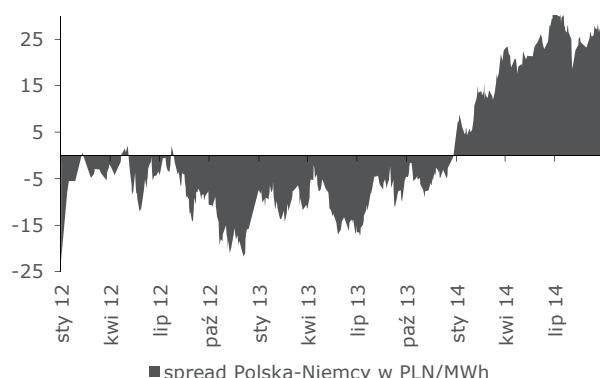
Spotowy spread pomiędzy szczytem a podstawą (PLN/MWh)



Źródło: TGE

To właśnie powyższe rozwiązania mocowe przy ograniczonych możliwościach arbitrażu doprowadziły w ostatnich kwartałach do ukształtowania się znacznej premii na polskim rynku terminowym względem EEX. Aktualnie różnica w notowaniach sięga 26 PLN/MWh dla przyszłego roku, a w kolejnych latach nawet rośnie. Wydaje się, że dopiero wyraźne zwiększenie przepustowości importowych przy wprowadzeniu mechanizmu market coupling może doprowadzić do zniwelowania tego dyferencjału, co naszym zdaniem nastąpi dopiero w następnej dekadzie po uruchomieniu 3-ciej linii na połączeniu synchronicznym z Niemcami (2023-2025 rok). Niektórzy obserwatorzy podnoszą kwestię spadku konkurencyjności polskiego przemysłu jako czynnik, który mógłby wpływać na zawężenie premii, ale naszym zdaniem mimo dysproporcji na rynku hurtowym finalne ceny dla przedsiębiorstw po uwzględnieniu wszystkich obciążeń (podatki i koszty systemów wsparcia) i tak będą się plasowały znacznie poniżej ich niemieckich odpowiedników. Według Eurostat aktualnie koszt energii po wszystkich podatkach dla polskiego przemysłu jest o 28 EUR/MWh niższy od średniej z regionu i aż 100 EUR/MWh niższy od kosztów ponoszonych przez niemieckich przedsiębiorców (kalkulacje dla średniej wielkości odbiorcy).

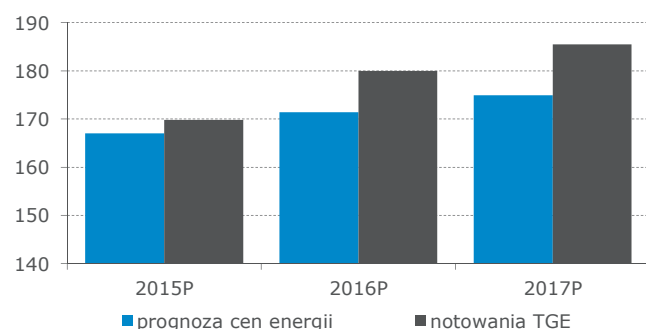
Różnice notowań rocznych kontraktów terminowych w Polsce i Niemczech



Źródło: TGE, Bloomberg

Dotychczas średnia ważona cena w kontraktach na rok 2015 wynosi niecałe 166 PLN/MWh. Wolumen obrotu na TGE sięga 80 TWh (całkowity obrót na kontraktach na rok 2014 wyniósł 100 TWh), tak więc przy utrzymaniu aktualnych notowań do końca roku (około 170 PLN/MWh) powinna ona jeszcze nieco wzrosnąć. Zakładamy, że ostateczny poziom realizowany przez elektrownie w przyszłym roku będzie oscylował wokół 167 PLN/MWh wobec niecałych 160 PLN/MWh w roku bieżącym. Marża niektórych elektrowni może się jednak rozszerzyć w większym stopniu z uwagi na spadek średniej ceny spalnego węgla, zarówno poprzez efekt średniej ważonej (na początku 2014 wykorzystywane było jeszcze paliwo kupione w ubiegłym roku) jak również większy udział tańszych zakupów spotowych.

Prognozy cen hurtowych energii w Polsce na tle notowań TGE (PLN/MWh)



Źródło: szacunki Domu Maklerskiego mBanku, TGE

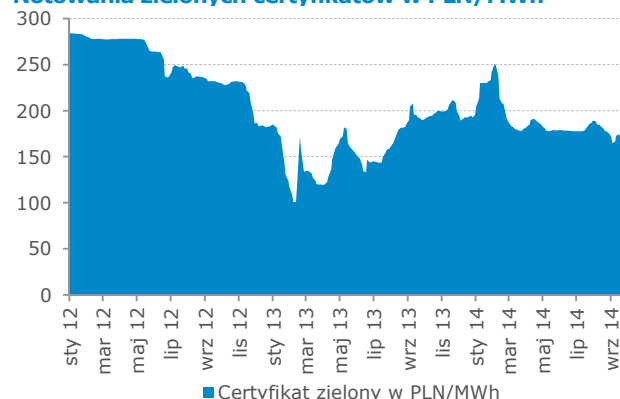
Jeśli chodzi o prognozy na kolejne lata to standardowo są one sprzęgnięte z naszymi szacunkami dla rynku niemieckiego po uwzględnieniu kursu EUR/PLN i opisywanej wcześniej premii. W przypadku lat 2016-17 nasze założenia plasują się poniżej rynkowej krzywej terminowej, aczkolwiek dla dłuższych kontraktów na TGE należy brać poprawkę niskiej płynności. Dodatkowo, w dłuższym terminie oczekujemy zawężania się premii w stosunku do EEX z uwagi na wzrost rezerwy w systemie w związku z uruchamianiem dużych bloków węglowych i kolejnymi interkonektorami importowymi.

Nowy system wsparcia OZE nadal w drodze

Branża już od ponad 3 lat czeka na nową ustawę o odnawialnych źródłach energii, która ma zasadniczo zmienić zasady wsparcia OZE. Pierwszy projekt

dokumentu, który pojawił się jeszcze w 2011 roku, zakładał tylko modyfikację obecnego systemu zielonych certyfikatów (współczynniki korygujące). Najnowsza wersja ustawy została skierowana do Sejmu w lipcu tego roku, a we wrześniu odbyło się wysłuchanie publiczne. Głosowanie nad ustawą powinno odbyć się jeszcze w listopadzie i jeszcze przed końcem roku dokument może trafić do podpisu przez Prezydenta. Nowe prawo zgodnie z założeniami powinno wejść w życie od 2016 roku gdyż według rządu nie będzie konieczna notyfikacja przepisów przez KE (mechanizmy wsparcia zostały dostosowane do odpowiedniego rozporządzenia Komisji i zostaną poddane tylko procedurze zgłoszenia KE). Przypominamy, że źródła OZE po wejściu z życia nowego prawa będą funkcjonowały w formule „feed-in-tariff”, która będzie wyznaczana na aukcjach organizowanych przez URE, gdzie zainteresowane podmioty będą konkurowały ceną (będzie też ustalona cena referencyjna wyznaczająca maksymalny pułap ofert dla poszczególnych technologii). Energia z tych źródeł będzie kupowana przez 15 lat po z góry ustalonej cenie (zgodnie z wolumenem zadeklarowanym na aukcji, który będzie egzekwowany w okresach 3-letnich, aby ograniczyć wpływ czynników pogodowych na ewentualne kary dla wytwórców za niewykonanie produkcji) przez specjalnie powołany podmiot o nazwie Operator Rozliczeń Energii Odnawialnej i sprzedawana na TGE. Środki na finansowanie jego działalności (pokrycie różnicy między „feed-in-tariff” a ceną rynkową energii) będą pochodziły z opłaty OZE, która stanie się częścią taryfy PSE. Resort gospodarki będzie co roku ustalał wielkość aukcji (w zależności od rządowych celów udziału OZE w produkcji) oraz minimalny udział małych instalacji do 1 MW (wstępnie 25%). Jeśli chodzi o istniejące źródła to będą one mogły wybrać, czy pozostać w systemie świadectw pochodzenia czy wystartować w aukcjach. Wsparcie utracą natomiast duże elektrownie wodne (podniesiono jednak limit z 1 MW do 5 MW), a w przypadku współspalania biomasy zostanie ono ograniczone do 1/2 certyfikatu za 1 MWh (wsparcie dla takich instalacji ma obowiązywać do końca 2020 roku). Wolumen objęty świadectwami pochodzenia nie będzie mógł jednak przekroczyć na poszczególnych instalacjach średniej z lat 2011-13. Oczywiście na razie można tylko wstępnie oceniać skutki wejścia takich regulacji (nie znamy chociażby cen referencyjnych), ale można przypuszczać, że będzie on faworyzował najtańsze źródła (farmy wiatrowe) i doprowadzi do zmniejszenia średnich stóp zwrotu w sektorze oraz ograniczenia grupy inwestorów.

Notowania zielonych certyfikatów w PLN/MWh

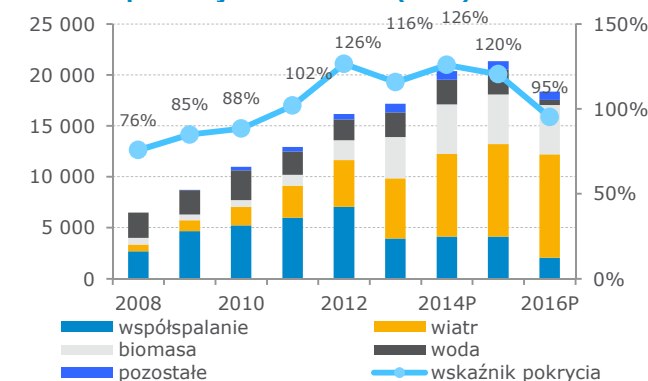


Źródło: TGE

W ustawie o OZE przewidziany jest mechanizm regulujący minimalną cenę zielonych certyfikatów na poziomie 75% opłaty zastępczej wyznaczonej na około 300 PLN/MWh (efekt ograniczenia opcji wypełniania obowiązku za pomocą opłaty zastępczej oraz niekorzystna interpretacja podatkowa kosztów wynikających z płacenia opłaty

zastępczej)). Ma to istotne znaczenie dla sektora z uwagi na utrzymujące się niskie ceny certyfikatów. Wydaje się jednak, że kluczowe dla odwrócenia tendencji na tym instrumencie jest zniwelowanie nadpodaży, jaka pojawiła się na tym rynku w ciągu ostatnich kilku lat (efekt szybkiego wzrostu produkcji OZE, w tym ze współspalania, przy słabszej dynamice popytu na energię). Szacuje się, że na koniec czerwca nadwyżka sięgała ponad 11TWh, a do końca roku może wzrosnąć do 15 TWh, czyli poziomu równego rocznemu popytowi na świadectwa pochodzenia. W przyszłym roku mimo podwyższenia obowiązku umorzeniowego do 14% nawis podaży będzie jeszcze rosł. Zrównoważenie rynku nastąpi dopiero po wejściu w życie ustawy, gdy wsparcie stracą większe elektrownie wodne, a współspalanie z uwagi na współczynnik korygujący stanie się mało opłacalne. W naszym modelu zakładamy jednak, że ostateczne uchwalenie ustawy o OZE i jasna perspektywa dotycząca bilansu rynku pozwoli na systematyczny wzrost cen certyfikatów już w przyszłym roku do około 200 PLN/MWh (średnia YTD to 190 PLN/MWh).

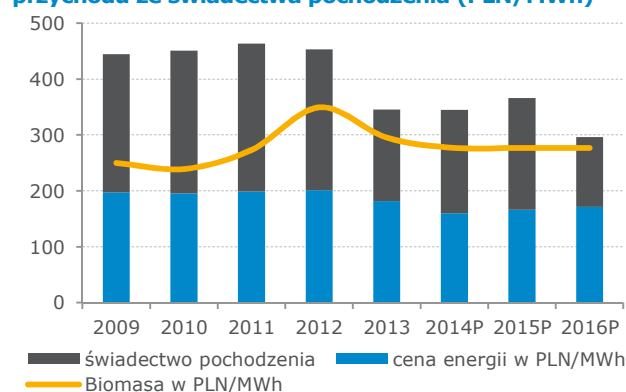
Struktura produkcji OZE w Polsce (GWh)



Źródło: URE, TGE, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

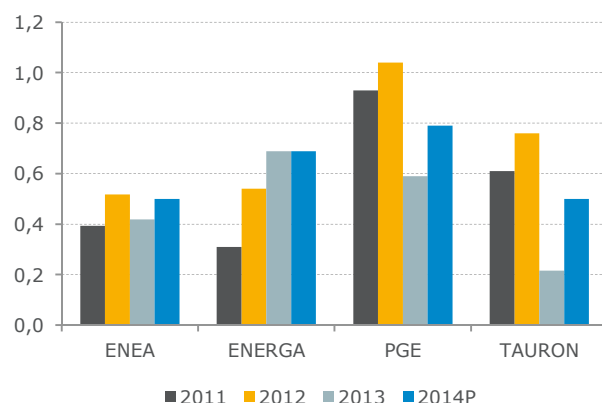
Zmiany w systemie wsparcia, będą miały wpływ na osiągane wyniki poprzez ubytek przychodów w elektrowniach wodnych oraz zmniejszenie rentowności współspalania biomasy. W tym ostatnim przypadku mimo widocznych w 1H'14 wyższych wolumenów w ujęciu r/r efekt może być niewielki w skali skonsolidowanych zysków poszczególnych koncernów. Szacujemy, że roczna marża w poszczególnych koncernach będzie się wahać między 30 mln PLN a 50 mln PLN. Jej utrata w 2016 roku (szacujemy, że przy braku obniżek cen paliwa i wejściu w życie nowych przepisów współspalanie przestanie się opłacać) nie wpłynie więc istotnie na wyniki spółek.

Koszt produkcji energii z biomasy na tle cen energii i przychodu ze świadectwa pochodzenia (PLN/MWh)



Źródło: TGE, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

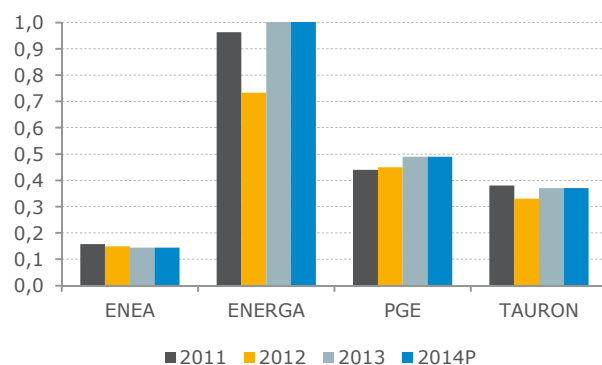
Wolumen produkcji energii ze współspalania biomasy (TWh)



Źródło: Spółki, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

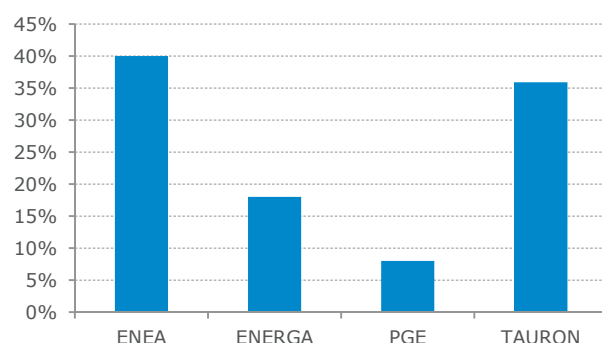
Jeśli chodzi o utratę wsparcia w elektrowniach wodnych to skala wpływu może być już znacznie większa, ale będzie dość zróżnicowana w poszczególnych koncernach. Poniżej prezentujemy wolumen produkcji z elektrowni przepływowych. Mając na uwadze, że część mniejszych jednostek (poniżej progu 5 MW) zachowa dotację, największe uderzenie w wyniki zanotuje Energa (153 mln PLN w 2016 przy cenach zielonych certyfikatów z roku 2015, czyli 200 PLN/MWh), następnie PGE (83 mln PLN) i Tauron (44 mln PLN). Udział przychodów z „wodnych” zielonych certyfikatów w EBITDA poszczególnych spółek w ubiegłym roku wynosił odpowiednio: Enea 1,5%, Energa 8,5%, PGE 1,2% i Tauron 1,9%.

Wolumen produkcji energii w przepływowych elektrowniach wodnych (TWh)



Źródło: Spółki, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

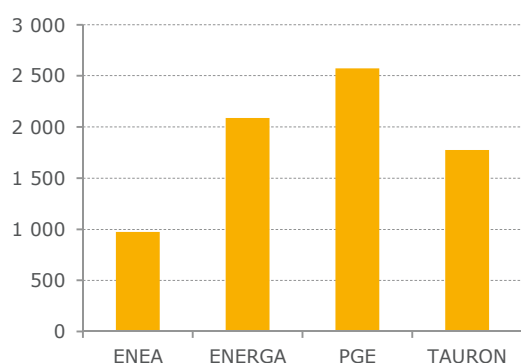
Udział małych jednostek (<5 MW) w portfelu elektrowni wodnych



Źródło: szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Ważną kwestią jest oczywiście rentowność projektów, które będą realizowane już w ramach nowego mechanizmu wsparcia. Spółki co prawda warunkują swoje inwestycje od ostatecznych parametrów aukcji, ale wydaje się że nawet przy obniżonej stopie zwrotu (w stosunku do bieżących warunków) nie zrezygnują z rozwoju farm wiatrowych. Na potrzeby ustawy resort gospodarki założył, że jednostkowa kwota wsparcia w aukcjach będzie o 10% niższa od ceny zielonych certyfikatów i choć kluczowe będą ostateczne ceny referencyjne to przeprowadziliśmy analizę wrażliwości NPV planowanych inwestycji w poszczególnych koncernach na ten parametr. Przy założeniu, że świadectwa pochodzenia będą od 2016 roku oscylować wokół 250 PLN/MWh, szacujemy że każde 10% dyskonta w cenie referencyjnej będzie oznaczać ubytek wartości poszczególnych spółek od 0,6% do 1,4% (kalkulacja dotyczy tylko 15-letniego okresu wsparcia). Nieco większa wrażliwość pojawia się na strumieniu EBITDA: dla Enei, PGE i Tauronu sięga 3%, a w przypadku Energi 6%. Nie wydaje się mimo wszystko, aby ostateczne rozstrzygnięcia w kwestii aukcji OZE miały istotne przełożenie na notowania spółek. Większą uwagę inwestorzy będą przykładali do rentowności bieżącego portfela OZE, a więc do cen zielonych certyfikatów.

Szacowany CAPEX w obszarze OZE w okresie 2016-20



Źródło: szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Szczyt klimatyczny – implikacje dla sektora

Postanowienia szczytu klimatycznego, choć na razie uwzględniają tylko ramy polityki klimatycznej na lata 2020-30 to przynoszą istotne pozytywne implikacje dla polskiego sektora energetycznego. Kontynuacja przydziału darmowych uprawnień wobec dotychczasowego założenia konieczności kupowania 100% na aukcjach od 2020 roku generuje w długoterminowych prognozach dodatkowe przychody. Ich skala zależy oczywiście od przyjętej w założeniach ceny certyfikatu CO₂, ale nawet przy obecnych poziomach notowań wpływ jest znaczący, co ilustruje przeprowadzona przez nas analiza wrażliwości. Oczywiście są to tylko wstępne ustalenia i wciąż pozostaje wiele niewiadomych w tym obszarze, ale decyzje podjęte na szczycie powinny stanowić wsparcie dla polskiego sektora energetycznego. Na bazie naszych kalkulacji zwracamy uwagę, że najwięcej na nowych rozwiązaniach mogą zyskać wyceny Enei i Tauronu (odnosimy dodatkowe NPV darmowych uprawnień do obecnej kapitalizacji). Nasze pierwotne kalkulacje przedstawione tuż po ogłoszeniu postanowień szczytu skorygowaliśmy o nowe informacje (m.in. podaną liczbę darmowych uprawnień, którą wcześniej szacowaliśmy na podstawie prasowych doniesień). Według aktualnych wyliczeń łączna wartość darmowych uprawnień dla 4 największych polskich spółek może sięgnąć od 2,5 mld PLN (bieżące ceny CO₂) do 6,3 mld PLN (cena 15 EUR/t).

Potencjalny wpływ darmowych uprawnień na wycenę spółek z sektora (PLN/akcję) w zależności od ceny certyfikatów

	cena CO ₂ w okresie 2020-30				
	6,0	8,0	10,0	12,0	15,0
CEZ	1,59	2,12	2,65	3,18	3,97
ENEA	0,88	1,17	1,46	1,75	2,19
ENERGA	0,24	0,32	0,41	0,49	0,61
PGE	0,86	1,15	1,43	1,72	2,15
TAURON	0,24	0,32	0,41	0,49	0,61

Źródło: szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Główne postanowienia szczytu i komentarz:

- ograniczenie emisji o co najmniej 40% w stosunku do roku 1990, z tym że cel ten będzie realizowany w oparciu o zasadę solidarności, co oznacza że biedniejsze kraje mogą liczyć na mniej restrykcyjne limity. W przypadku Polski na koniec 2013 roku obniżyliśmy już emisję względem 1990 o prawie 20% i realizacja celu 40% oznaczałaby konieczność redukcji o kolejne 25% w stosunku do bieżącego stanu.
- elementem pakietu klimatycznego jest reforma systemu handlu emisjami, w tym wprowadzenie rezerwy stabilizacyjnej (będzie ona obiektem głosowania w PE w marcu przyszłego roku). Zwiększony ma być także współczynnik korygujący roczny maksymalny przydział uprawnień z 1,74% do 2,2% od 2021 roku. Postanowienia szczytu nie wpływają bezpośrednio na notowania CO₂ i dopiero wprowadzenie wspomnianej rezerwy wycofującej uprawnienia z rynku może to zmienić (oczekuje się że nastąpi to w 2017 roku).
- w celu minimalizowania efektu carbon leakage KE zdecydowała o utrzymaniu mechanizmu darmowych przydziałów uprawnień po roku 2020 dla przemysłu z uwzględnieniem aktualizacji benchmarków.
- kraje członkowskie z PKB poniżej 60% średniej UE będą miały prawo do darmowego przydziału uprawnień dla sektora energetycznego, ale darmowa pula nie może przekroczyć 40% uprawnień alokowanych dla danego kraju. Przydział będzie warunkowany na podobnych zasadach jak obecnie i ma stymulować inwestycje modernizujące sektor. Agencje prasowe powołując się na źródła dyplomatyczne podawały na początku, że Polska szacuje, iż wartość darmowych uprawnień dla polskiego sektora może sięgnąć 31 mld PLN. Tymczasem PKEE poinformował później, że szacunkowa wielkość puli do 280 mln ton. Alokacja darmowych uprawnień będzie warunkowana inwestycjami modernizacyjnymi, które jak pokazuje aktualna sytuacja „łatwiej” realizować w grupach (uwzględniając np. inwestycje w dystrybucję) niż w podmiotach skoncentrowanych tylko na wytwarzaniu (np. ZE PAK).
- przydział uprawnień dla poszczególnych krajów będzie wyliczony na podstawie historycznych zweryfikowanych emisji. Ten element to jedna z głównych niewiadomych w kontekście planowanych inwestycji w polskim sektorze. Nowe duże bloki będą uruchamiane w okresie 2017-19 i nie ma pewności, że ich emisja będzie uwzględniona w alokacji (może być zaniżona ze względu na uśrednienie emisji z okresu np. 2015-19). Ma to szczególne znaczenie dla spółek, które poprzez wspomniane inwestycje istotnie zmienią udział w produkcji ogółem, takich jak Enea. Dlatego też w przedstawionej powyżej analizie wrażliwości wielkość przydziału liczyliśmy jako średni udział w emisjach za lata 2013-20.
- postanowiono utworzyć rezerwę uprawnień w wysokości 2% ogólnej puli, środki z której mają być wykorzystane na dofinansowanie projektów modernizacyjnych. Analizą projektów ma się zająć EBI.

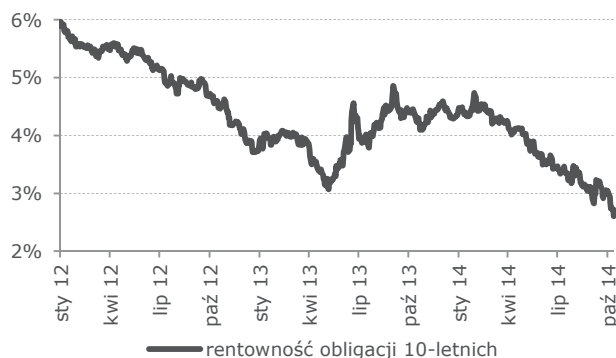
Dodatkowo 10% wszystkich uprawnień ma być rozdystrybuowane wśród krajów, których PKB nie przekracza 90% średniej unijnej. Według źródeł prasowych polska delegacja szacuje, że z tych źródeł Polska może otrzymać około 7,5 mld PLN.

- Ustalono, że celem UE jest osiągnięcie 27% udziału OZE w produkcji ogółem w roku 2030. Każdy kraj wyznaczy jednak swój własny cel w tym zakresie, który uwzględni jego specyfikę.

Segment dystrybucji – niewielka korekta WACC na 2015

W ubiegłym roku zagregowany EBIT segmentów dystrybucyjnych (oczyszczony o zdarzenia jednorazowe) mimo spadku urzędowego WACC (do 8,9% z 9,6%) w 4 największych polskich koncernach wzrósł o prawie 30%, co było pochodną zarówno kontynuacji ścieżki dochodzenia do pełnego zwrotu z WRA, jak i optymalizacji kosztów funkcjonowania. Istotne było również zwiększanie bazy aktywów regulowanych poprzez inwestycje netto, które w całym sektorze sięgnęły rok wcześniej około 2,6 mld PLN. W tym roku rynek obawiał się, że segment znajdzie się już pod presją w związku z drastyczną obniżką WACC (do 7,28%). Tymczasem po pierwszym półroczu sektor poprawił zysk operacyjny w tym obszarze o 5% r/r. Pozytywne zaskoczenie to efekt dalszego obniżania bazy kosztowej oraz korzystniejszych rozliczeń na stratach sieciowych (w ubiegłym roku premia do rynku wynosiła około 8 PLN/MWh, a w tym jest to około 13 PLN/MWh). W niektórych spółkach pojawił się dodatkowo efekt zmiany zasad rozliczeń wewnątrzgrupowych z obszarem obrotu. Naszym zdaniem w drugim półroczu dodatnia dynamika może jeszcze wzrosnąć, ale wiele będzie zależało od salda zdarzeń jednorazowych i poziomu rezerw zawiązywanych standardowo w ostatnim kwartale (spadek stopy dyskontowej może mieć negatywne przełożenie na rezerwy aktuarialne).

Rentowność polskich obligacji 10-letnich

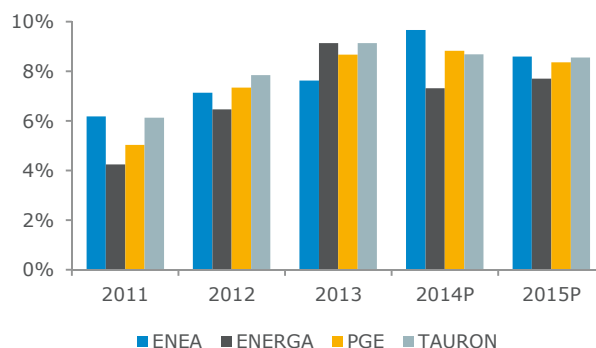


Źródło: Bloomberg

Jeśli chodzi o perspektywę przyszłego roku to znamy już kluczowy parametr kosztu kapitału, który regulator wyznacza na podstawie średnich rentowności polskich obligacji za okres październik 2013 - wrzesień 2014. W ubiegłym roku ten benchmark wyniósł 4%, a w tym roku spadł do 3,95%. Dodatkowo w kalkulacji WACC zmieniają się wagi dla kapitału własnego i obcego (z 46% do 50%) oraz premia za ryzyko (z 4,7% do 4,6%). W efekcie szacujemy, że regulowany średnioważony koszt kapitału obniży się o 10 bps do 7,18%. Przy kontynuacji działań restrukturyzacyjnych po stronie kosztowej oraz wzroście WRA (inwestycje netto w tym roku szacujemy w sektorze na 2,9 mld PLN) powinno pozwolić to na niewielki wzrost wyników w przyszłym roku. Niewiadomą pozostaje jedynie kwestia ceny energii, jaką URE uwzględni w taryfie na

poczet strat sieciowych (wytyczne pojawiają się zapewne w drugiej połowie listopada). Większe ryzyko w kontekście aktualnych trendów na rynku obligacji pojawia się jednak dla wyników w roku 2016. Aktualnie rentowności 10-letnich obligacji polskich spadły poniżej 3% i jeśli te poziomy utrzymałyby się również w przyszłym roku, to WACC 2016 mogłyby spaść nawet o 100 bps (obniżenie zwrotu na „starym” WRA o 500 mln PLN w skali sektora), co byłoby trudne do zneutralizowania przez oszczędności i wzrost WRA. W naszym modelu zakładamy średni poziom rentowności do taryfy na rok 2016 na poziomie 3,5%, a w kolejnych latach ich wzrost do 4,25% ze względu na przyjmowaną wyższą stopę wolną od ryzyka. Takie podejście jest neutralne z punktu widzenia wyceny DCF, ale może zaowocować przeszacowaniem raportowanych wyników segmentu w dłuższym okresie, jeśli obecne rentowności obligacji się utrzymają.

Stopa zwrotu z aktywów sieciowych (EBIT/WRA) i prognozy Domu Maklerskiego mBanku



Źródło: Spółki, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

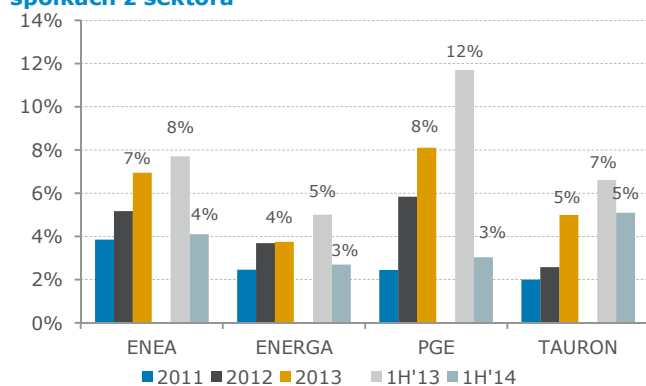
Przypominamy ponadto, że obecnie wciąż trwa dyskusja z regulatorem na temat systemu taryfowania dystrybucji w kolejnym okresie, a więc w latach 2016-20. Prawdopodobnie trzon formuły przychodu regulowanego pozostanie bez zmian, ale URE wprowadzi dodatkowe współczynniki korygujące uzależnione od sprawności sieci przesyłowej (bez konieczności zmian w prawodawstwie). W pierwszej kolejności operatorzy będą rozliczani ze wskaźników SAIDI (średni czas trwania awarii na jednego klienta w minutach) i SAIFI (średnia liczba awarii na klienta). Odchylenia od benchmarku będą prawdopodobnie uwzględniane w kalkulacji WACC. W kolejnych latach regulator może wprowadzać też inne mierniki efektywności. Analiza aktualnych wartości wskaźników SAIDI i SAIFI wskazuje, że dystans do nadrobienia mają PGE i Enea, aczkolwiek nie wiadomo, czy URE przy ocenie jakości sieci nie będzie brało specyfiki poszczególnych obszarów dystrybucji.

Segment obrotu- malejąca dynamika spadku marż

Ubiegły rok był rekordowy jeśli chodzi o marże na sprzedaży energii do klientów końcowych. Zagregowana EBITDA na tej działalności w całym sektorze zwiększyła się r/r o prawie 0,9 mld PLN. Źródłem tej poprawy był spadek kosztów (tańsza energia „czarna”, obniżenie kosztów energii „zielonej” oraz brak obowiązku umarzania żółtych i czerwonych certyfikatów), który nie został w pełni przeniesiony na klientów. W tym roku zgodnie z oczekiwaniami pojawiła się w tym obszarze większa konkurencja i częścią ubiegłorocznych profitów sprzedawcy muszą się już dzielić z klientami. Dodatkowo wzrosły ceny zielonych certyfikatów, a od maja wrócił obowiązek umarzania świadectw pochodzenia z kogeneracji, co

zwiększyło koszty sektora, szczególnie że URE nie zgodził się na podwyżkę taryf dla gospodarstw domowych. W poszczególnych spółkach pojawiły się także specyficzne kwestie, które obniżają wyniki r/r. Po pierwsze wzrosły koszty wynikające z funkcji sprzedawcy z urzędu (odkupywanie zielonej energii z instalacji znajdujących się na obszarze dystrybucji po średnich cenach z roku poprzedniego). Ma to istotne znaczenie dla Enei i Energi z uwagi na fakt, że w ich lokalizacjach produkowane jest odpowiednio 18% i 60% energii wiatrowej ogółem. Przy spadających cenach rynkowych obowiązek ten generuje ujemną marżę, którą w 2013 roku szacowaliśmy na 20 mln PLN w przypadku Enei i 60 mln PLN w przypadku Energi. W tym roku sytuacja pod tym względem będzie dla nich jeszcze gorsza zarówno ze względu na większy ujemny spread, jak i wzrost wolumenów (koszty szacujemy odpowiednio na 30 mln PLN i 105 mln PLN).

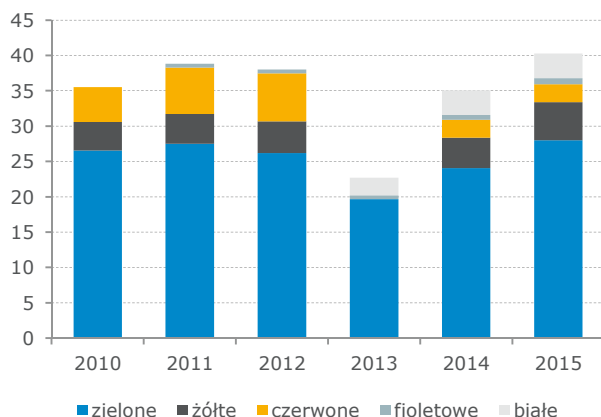
Oczyszczona marża EBITDA w segmencie obrotu w spółkach z sektora



Źródło: Spółki

W przypadku PGE mamy do czynienia ze zmianą zasad rozliczeń międzysegmentowych, w szczególności dotyczących cen transferowych za kolorowe certyfikaty oraz energię sprzedawaną z segmentu wytwarzania. Poza tym Spółka dość aktywnie akwiruje nowych klientów, co obciąża marżę segmentu. Jeśli chodzi o Tauron to obok rynkowych czynników spadek marży detalicznej w pierwszym półroczu ma związek ze zmianą rozliczeń z segmentem dystrybucji w zakresie zakupu energii na pokrycie strat sieciowych.

Koszty świadectw pochodzenia (PLN) na 1MWh energii

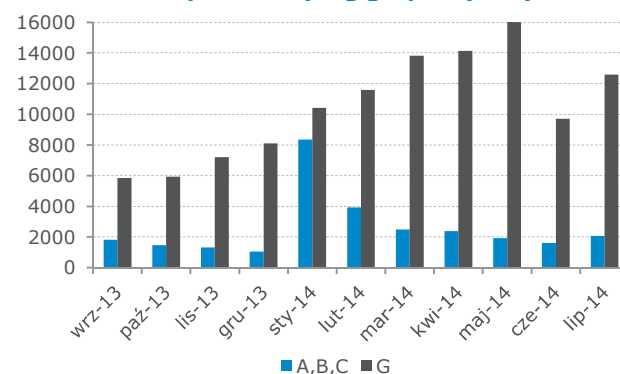


Źródło: szacunki Domu Maklerskiego mBanku

W kolejnych kwartałach oczekujemy stabilizacji marż blisko poziomów z 2Q'14, a wyniki przyszłego roku powinny być

przede wszystkim funkcją cen świadectw pochodzenia. W naszym modelu uwzględniamy niewielki wzrost zielonych certyfikatów i stąd pojawia się niewielka presja na poziomie oczyszczonych wyników w segmentach obrotu. W poszczególnych Spółkach tendencje będą jednak rozbieżne ze względu na ich specyfikę. W Enei i Enerdze oczekujemy poprawy r/r w związku z brakiem strat na funkcji sprzedawcy z urzędu (cena urzędowa będzie niższa od rynkowej, więc OZE nie będą wykorzystywać tego przywileju), przy czym należy pamiętać że w przypadku gdańskiego koncernu ta poprawa w części będzie zneutralizowana przez gorszy wynik jego farm wiatrowych. Z kolei w PGE zakładamy powrót do dodatnich rentowności na segmencie detalicznym (w tym roku będzie tam duża strata) zarówno z uwagi na kwestie księgowe jak i korekty w nierentownych kontraktach.

Liczba zmian sprzedawcy wg grup taryfowych



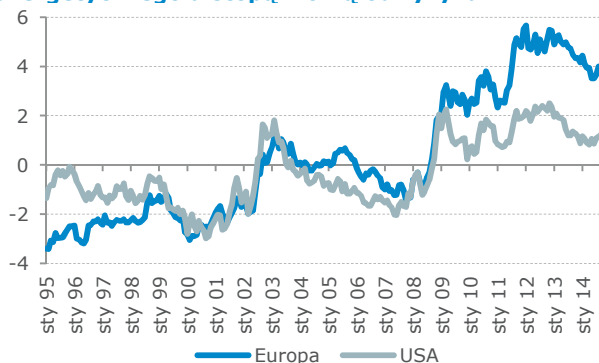
Źródło: URE

Naszym zdaniem nie należy oczekiwać teraz zaostrzenia walki o klienta ze strony alternatywnych sprzedawców gdyż z uwagi na wzrost kosztów świadectw pochodzenia oraz wyższe ceny hurtowe energii przestrzeń do oferowania przez nich konkurencyjnych cenników została mocno ograniczona. Zdają się to potwierdzać dane URE na temat liczby zmiany sprzedawcy, która w przypadku klientów biznesowych nie rośnie już od kilku miesięcy (w taryfie G trend wzrostowy również został zatrzymany). Zwracamy uwagę, że mimo tak znacznych możliwości obniżenia rachunków, jakie pojawiły się w tym roku tylko około 7% klientów biznesowych zdecydowało się na zmianę dostawcy. Pokazuje to niską aktywność polskich odbiorców w zakresie TPA, choć oczywiście częściowo wynika to z faktu, że największe Spółki wobec zagrożenia utraty klientów zrewidowały swoje oferty.

Sektor energetyczny – czekając na zmianę trendu na obligacjach?

Spółki użyteczności publicznej pozostają w tym roku liderami wzrostów, a po ostatniej korekcie na rynku akcji dystans do szerokich indeksów jeszcze się powiększył. Przykładowo europejski indeks MSCI Utilities w ujęciu YTD jest lepszy od indeksu MSCI Europe o ponad 14 punktów procentowych (podobnie sytuacja wygląda w USA gdzie zaczęła się tak naprawdę ta sektorowa hossa). W przypadku rynku polskiego przewaga sektora energetycznego sięga nawet 31%. W przypadku sektora europejskiego największy wpływ na zachowanie się kursów miały tendencje z rynku stóp procentowych i wzrost zainteresowania akcjami spółek dywidendowych, a co za tym idzie akceptacja coraz niższych yieldów (tym bardziej że ceny energii na EEX wciąż nie mogą odbić się od średnioterminowych minimów).

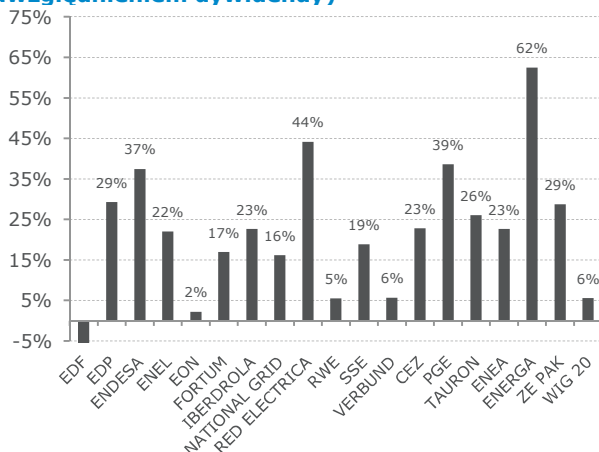
Różnica pomiędzy stopą dywidendy z sektora energetycznego a stopą wolną od ryzyka



Źródło: Bloomberg, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

W Polsce ten element także miał bardzo duże znaczenie i dlatego liderami wzrostów są Energa i PGE, które oferują najwyższe stopy wypłaty dla akcjonariuszy. Wydaje się, że ważnym czynnikiem było także zaangażowanie inwestorów zagranicznych, dla których szczególnie ważna jest płynność akcji (średni dzienny obrót za 3M: PGE 105 mln PLN, Energa 35 mln PLN, Tauron 28 mln PLN, Enea 11 mln PLN) oraz udział w benchmarkowych indeksach (widoczne to było w przypadku Energi przy okazji czerwcowej rewizji indeksu MSCI Poland oraz wrześniowej FTSE All World).

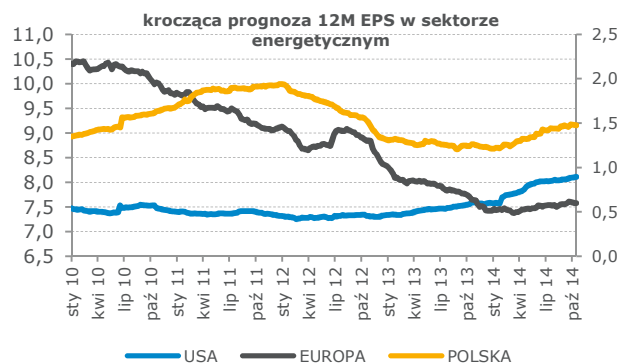
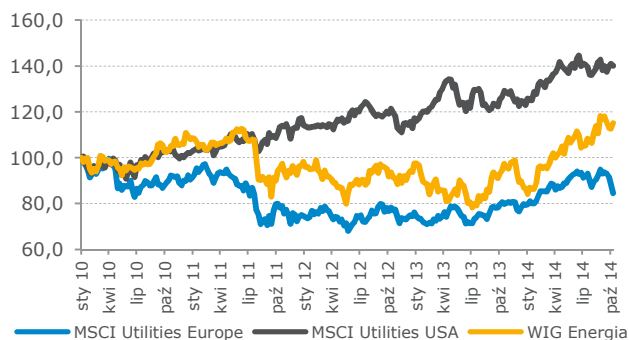
Całkowity zwrot z akcji od początku 2014 roku (z uwzględnieniem dywidendy)



Źródło: Bloomberg

Jeśli chodzi o czynniki fundamentalne to choć nie pozostawały one bez znaczenia dla notowań akcji to na pewno miały wagę drugorzędą. Niemniej jednak poniższe wykresy wskazują, że niekorzystny profil oczekiwanej zyskowności może tłumaczyć relatywnie słabsze zachowanie indeksu europejskiego względem amerykańskiego w ostatnich latach, mimo oferowanej wyższej stopy dywidendy (4,8% vs 3,5%). Przypominamy, że ze względu na efekt polityki zabezpieczeń, Europejczycy wytwórcy minimum na poziomie marży brutto zanotują dopiero w 2016 roku. W ujęciu YTD ten sam element mógł decydować o bardzo dobrym zachowaniu WIG Energetyka, gdyż praktycznie od końca ubiegłego roku obserwujemy podnoszenie się prognoz konsensusu. Wszystko wskazuje też na to, że oczyszczone wyniki polskich spółek powinny się już poprawiać od przyszłego roku, a krzywa terminowa pozwala na pewien optymizm również w kontekście kolejnych lat.

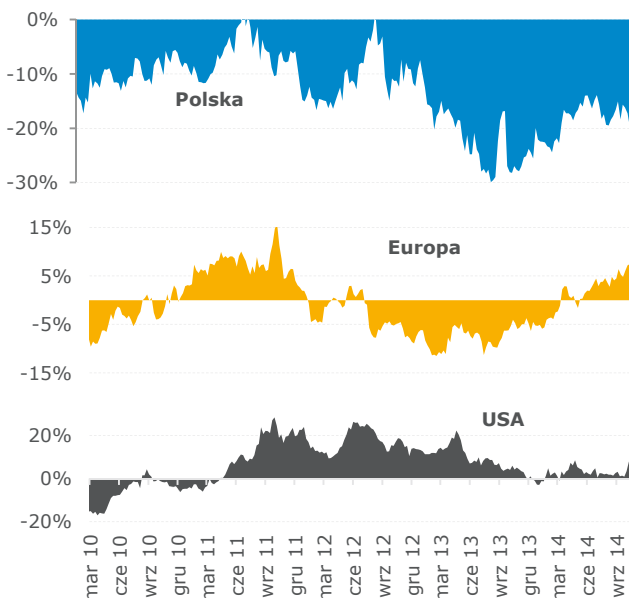
Indeksy sektorowe spółek energetycznych na tle prognozowanego 12-miesięcznego EPS



Źródło: Bloomberg, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Aktualny sentyment do spółek użyteczności publicznej dobrze określa także relacja sektorowego P/E względem wskaźnika dla szerokiego rynku. Poniższe wykresy wskazują, że w przypadku USA premia w ciągu ostatnich miesięcy ulegała już zawężeniu, a wzrost kursu akcji był napędzany głównie wyższymi prognozami wyników. Jeśli chodzi o Europę to „moda” na spółki energetyczne to wyraźnie fenomen tego roku związany z dalszym spadkiem stóp procentowych i oderwany od prognoz wyników dla spółek, które w najlepszym wypadku utrzymują się na obecnym niskim poziomie (w większości spółek konsensus na 2015 wciąż jest jednak rewidowany w dół).

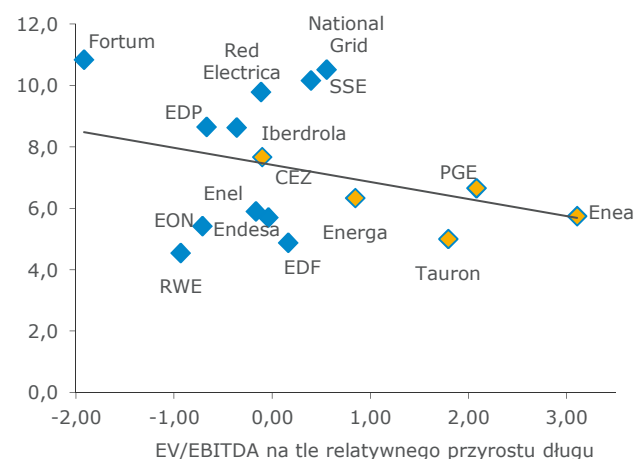
Premia/dyskonto na poziomie P/E indeksu spółek energetycznych względem szerokiego rynku



Źródło: Bloomberg, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

W przypadku Polski maksymalne dyskonto względem indeksu WIG sektor notował pod koniec 2013 roku i od tego czasu ten dyferencjał jest systematycznie domykany. Proces ten stracił co prawda na dynamice w połowie tego roku, ale było to związane z podnoszeniem prognoz przez analityków. W tym kontekście jest jeszcze miejsce do lepszego zachowania się sektora, szczególnie w otoczeniu coraz niższych stóp procentowych. Należy jednak mieć na uwadze fakt, że może brakować tego wsparcia ze strony „komponentu” dywidendowego z uwagi na wejście w okres wzmózonych wydatków inwestycyjnych (aktualnie premia do stopy wolnej od ryzyka płacona dla akcjonariuszy nie przekracza 1,7 punktu procentowego vs. średnia europejska na poziomie ponad 3 punktów procentowych). Tymczasem, co potwierdzają poniższe wykresy regresji, rynek znacznie większą wagę przywiązuje do płatności dywidendowych niż momentum wyników finansowych. Polskie spółki nadal znajdują się w większości przypadków poniżej linii regresji dla cyklicznie monitorowanych przez nas zależności (akceptowalne wskaźniki na tle średnich dywidend, wzrostu zysków czy przyrostu zadłużenia), ale to odchylenie jest istotne szczególnie w przypadku Tauronu.

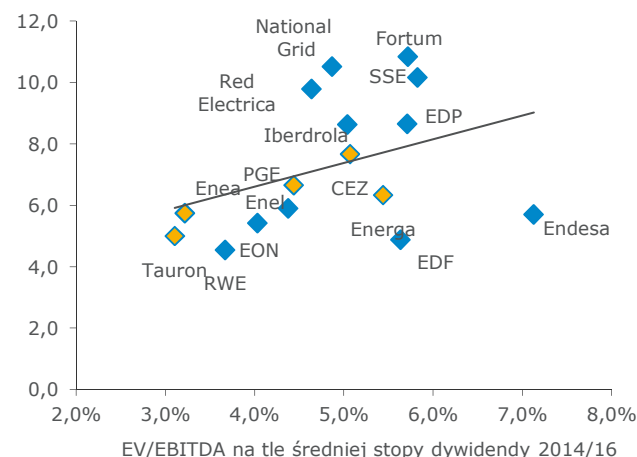
Regresja obrazująca zależność wskaźnika EV/EBITDA od wskaźnika przyrostu zadłużenia*



*wskaźnik przyrostu zadłużenia liczony jako zmiana długu netto na koniec 2015 roku względem grudnia 2012 w odniesieniu do średniego strumienia EBITDA w latach 2013-15

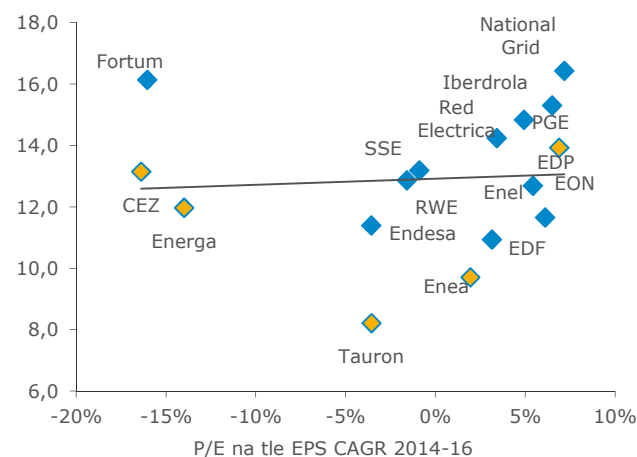
Źródło: Bloomberg, opracowanie Domu Maklerskiego mBanku

Regresja obrazująca zależność wskaźnika EV/EBITDA od stopy dywidendy



Źródło: Bloomberg, opracowanie Domu Maklerskiego mBanku

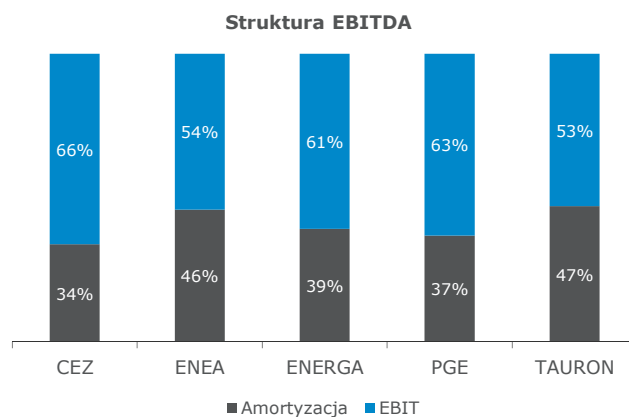
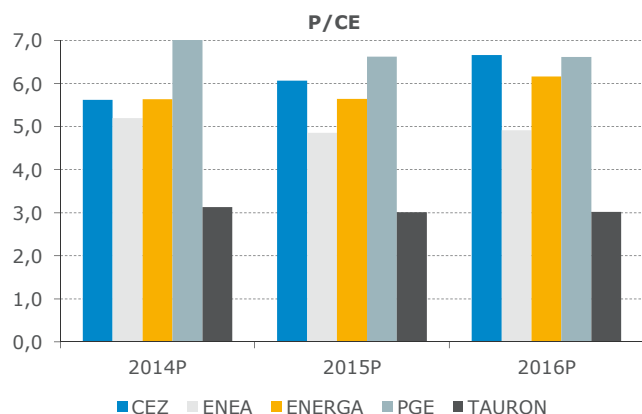
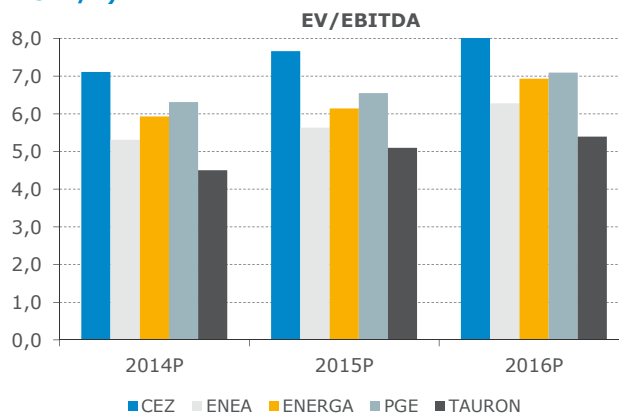
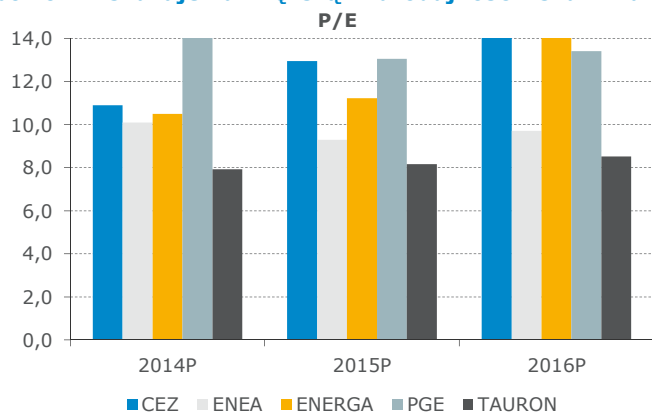
Regresja obrazująca zależność wskaźnika P/E od oczekiwanego tempa wzrostu zysków



Źródło: Bloomberg, opracowanie Domu Maklerskiego mBanku

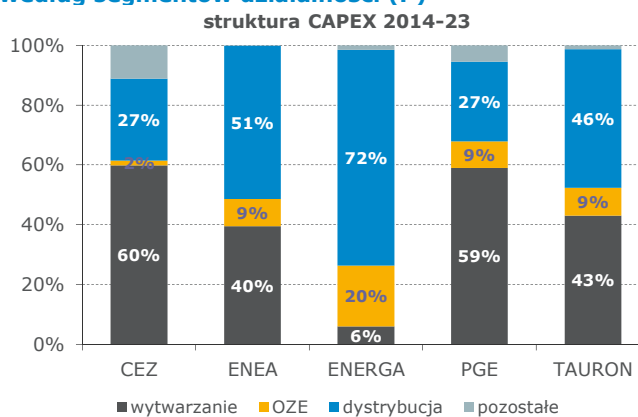
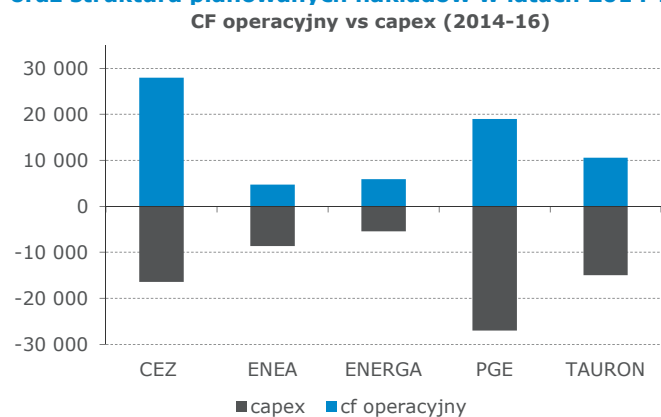
Analiza porównawcza – wykresy

Wskaźniki P/E, P/CE i EV/EBITDA dla spółek sektora energetycznego oraz udział amortyzacji w EBITDA (wysoki poziom wskazuje na większą miarodajność wskaźnika P/CE vs. P/E)



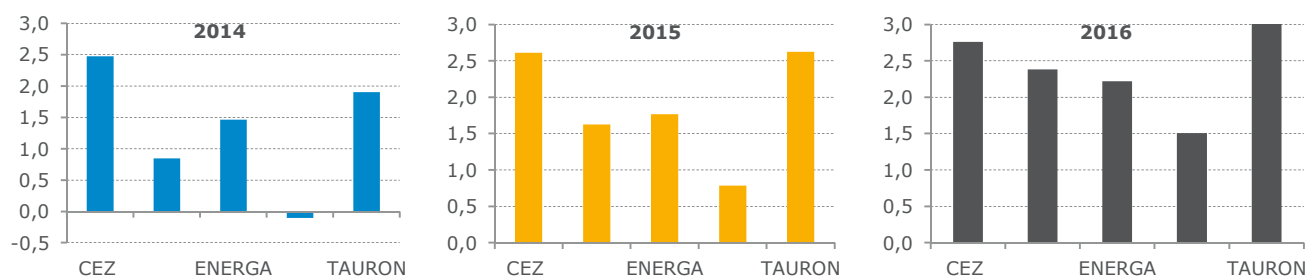
Źródło: spółki, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Prognozy nakładów inwestycyjnych na tle przepływów z działalności operacyjnej w latach 2014-16 w mln PLN (L) oraz struktura planowanych nakładów w latach 2014-23 według segmentów działalności (P)



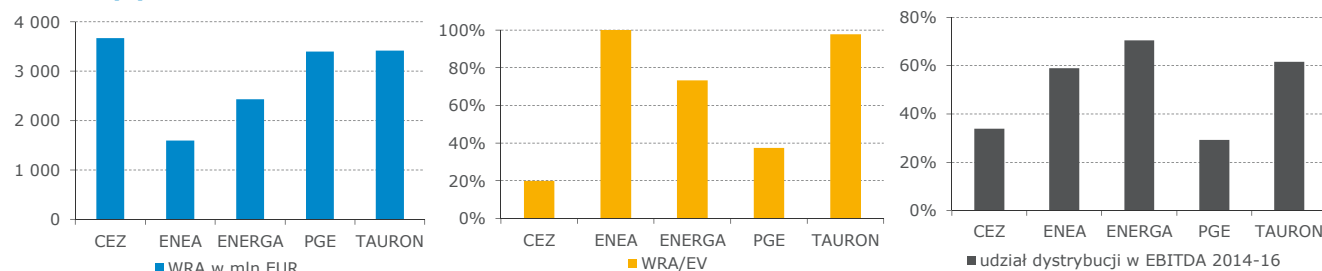
Źródło: spółki, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Prognoza zadłużenia netto względem strumienia EBITDA w latach 2014-16



Źródło: spółki, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Wartość WRA (L), udział WRA dystrybucji w rynkowej wartości EV (Ś) vs. udział dystrybucji w strumieniu EBITDA (P)



Źródło: spółki, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Prognozy Domu Maklerskiego mBanku na tle konsensusu

		EBITDA			Zysk netto			DPS (za dany rok)		
		2014P	2015P	2016P	2014P	2015P	2016P	2014P	2015P	2016P
CEZ (CZK)										
	DM mBanku	71 283	65 492	60 648	29 890	25 154	20 902	40,00	33,33	28,05
	konsensus	70 591	65 356	63 046	28 739	24 248	22 246	34,78	30,04	27,83
	różnica	1%	0%	-4%	4%	4%	-6%	15%	11%	1%
Enea (PLN)										
	DM mBanku	1 846	1 772	1 825	910	762	729	0,57	0,52	0,52
	konsensus	1 672	1 642	1 811	657	525	520	0,43	0,42	0,38
	różnica	10%	8%	1%	39%	45%	40%	33%	23%	35%
Energa (PLN)										
	DM mBanku	2 308	2 358	2 188	982	918	727	1,00	1,21	1,50
	konsensus	2 269	2 290	2 230	911	872	782	1,15	1,24	1,31
	różnica	2%	3%	-2%	8%	5%	-7%	-13%	-2%	15%
PGE (PLN)										
	DM mBanku	8 017	7 326	7 460	3 968	3 293	3 128	1,10	1,06	0,88
	konsensus	7 596	7 360	7 436	3 727	3 408	3 154	1,04	0,91	0,83
	różnica	6%	0%	0%	6%	-3%	-1%	6%	17%	6%
Tauron (PLN)										
	DM mBanku	3 598	3 791	3 950	1 173	1 139	1 091	0,19	0,17	0,16
	konsensus	3 574	3 590	3 623	1 165	1 041	908	0,17	0,15	0,12
	różnica	1%	6%	9%	1%	9%	20%	11%	14%	37%

Poglądowa wycena sumą części

	CEZ	ENEA	ENERGA	PGE	TAURON
Cena akcji	606,9	16	24,66	21,45	5,17
Mcap	326 502	7 063	10 211	40 106	9 061
Skorygowany dług netto 2013	174 098	-1 027	3 461	-3 430	5 148
Kapitały mniejszości	5 049	19	0	266	56
EV	505 649	6 055	13 671	36 942	14 265
Udziały w spółkach, inne aktywa	23 337	200	0	358	0
Segment dystrybucji (WRA)	100 613	6 612	10 086	14 088	14 186
EBITDA 2014-16	17 139	1 069	1 609	2 218	2 328
wolumen przesyłu 2013 w TWh	48,2	17,3	20,4	31,8	47,9
Implikowane EV/EBITDA	5,9	6,2	6,3	6,4	6,1
Segment wydobywczy	20 655	0	0	0	529
EBITDA 2014-16	4 131	0	0	0	106
EV/EBITDA	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Segment energii odnawialnej	34 843	754	2 189	3 610	1 767
skor. EBITDA 2014-16	4 646	96	372	460	225
EV/EBITDA	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
Segment obrotu	20 000	740	873	1 824	2 157
EBITDA 2014-16	5 000	185	218	456	539
EV/EBITDA	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
wolumen	35,9	2,6	18,2	37,0	42,0
wartość w EUR/MWh	20,3	68,1	11,5	11,9	12,4
Segment wytwarzania i pozostałe	190 459	2 077	0	17 946	2 915
EBITDA 2014-16	38 092	415	0	3 589	583
EV/EBITDA	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
produkcja w TWh	67,3	12,2	3,6	56,7	19,0
wartość w EUR/TWh	103,3	40,9	-	76,3	37,0
Ujemny wpływ kosztów ogólnych (5x EBITDA)	0	-87	0	0	-525
Ujemne NPV na CAPEX przy aktualnym makro	0	-1 300	-250	-4 400	-3 400
MCAP wg sumy części	210 760	10 003	9 438	36 590	12 425
różnica do rynkowej kapitalizacji	-115 742	2 940	-773	-3 516	3 365
na akcję	-215,1	6,7	-1,9	-1,9	1,9
% odchylenia	-35%	42%	-8%	-9%	37%

piątek, 31 października 2014 | aktualizacja raportu

CEZ: redukuje (podwyższona)

CEZ PW; CEZ.WA | Energetyka, Czechy

Tylko kurs CEZ dyskontuje droższe CO₂

Akcje CEZ choć są gorsze od szerokiego indeksu WIG Energetyka to i tak zyskały YTD ponad 20%, mimo oczekiwanej spadkowej trajektorii wyników i dywidendy w najbliższych latach. Rynek praktycznie nie wycenia ryzyk związanych z powrotem do programu jądrowego czy planami akwizycyjnymi. Spółka zareagowała natomiast pozytywnie na zapowiedź przywrócenia darmowych uprawnień po roku 2020, podczas gdy te potencjalne przychody ważą w wycenie koncernu bardzo niewiele na tle polskich wytwórców. Ceny CO₂ nawet nie drgnęły po szczycie klimatycznym i wydaje się, że tylko kurs CEZ dyskontuje obecnie znaczne odbicie w tym obszarze. Tymczasem naszym zdaniem to ceny węgla są obecnie kluczowym parametrem, który będzie determinował ceny energii i na razie nie oczekujemy wzrostu jego notowań. Utrzymujemy negatywne nastawienie do Spółki, podnosząc jednak rekomendację do redukuje z uwagi na wyższą cenę docelową na poziomie 83,60 PLN (efekt modyfikacji w metodologii wyceny porównawczej).

Ceny CO₂ pozostają kluczową kwestią

Wzrost cen CO₂ pozytywnie wpływający na czystych producentów jest w mniejszym lub większym stopniu uwzględniany w prognozach analityków dotyczących wyników finansowych CEZ. Tymczasem powściągliwa reakcja rynku certyfikatów na mechanizm backloadingu, ostatnie postanowienia szczytu klimatycznego czy zapowiedzi uruchomienia rezerwy stabilizacyjnej rodzą obawy czy rzeczywiście przy takiej nadwyżce podaży uprawnień jest możliwe uzdrowienie systemu ETS w perspektywie najbliższych kilku lat. Problemem w tym kontekście jest nie tylko proponowany termin wejścia w życie wspomnianej rezerwy, ale również systematycznego spadku emisji CO₂ (już osiągnięto cel przewidziany na rok 2020) związanego z rozwojem OZE. Dodatkowo problemem dla czystych wytwórców jest fakt, że spadające ceny węgla wywierają presję na ceny energii (osłabia to mechanizm korelacji cen prądu i CO₂), a proponowane rozwiązania w zakresie rynku mocy w Niemczech będą tylko wspierać ten trend. Istnieje więc duże ryzyko, że w najbliższych kwartałach konieczne będą rewizje prognoz dla CEZ, szczególnie że nawet przy CO₂ powyżej 6 EUR/t ceny energii oscylują wokół 34 EUR.

Plany akwizycyjne i projekty nuklearne vs. dywidenda

Stopa dywidendy to główny parametr utrzymujący premię w wycenie CEZ w relacji do sektorowych konkurentów. Według naszych prognoz spadająca rentowność w kolejnych latach nie pozwoli jednak utrzymać wypłaty na tak wysokim poziomie, szczególnie że Spółka deklaruje chęć utrzymania wskaźnika długu netto do EBITDA na poziomie 2,5x. Dodatkowym zagrożeniem dla oczekiwań dywidendowych jest planowana na koniec roku publikacja rządowej strategii dotyczącej energetyki jądrowej (ryzyko powrotu do projektów rozbudowy elektrowni w Temelin i Dukovany) oraz plany akwizycyjne Zarządu. Według naszych szacunków, zarówno w przypadku przejęcia Energi jak i Slovenske Elektrarne wskaźnik zadłużenia do strumienia EBITDA wzrósłby powyżej 3,0x, a przecież te transakcje nie wykluczają kontynuacji programu jądrowego (w przypadku przejęcia SE zamiast nowych bloków w Czechach Spółka musiałaby ponieść nakłady na dokończenie elektrowni Mochovce).

(mIn CZK)	2012	2013	2014P	2015P	2016P
Przychody	215 095	217 273	204 273	210 528	215 404
EBITDA	84 779	73 699	71 283	65 492	60 648
marża EBITDA	39,4%	33,9%	34,9%	31,1%	28,2%
EBIT	57 083	45 755	43 237	36 951	32 627
Zysk netto	41 429	35 885	29 890	25 154	20 902
DPS	45,0	40,0	40,0	33,3	28,1
P/E	7,9	9,1	10,9	13,0	15,6
P/CE	4,7	5,1	5,6	6,1	6,7
P/BV	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2
EV/EBITDA	6,0	6,9	7,1	7,7	8,2
DYield	7,4%	6,6%	6,6%	5,5%	4,6%

Cena bieżąca	90,20 PLN (607 CZK)
Cena docelowa	83,60 PLN (557 CZK)
Kapitalizacja	49 mld PLN
Free float	14 mld PLN
Średni dzienny obrót (3 m-ce)	5,11 mln PLN

Struktura akcjonariatu

Rząd czeski	69,78%
Akcje własne	0,72%
Pozostali	29,50%

Strategia dotycząca sektora

Ceny energii na benchmarkowym rynku niemieckim wciąż znajdują się w długoterminowym trendzie spadkowym, czemu obok strukturalnej nadpodaży sprzyjała przecena na kosztach CO₂ i węgla kamiennego. Wydaje się, że obecne poziomy wyznaczają już minima, ale w obecnym otoczeniu słabego wzrostu gospodarczego i niskich cen węgla trudno oczekiwać dynamicznego odbicia.

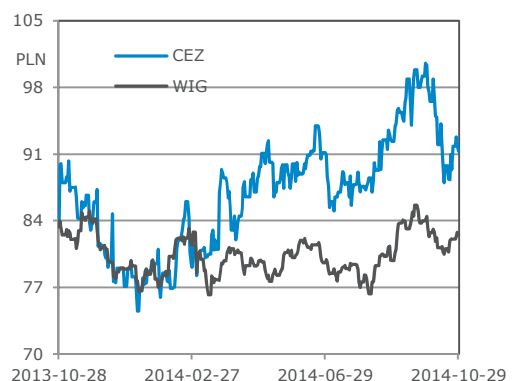
Profil spółki

CEZ jest największym producentem energii w Czechach (62 TWh i 72% rynku) i największym jej dostawcą (37% rynku). Posiada także aktywa produkcyjne w Bułgarii i Polsce oraz prowadzi działalność dystrybucyjną w Bułgarii (42% rynku) i Rumunii (15% rynku), gdzie uruchomiła również 2 duże farmy wiatrowe. Poprzez akwizycję Spółka zbudowała ekspozycję na rynek turecki (6,5% udział w dystrybucji energii).

Ważne daty

12.11 – publikacja raportu za 3Q'2014

Kurs akcji CEZ na tle WIG



Analityk:

Kamil Kliszc
+48 22 438 24 02
kamil.kliszcz@mdm.pl

Wycena

Wartość Spółki CEZ kalkulujemy na podstawie modelu DCF i wyceny porównawczej. Cenę docelową akcji CEZ szacujemy w perspektywie 9 m-cy na poziomie 83,60 PLN.

	waga	cena w CZK	cena w PLN
Wycena porównawcza	50%	544,7	81,7
Wycena DCF	50%	505,8	75,9
cena wynikowa		525,3	78,8
cena docelowa za 9 m-cy		557,2	83,6

Wycena DCF

Założenia modelu DCF:

- Przepływy pieniężne dyskontujemy na koniec października 2014 r. Przy ustalaniu wartości firmy uwzględniamy kapitały mniejszości oraz dług netto na koniec 2013 roku (powiększony o wypłatę w tym roku dywidendę) oraz rezerwy bilansowe na zamknięcie elektrowni jądrowych.
- W wycenie bierzemy pod uwagę wartość udziałów w spółkach konsolidowanych metodą praw własności oraz pakiet akcji MOL-a. Dodajemy również szacowane NPV darmowych uprawnień w okresie 2020-30 przy cenie 6 EUR/t.
- W modelu uwzględniamy przedstawione poniżej założenia makroekonomiczne i operacyjne.
- Po roku 2023 zakładamy wzrost FCF na poziomie 2%. Ponadto przyjmujemy stopę wolną od ryzyka na poziomie 3,7%, a współczynnik beta na poziomie 0,9x.

Dodatkowe założenia:

	2012	2013	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P
Wolumen produkcji energii TWh	68,8	66,7	66,2	67,5	68,2	68,2	68,2	68,2	68,2	68,2	68,2	68,2
energia atomowa	30,3	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7
węgiel brunatny	31,0	28,0	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5
węgiel kamienny	3,3	2,8	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
gaz	0,0	0,5	0,8	1,5	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
woda	2,1	2,7	2,2	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
wiatr	1,0	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
pozostałe	1,1	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Wolumen sprzedaży energii TWh	41,2	35,9	35,6	36,1	36,7	37,2	37,4	37,6	37,8	38,0	38,3	38,5
Wolumen dystrybucji energii TWh	52,8	48,2	47,8	48,5	49,2	49,9	50,7	51,4	52,2	53,0	53,8	54,6
Cena terminowa energii EUR/MWh (1Y)	49,2	39,1	35,2	36,0	38,3	40,5	43,1	45,2	47,6	48,0	48,5	48,6
Cena certyfikatu CO2 w EUR/t	8,5	4,7	5,8	6,0	7,2	8,7	10,4	12,5	15,0	15,0	15,0	15,0
EUR/CZK	25,1	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0
USD/CZK	19,6	19,6	20,7	21,4	20,5	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0

Model DCF

(mln CZK)	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2023+
Przychody ze sprzedaży	204 273	210 528	215 404	226 452	236 826	247 727	257 331	266 622	272 358	277 135	277 135
zmiana	-6,0%	3,1%	2,3%	5,1%	4,6%	4,6%	3,9%	3,6%	2,2%	1,8%	0,0%
EBITDA*	74 425	68 712	63 948	65 853	68 173	71 031	72 521	74 759	75 768	76 746	76 746
marża EBITDA	36,4%	32,6%	29,7%	29,1%	28,8%	28,7%	28,2%	28,0%	27,8%	27,7%	27,7%
Amortyzacja*	31 188	31 761	31 321	31 951	31 749	32 501	33 620	34 930	36 307	37 818	38 100
EBIT	43 237	36 951	32 627	33 901	36 424	38 530	38 901	39 829	39 462	38 928	38 646
marża EBIT	21,2%	17,6%	15,1%	15,0%	15,4%	15,6%	15,1%	14,9%	14,5%	14,0%	13,9%
Opodatkowanie EBIT	9 080	7 760	6 852	7 119	7 649	8 091	8 169	8 363	8 285	8 172	8 172
NOPLAT	34 157	29 192	25 775	26 782	28 775	30 439	30 732	31 466	31 177	30 756	30 474
CAPEX*	-44 300	-32 200	-32 300	-37 200	-38 100	-38 100	-38 100	-38 100	-38 100	-38 100	-38 100
Kapitał obrotowy	2 510	-1 549	-1 207	-2 736	-2 569	-2 700	-2 378	-2 301	-1 420	-1 183	-1 183
Inwestycje kapitałowe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FCF	23 555	27 204	23 589	18 797	19 855	22 140	23 874	25 995	27 963	29 292	29 292
WACC	6,4%	6,5%	6,5%	6,5%	6,6%	6,6%	6,7%	6,7%	6,8%	6,9%	7,3%
współczynnik dyskonta	99,0%	93,0%	87,3%	81,9%	76,9%	72,1%	67,6%	63,3%	59,3%	55,5%	55,5%
PV FCF	23 312	25 286	20 585	15 397	15 259	15 959	16 132	16 457	16 576	16 245	
WACC	6,4%	6,5%	6,5%	6,5%	6,6%	6,6%	6,7%	6,7%	6,8%	6,9%	7,3%
Koszt długu	4,7%	4,7%	4,7%	4,7%	4,7%	4,7%	4,7%	4,7%	4,7%	4,7%	4,7%
Stopa wolna od ryzyka	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
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	21,0%	21,0%	21,0%	21,0%	21,0%	21,0%	21,0%	21,0%	21,0%	21,0%	21,0%
Dług netto / EV	39,8%	38,5%	37,5%	37,1%	36,2%	35,1%	34,1%	32,7%	31,1%	29,4%	20,0%
Koszt kapitału własnego	8,2%	8,2%	8,2%	8,2%	8,2%	8,2%	8,2%	8,2%	8,2%	8,2%	8,2%
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

Wartość rezydualna (TV)

552 399

Zdyskontowana wartość rezydualna (PV TV)

306 363

Zdyskontowana wartość FCF w okresie prognozy

181 208

Wartość firmy (EV)

487 571

Dług netto

195 618

Udziałowcy mniejszościowi

5 049

Wartość firmy

286 905

Udziały w MOL-u

7 628

Udziały w spółkach konsolidowanych metodą praw własności

15 709

Rezerwy na wycofanie elektrowni jądrowych

43 827

Darmowe uprawnienia 2020-30

5 703

Liczba akcji (mln)

537,99

Wartość firmy na akcję (CZK)

505,8

9-cio miesięczny koszt kapitału własnego

6,7%

Cena docelowa (CZK)

536,6

Cena docelowa (PLN)

80,5

EV/EBITDA('14) dla ceny docelowej

6,9

P/E('14) dla ceny docelowej

9,7

Udział TV w EV

63%

*pozycje uwzględniają nakłady i amortyzację na paliwo nuklearne

Wzrost FCF w nieskończoności					
	0,0%	1,0%	2,0%	3,0%	4,0%
WACC +1,0 p.p.	318,3	371,1	440,7	536,6	677,0
WACC +0,5 p.p.	343,0	403,4	484,5	599,5	774,9
WACC	371,1	440,7	536,6	677,0	902,5
WACC -0,5 p.p.	403,4	484,5	599,5	774,9	1 075,5
WACC -1,0 p.p.	440,7	536,6	677,0	902,5	1 323,7

Wycena porównawcza

Wycenę mnożnikową przeprowadziliśmy dla wskaźników P/E i EV/EBITDA z horyzontem wyceny 2014-16. Dodatkowo wprowadziliśmy również wskaźnik średniej stopy dywidendy za lata 2015-16. W ramach grupy porównawczej umieściliśmy zarówno zintegrowane pionowo spółki energetyczne, jak i te koncentrujące swoją działalność przede wszystkim na regulowanej dystrybucji

czy też obszarze OZE. W zestawieniu znajdują się podmioty zagraniczne oraz polskie, o dużym stopniu zróżnicowania jeśli chodzi o źródła wytwórcze (paliwa, poziom emisji, wiek mocy zainstalowanej), jak i udział poszczególnych obszarów aktywności w skonsolidowanych wynikach. W ostatecznej wycenie przyjęliśmy jednakowe wagi dla mnożników i poszczególnych lat prognozy. Dane finansowe PGE i Enei na potrzeby kalkulacji wskaźników korygujemy o wielkość przychodów z rekompensat KDT.

Analiza porównawcza

	Cena	P/E				EV/EBITDA				Dywid 2015-16
		2013	2014P	2015P	2016P	2013	2014P	2015P	2016P	
EDF	23,01	12,4	11,2	10,8	10,7	5,0	4,9	4,9	4,8	5,6%
EDP	3,34	12,2	13,2	12,9	12,0	9,1	9,1	8,7	8,1	5,7%
ENDESA	15,13	9,1	10,4	12,4	11,3	3,9	5,0	6,4	5,8	7,1%
ENEL	3,92	12,5	12,3	11,6	11,0	5,9	6,0	5,9	5,8	4,4%
EON	13,25	11,1	14,6	14,1	14,0	5,4	5,6	5,4	5,3	4,0%
IBERDROLA	5,53	13,6	15,7	14,9	13,9	8,6	8,9	8,7	8,3	5,0%
RWE	27,58	7,1	12,8	12,7	13,2	3,7	4,8	4,5	4,3	3,7%
ENEA	16,00	9,9	10,1	9,3	9,7	3,7	5,3	5,6	6,3	3,2%
ENERGA	24,66	13,4	10,4	11,1	14,0	6,7	5,9	6,1	6,9	5,5%
PGE	21,45	10,4	15,2	12,9	13,3	4,8	6,2	6,5	7,0	4,5%
TAURON	5,17	6,9	7,7	8,0	8,3	3,9	4,4	5,0	5,3	3,2%
Maksimum		13,6	15,7	14,9	14,0	9,1	9,1	8,7	8,3	7,1%
Minimum		6,9	7,7	8,0	8,3	3,7	4,4	4,5	4,3	3,2%
Mediana		11,1	12,3	12,4	12,0	5,0	5,6	5,9	5,8	4,5%
CEZ	606,90	9,1	10,9	13,0	15,6	6,9	7,1	7,7	8,2	5,1%
(premia / dyskonto) do mediany		-18,1%	-11,3%	4,4%	30,6%	36,4%	28,2%	30,2%	41,9%	12,6%
Implikowana wycena										
Mediana		11,1	12,3	12,4	12,0	5,0	5,6	5,9	5,8	4%
Waga wskaźnika				33,3%				33,3%		33,3%
Waga roku		0,0%	33,3%	33,3%	33,3%	0,0%	33,3%	33,3%	33,3%	
Implikowana wartość CEZ (CZK)	544,7									

Rachunek wyników

(mln CZK)	2011	2012	2013	2014P	2015P	2016P	2017P
Przychody ze sprzedaży	209 761	215 095	217 273	204 273	210 528	215 404	226 452
zmiana	5,5%	2,5%	1,0%	-6,0%	3,1%	2,3%	5,1%
EBIT, w tym	61 542	57 083	45 755	43 237	36 951	32 627	33 901
Produkcja i handel CE	40 756	40 754	27 764	24 838	16 314	11 920	14 088
Dystrybucja i sprzedaż CE	12 543	14 019	15 919	14 456	14 394	14 218	13 434
Wydobycie	2 917	2 255	2 951	1 665	1 835	1 982	2 073
Produkcja i handel SEE	1 373	1 640	-2 989	-1 792	137	53	124
Dystrybucja i Sprzedaż SEE	1 266	-4 889	-1 188	1 296	1 431	1 566	1 602
Pozostałe i konsolidacja	2 687	3 304	3 298	2 772	2 840	2 889	2 582
EBIT	61 542	57 083	45 755	43 237	36 951	32 627	33 901
zmiana	-5,0%	-7,2%	-19,8%	-5,5%	-14,5%	-11,7%	3,9%
marża EBIT	29,3%	26,5%	21,1%	21,2%	17,6%	15,1%	15,0%
Wynik na działalności finansowej	-5 950	-4 274	-1 315	-5 462	-5 162	-6 212	-9 455
Podatek od uprawnień CO2	-3 640	-1 852	0	0	0	0	0
Zysk brutto	51 952	50 957	44 440	37 775	31 790	26 416	24 447
Podatek dochodowy	11 199	10 804	9 206	7 825	6 585	5 472	5 064
Udziałowcy mniejszościowi	-3	-1 276	-651	60	50	42	39
Zysk netto	40 756	41 429	35 885	29 890	25 154	20 902	19 344
zmiana	-13,4%	1,7%	-13,4%	-16,7%	-15,8%	-16,9%	-7,5%
marża	19,4%	19,3%	16,5%	14,6%	11,9%	9,7%	8,5%
Amortyzacja	25 770	27 696	27 944	28 046	28 541	28 020	28 568
EBITDA	87 312	84 779	73 699	71 283	65 492	60 648	62 469
zmiana	-1,7%	-2,9%	-13,1%	-3,3%	-8,1%	-7,4%	3,0%
marża EBITDA	41,6%	39,4%	33,9%	34,9%	31,1%	28,2%	27,6%
Liczba akcji na koniec roku (mln)	538,0	538,0	538,0	538,0	538,0	538,0	538,0
EPS	75,8	77,0	66,7	55,6	46,8	38,9	36,0
CEPS	123,7	128,5	118,6	107,7	99,8	90,9	89,1
ROAE	18,2%	17,4%	14,1%	11,4%	9,3%	7,6%	6,8%
ROAA	7,1%	6,7%	5,6%	4,6%	3,9%	3,2%	2,9%

Bilans

(mln CZK)	2011	2012	2013	2014P	2015P	2016P	2017P
AKTYWA	598 301	636 070	641 136	646 440	650 977	655 151	667 637
Majątek trwały	467 301	494 897	486 518	499 630	500 069	501 048	506 297
Rzeczowe aktywa trwałe	377 993	410 052	415 872	428 346	428 551	429 352	434 373
Wartości niematerialne i prawne	16 553	21 604	20 798	20 527	19 932	19 360	18 922
Udziały w innych podmiotach	11 292	14 383	12 543	12 543	12 543	12 543	12 543
Pozostałe aktywa trwałe	61 463	48 858	37 305	38 213	39 043	39 793	40 459
Majątek obrotowy	131 000	141 173	154 618	146 810	150 908	154 103	161 341
Zapasy	9 344	11 703	10 609	9 974	10 280	10 518	11 057
Należności krótkoterminowe	54 732	54 763	67 509	63 470	65 413	66 928	70 361
Pozostałe aktywa obrotowe	44 862	56 750	51 382	49 751	50 877	51 755	53 743
Środki pieniężne i ich ekwiwalent	22 062	17 957	25 118	23 615	24 338	24 902	26 179
(mln CZK)	2011	2012	2013	2014P	2015P	2016P	2017P
PASYWA	598 301	636 070	641 136	646 440	650 977	655 151	667 637
Kapitał własny	226 825	250 235	258 076	266 446	273 666	279 475	286 278
Kapitał akcyjny	53 799	53 799	53 799	53 799	53 799	53 799	53 799
Pozostałe kapitały własne	173 026	196 436	204 277	212 647	219 867	225 676	232 479
Kapitał mniejszości	5 365	3 984	5 049	5 049	5 049	5 049	5 049
Zobowiązania długoterminowe	240 700	262 908	258 295	258 911	255 100	252 514	254 593
Pożyczki i kredyty	164 685	176 106	168 396	169 012	165 201	162 615	164 694
Pozostałe	76 015	86 802	89 899	89 899	89 899	89 899	89 899
Zobowiązania krótkoterminowe	125 411	118 943	119 716	116 034	117 162	118 112	121 718
Pożyczki i kredyty	24 764	16 789	30 820	30 933	30 235	29 762	30 142
Zobowiązania handlowe	78 186	73 267	63 423	59 628	61 454	62 877	66 102
Pozostałe	22 461	28 887	25 473	25 473	25 473	25 473	25 473
Dług	189 449	192 895	199 216	199 945	195 436	192 377	194 836
Dług netto	167 387	174 938	174 098	176 330	171 098	167 475	168 657
(Dług netto / Kapitał własny)	73,8%	69,9%	67,5%	66,2%	62,5%	59,9%	58,9%
(Dług netto / EBITDA)	1,9	2,1	2,4	2,5	2,6	2,8	2,7
BVPS	421,6	465,1	479,7	495,3	508,7	519,5	532,1

Przepływy pieniężne

(mln CZK)	2011	2012	2013	2014P	2015P	2016P	2017P
Przepływy operacyjne	61 773	64 612	72 556	68 101	60 120	56 851	57 712
Zysk netto	40 756	41 429	35 885	29 890	25 154	20 902	19 344
Amortyzacja	26 098	28 571	28 442	28 046	28 541	28 020	28 568
Kapitał obrotowy	1 101	1 503	2 547	879	-423	-330	-747
Pozostałe	-6 182	-6 891	5 682	9 285	6 848	8 259	10 547
Przepływy inwestycyjne	-52 876	-53 135	-40 273	-44 300	-32 200	-32 300	-37 200
CAPEX	-53 241	-53 518	-46 076	-44 300	-32 200	-32 300	-37 200
Pozostałe	365	383	5 803	0	0	0	0
Przepływy finansowe	-8 419	-15 795	-25 541	-25 303	-27 197	-23 988	-19 234
Emisja akcji	169	0	0	0	0	0	0
Dług	18 094	8 180	-5 519	729	-4 509	-3 059	2 459
Dywidenda (buy-back)	-26 655	-23 995	-21 336	-21 520	-17 934	-15 092	-12 541
Pozostałe	-27	20	1 314	-4 513	-4 754	-5 836	-9 153
Zmiana stanu środków pieniężnych	-124	-4 105	7 161	-1 503	723	564	1 277
Środki pieniężne na koniec okresu	22 062	17 957	25 118	23 615	24 338	24 902	26 179
DPS (CZK)	50,0	45,0	40,0	40,0	33,3	28,1	23,3
FCF	23 973	21 960	20 964	20 037	26 284	22 546	19 458
(CAPEX / Przychody ze sprzedaży)	25,4%	24,9%	21,2%	21,7%	15,3%	15,0%	16,4%

Wskaźniki rynkowe

	2011	2012	2013	2014P	2015P	2016P	2017P
P/E	8,0	7,9	9,1	10,9	13,0	15,6	16,9
P/CE	4,9	4,7	5,1	5,6	6,1	6,7	6,8
P/BV	1,4	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,1
P/S	1,6	1,5	1,5	1,6	1,6	1,5	1,4
FCF/EV	4,8%	4,3%	4,1%	3,9%	5,2%	4,5%	3,9%
EV/EBITDA	5,7	6,0	6,9	7,1	7,7	8,2	8,0
EV/EBIT	8,1	8,9	11,1	11,7	13,6	15,3	14,8
EV/S	2,4	2,3	2,3	2,5	2,4	2,3	2,2
DYield	8,2%	7,4%	6,6%	6,6%	5,5%	4,6%	3,8%
Cena (CZK)	606,9						
Liczba akcji na koniec roku (mln)	538,0	538,0	538,0	538,0	538,0	538,0	538,0
MC (mln CZK)	326 506	326 506	326 506	326 506	326 506	326 506	326 506
Kapitał udziałowców mniej. (mln CZK)	5 365	3 984	5 049	5 049	5 049	5 049	5 049
EV (mln CZK)	499 258	505 428	505 653	507 885	502 653	499 030	500 212

piątek, 31 października 2014 | aktualizacja raportu

Enea: akumuluj (podtrzymana)

ENA PW; ENAE.WA | Energetyka, Polska

Największe dyskonto na SOTP

Akcje Enei po dobrym pierwszym półroczu w ostatnich miesiącach straciły dystans do indeksu WIG Energetyka, co zapewne ma związek z preferowaniem podmiotów o wyższej stopie dywidendy. Spółka rzeczywiście pod tym względem odstaje od konkurencji, ale trzeba pamiętać że wynika to z zaawansowania procesu inwestycyjnego (blok 1 GW na koniec roku będzie gotowy w 65% podczas gdy konkurencyjne projekty w Opolu i Jaworznie są na etapie prac ziemnych), co ma przełożenie na profil FCF. Zakończenie projektu w Kozienicach znacznie poprawi bilans przepływów, szczególnie że blok ten będzie jeszcze beneficjentem niskiej rezerwy mocy w systemie. Tymczasem mimo wzrostu cen energii, zapowiedzi wprowadzenia rynku mocy czy perspektywy darmowych uprawnień CO₂ (nawet przy obecnych cenach NPV tych przychodów to 388 mln PLN) rynek wciąż przykładą nieproporcjonalnie wysoką ujemną wartość do tej inwestycji, co obrazuje przedstawiona przez nas poglądowa wycena sumą części. Podtrzymujemy rekomendację akumuluj przy obniżonej cenie docelowej do 17,20 PLN z 17,33 PLN (zmiana metodologii wyceny porównawczej).

Pozytywne katalizatory dla wyników

Oczekujemy, że w przyszłym roku EBITDA oczyszczona o KDT-y powinna wzrosnąć o około 10% r/r, a źródłem tej poprawy powinny być zarówno czynniki kosztowe, jak i przychodowe. Wzrost efektywnej ceny sprzedaży powinien poprawić EBIT o około 80 mln PLN, szczególnie że zakładamy stabilne koszty węgla (efekt zapasów może nawet przynieść nieznaczny ich spadek). W segmencie obrotu spodziewamy się do 30 mln PLN dodatkowej marży z uwagi na brak strat na obowiązku sprzedawcy z urzędu (cena regulowana będzie niższa od rynkowej). Z kolei w przypadku dystrybucji nieznaczny spadek WACC powinien być neutralizowany przez wzrost WRA oraz oszczędności kosztowe. Przypominamy, że Zarząd ogłosił plan redukcji kosztów na lata 2014-16 opiewający na kwotę 0,5 mld PLN, z czego 189 mln PLN ma być zrealizowane już w tym roku (75 mln PLN po 1H'14). Potencjał oszczędności dobrze obrazuje wskaźnik WRA/pracownika w dystrybucji (16% powyżej średniej sektorowej), szczególnie że koszty wynagrodzeń w tym obszarze to ponad 0,5 mld PLN rocznie.

Rynek przeszacowuje koszty finansowe

Nasze prognozy zysku netto Enei na najbliższe lata są wyższe od konsensusu średnio 40%, co częściowo może wynikać z nieuwzględnienia przez rynek obniżonej amortyzacji w Elektrowni Kozienice (wydłużenie księgowego okresu eksploatacji obniży roczne odpisy amortyzacyjne o około 100 mln PLN), a także z przeszacowywania kosztów finansowych. Zwracamy uwagę, że obecnie Spółka posiada na bilansie jedynie atrakcyjny kredyt z EBI oraz obligacje krajowe oparte o WIBOR 6M. Kolejne zobowiązania również będą zaciągane w ramach programu obligacji złotych, co oznacza że średni koszt nie powinien przekraczać 3,0-3,5%. Enea nie zabezpiecza płatności swapami, tak więc w pełni powinna korzystać na obserwowanym spadku stopy benchmarkowej, podobnie jak na zawężeniu spreadów na papierach korporacyjnych.

(mln PLN)	2012	2013	2014P	2015P	2016P
Przychody	10 091,4	9 150,5	9 404,3	9 611,5	9 906,5
EBITDA	1 574,6	1 658,8	1 846,1	1 772,5	1 824,7
marża EBITDA	15,6%	18,1%	19,6%	18,4%	18,4%
EBIT	824,9	897,0	1 184,7	1 075,8	1 111,4
Zysk netto	699,7	715,4	909,7	762,0	729,2
DPS	0,48	0,36	0,57	0,52	0,52
P/E	10,1	9,9	7,8	9,3	9,7
P/CE	4,9	4,8	4,5	4,8	4,9
P/BV	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5
EV/EBITDA	3,6	3,7	4,6	5,6	6,3
DYield	3,0%	2,2%	3,6%	3,2%	3,2%

Cena bieżąca	16,00 PLN
Cena docelowa	17,20 PLN
Kapitalizacja	7,1 mld PLN
Free float	3,4 mld PLN
Średni dzienny obrót (3 m-ce)	11,14 mln PLN

Struktura akcjonariatu

Skarb Państwa	51,5%
Pozostali	48,5%

Strategia dotycząca sektora

Ceny energii na rynku polskim odzwierciedlały do niedawna tendencje z rynku niemieckiego, ale w tym roku dzięki uruchomieniu mechanizmu operacyjnej rezerwy mocy korelacja została zerwana. Notowania na TGE domknęły historyczną lukę do EEX, a nawet pojawiła się premia. Oczekujemy, że taka sytuacja może się utrzymać nie tylko ze względu na regulacje, ale również strukturalne różnice (spadek rezerwy mocy) i ograniczone możliwości arbitrażu transgranicznego.

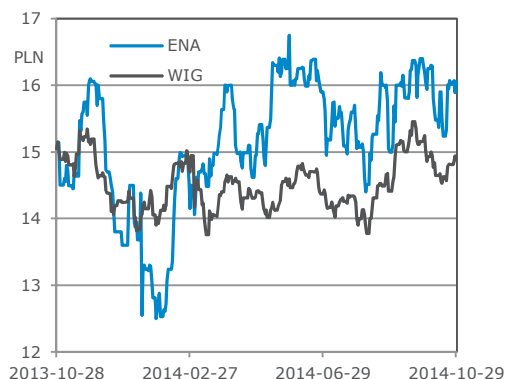
Profil spółki

Enea jest jedną z największych zintegrowanych polskich grup energetycznych, a jej udział w rynku dystrybucji sięga 14% (Spółka obsługuje 2,3 mln klientów). W skład Grupy wchodzi Elektrownia Kozienice (2,88 GW), która rocznie wytwarza około 12 TWh energii elektrycznej (8% krajowej produkcji) oraz EC Białystok. Obecnie budowany jest także nowy blok węglowy w Kozienicach o mocy 1GW.

Ważne daty

12.11 – publikacja raportu za 3Q'2014

Kurs akcji ENA na tle WIG



Analityk:

Kamil Kliszc
+48 22 438 24 02
kamil.kluszcz@mdm.pl

Wycena

Wartość Spółki Enea kalkulujemy na podstawie modelu DCF i wyceny porównawczej. Cenę docelową akcji Enea szacujemy w perspektywie 9 m-cy na poziomie 17,20 PLN.

(PLN)	waga	cena
Wycena porównawcza	50%	15,8
Wycena DCF	50%	16,5
cena wynikowa		16,2
cena docelowa za 9 m-cy		17,2

Wycena DCF

Założenia modelu DCF:

- Przepływy pieniężne dyskontujemy na koniec października 2014 r. Przy ustalaniu wartości firmy uwzględniamy kapitały mniejszości oraz dług netto na koniec 2013 roku skorygowany o wypłatę w tym roku dywidendę.
- Wycenę powiększamy o szacunkowe NPV darmowych uprawnień za lata 2020-30 przy cenie 6 EUR/t.
- W modelu uwzględniamy przedstawione poniżej założenia makroekonomiczne oraz plany inwestycyjne Spółki.
- Po roku 2023 zakładamy wzrost FCF na poziomie 2%. Ponadto przyjmujemy stopę wolną od ryzyka na poziomie 4,25%, a współczynnik beta na poziomie 0,9x.

Dodatkowe założenia:

	2012	2013	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P
Cena energii EEX EUR/MWh	49,2	39,1	35,2	36,0	38,3	40,5	43,1	45,2	47,6	48,0	48,5	48,6
Cena energii w Polsce w PLN/MWh	200,0	185,0	160,0	167,0	171,4	174,9	183,4	186,6	195,6	206,1	208,0	209,8
Cena certyfikatu CO2 EUR/t	8,5	4,7	5,8	6,0	7,2	8,7	10,4	12,5	15,0	15,0	15,0	15,0
Cena węgla energetycznego PLN/t	292,8	263,8	258,6	263,7	269,0	274,4	274,4	274,4	274,4	274,4	274,4	274,4
PLN/USD średniorocznie	3,25	3,16	3,17	3,31	3,33	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15
EUR/PLN średniorocznie	4,17	4,19	4,17	4,04	4,00	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90
Produkcja energii (TWh) w tym	11,5	11,9	12,2	12,3	12,4	12,5	16,0	19,6	19,6	19,2	19,3	19,4
węgiel kamienny	10,6	11,0	11,1	11,2	11,2	11,2	14,7	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2
współspalanie	0,5	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0
energia wodna	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	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,4	0,5	0,6	0,7	0,7	0,8
biomasa	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Wolumen dystrybucji(TWh)	17,2	17,3	17,6	18,0	18,3	18,7	19,1	19,5	19,8	20,2	20,6	21,1

Model DCF

(mln PLN)	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2023+
Przychody ze sprzedaży	9 404	9 611	9 906	10 831	11 939	12 326	12 911	13 399	13 729	14 063	14 063
zmiana	2,8%	2,2%	3,1%	9,3%	10,2%	3,2%	4,7%	3,8%	2,5%	2,4%	0,0%
EBITDA	1 846,1	1 772,5	1 824,7	1 986,6	2 408,0	2 448,6	2 478,1	2 626,5	2 728,9	2 851,9	2 851,9
marża EBITDA	19,6%	18,4%	18,4%	18,3%	20,2%	19,9%	19,2%	19,6%	19,9%	20,3%	20,3%
Amortyzacja	661,4	696,7	713,3	829,0	941,5	989,3	1 039,7	1 090,8	1 142,6	1 195,2	1 738,9
EBIT	1 184,7	1 075,8	1 111,4	1 157,6	1 466,6	1 459,3	1 438,4	1 535,6	1 586,3	1 656,7	1 113,0
marża EBIT	12,6%	11,2%	11,2%	10,7%	12,3%	11,8%	11,1%	11,5%	11,6%	11,8%	7,9%
Opodatkowanie EBIT	225,1	204,4	211,2	219,9	278,6	277,3	273,3	291,8	301,4	314,8	211,5
NOPLAT	959,6	871,4	900,2	937,7	1 187,9	1 182,0	1 165,1	1 243,9	1 284,9	1 341,9	901,5
CAPEX	-2 912,6	-3 104,5	-2 662,3	-2 024,4	-1 642,1	-1 714,5	-1 729,8	-1 739,0	-1 742,0	-1 738,9	-1 738,9
Kapitał obrotowy	-399,9	339,8	-16,0	-50,0	-59,9	-20,9	-31,7	-26,4	-17,8	-18,1	-18,1
Inwestycje kapitałowe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
FCF	-1 691,5	-1 196,6	-1 064,8	-307,7	427,4	435,9	443,4	569,3	667,7	780,1	883,4
WACC	8,3%	7,7%	7,3%	7,1%	7,1%	7,1%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	7,9%
współczynnik dyskonta	98,7%	91,6%	85,4%	79,7%	74,4%	69,5%	64,9%	60,7%	56,7%	53,0%	53,0%
PV FCF	-1 669,3	-1 096,2	-909,4	-245,4	318,2	303,0	288,0	345,5	378,7	413,4	
WACC	8,3%	7,7%	7,3%	7,1%	7,1%	7,1%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	7,9%
Koszt długu	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%
Stopa wolna od ryzyka	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%
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	11,1%	22,8%	33,1%	36,6%	36,3%	36,8%	38,4%	38,7%	38,7%	38,1%	20,0%
Koszt kapitału własnego	8,8%	8,8%	8,8%	8,8%	8,8%	8,8%	8,8%	8,8%	8,8%	8,8%	8,8%
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

Wartość rezydualna (TV)

Zdyskontowana wartość rezydualna (PV TV)

Zdyskontowana wartość FCF w okresie prognozy

Wartość firmy (EV)

Dług netto

Udziałowcy mniejszościowi

Darmowe uprawnienia 2020-30

Ostateczna wartość ENEA

Liczba akcji (mln)

Wartość firmy na akcję (PLN)

9-cio miesięczny koszt kapitału własnego

Cena docelowa

EV/EBITDA('14) dla ceny docelowej

P/E('14) dla ceny docelowej

Udział TV w EV

2,0%

15 100

8 002

-1 873,5

6 128

-775,4

19,3

388,5

7 272,7

441,4

16,5

6,5%

17,5

3,8

8,5

131%

Analiza wrażliwości

		Wzrost FCF w nieskończoności				
		0,0%	1,0%	2,0%	3,0%	4,0%
WACC +1,0 p.p.	11,0	12,6	14,7	17,5	21,5	
WACC +0,5 p.p.	11,8	13,6	16,0	19,3	24,2	
WACC	12,6	14,7	17,5	21,5	27,6	
WACC -0,5 p.p.	13,6	16,0	19,3	24,2	31,9	
WACC -1,0 p.p.	14,7	17,5	21,5	27,6	37,9	

Wycena porównawcza

Wycenę mnożnikową przeprowadziliśmy dla wskaźników P/E i EV/EBITDA z horyzontem wyceny 2014-16. Dodatkowo wprowadziliśmy również wskaźnik średniej stopy dywidendy za lata 2015-16. W ramach grupy porównawczej umieściliśmy zarówno zintegrowane pionowo spółki energetyczne, jak i te koncentrujące swoją działalność przede wszystkim na regulowanej dystrybucji.

W zestawieniu znajdują się podmioty zagraniczne oraz krajowe, o dużym stopniu zróżnicowania jeśli chodzi o źródła wytwórcze (paliwa, poziom emisji, wiek mocy zainstalowanej), jak i udział poszczególnych obszarów aktywności w skonsolidowanych wynikach. W ostatecznej wycenie przyjęliśmy jednakowe wagi dla mnożników i poszczególnych lat prognozy. Dane finansowe PGE i Enei na potrzeby kalkulacji wskaźników korygujemy o wielkość przychodów z rekompensat KDT.

Analiza porównawcza

	Cena	P/E				EV/EBITDA				Dywid 2015-16
		2013	2014P	2015P	2016P	2013	2014P	2015P	2016P	
EDF	23,01	12,4	11,2	10,8	10,7	5,0	4,9	4,9	4,8	5,6%
EDP	3,34	12,2	13,2	12,9	12,0	9,1	9,1	8,7	8,1	5,7%
ENDESA	15,13	9,1	10,4	12,4	11,3	3,9	5,0	6,4	5,8	7,1%
ENEL	3,92	12,5	12,3	11,6	11,0	5,9	6,0	5,9	5,8	4,4%
EON	13,25	11,1	14,6	14,1	14,0	5,4	5,6	5,4	5,3	4,0%
RWE	27,58	7,1	12,8	12,7	13,2	3,7	4,8	4,5	4,3	3,7%
CEZ	606,90	9,1	10,9	13,0	15,6	6,9	7,1	7,7	8,2	5,1%
ENERGA	24,66	13,4	10,4	11,1	14,0	6,7	5,9	6,1	6,9	5,5%
PGE	21,45	10,4	15,2	12,9	13,3	4,8	6,2	6,5	7,0	4,5%
TAURON	5,17	6,9	7,7	8,0	8,3	3,9	4,4	5,0	5,3	3,2%
Maksimum		13,4	15,2	14,1	15,6	9,1	9,1	8,7	8,2	7,1%
Minimum		6,9	7,7	8,0	8,3	3,7	4,4	4,5	4,3	3,2%
Mediana		10,7	11,8	12,5	12,6	5,2	5,7	6,0	5,8	4,8%
ENEA	16,00	9,9	10,1	9,3	9,7	3,7	5,3	5,6	6,3	3,2%
(premia / dyskonto) do mediany		-7,9%	-14,4%	-26,1%	-22,9%	-30,0%	-7,4%	-6,3%	8,4%	-32,4%
Implikowana wycena										
Mediana		10,7	11,8	12,5	12,6	5,2	5,7	6,0	5,8	4,8%
Waga wskaźnika				33,3%				33,3%		33,3%
Waga roku		0,0%	33,3%	33,3%	33,3%	0,0%	33,3%	33,3%	33,3%	
Implikowana wartość ENEA(PLN)		15,8								

Rachunek wyników

(mln PLN)	2011	2012	2013	2014P	2015P	2016P	2017P
Przychody ze sprzedaży	9 708,5	10 091,4	9 150,5	9 404,3	9 611,5	9 906,5	10 831,2
zmiana	23,9%	3,9%	-9,3%	2,8%	2,2%	3,1%	9,3%
w tym KDT	2,5	-21,7	1,0	257,0	0,0	0,0	0,0
EBIT, w tym	846,0	824,9	897,0	1 184,7	1 075,8	1 111,4	1 157,6
Wytwarzanie	475,7	301,9	199,4	414,1	276,7	312,3	280,8
Obrót	156,0	220,3	250,7	149,5	199,4	204,4	209,5
Dystrybucja	325,4	415,6	503,7	683,8	649,6	645,1	717,4
Pozostałe	46,7	53,8	60,5	20,7	34,1	36,1	38,1
Wyłączenia	-34,4	-35,4	-27,3	-8,5	-7,1	-7,7	-7,4
Koszty nieprzypisane	-123,4	-131,2	-90,0	-75,0	-76,9	-78,8	-80,8
EBIT	846,0	824,9	897,0	1 184,7	1 075,8	1 111,4	1 157,6
zmiana	18,8%	-2,5%	8,7%	32,1%	-9,2%	3,3%	4,2%
marża EBIT	8,7%	8,2%	9,8%	12,6%	11,2%	11,2%	10,7%
Wynik na działalności finansowej	137,2	64,5	43,3	-23,3	-140,0	-216,0	-267,5
Wynik zdarzeń nadzwyczajnych	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pozostałe	6,0	-2,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9
Zysk brutto	989,1	886,5	945,2	1 166,2	940,7	900,2	895,0
Podatek dochodowy	195,2	192,4	229,9	256,6	178,7	171,0	170,1
Udziałowcy mniejszościowi	-0,8	-5,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Zysk netto	794,7	699,7	715,4	909,7	762,0	729,2	725,0
zmiana	24,3%	-12,0%	2,2%	27,2%	-16,2%	-4,3%	-0,6%
marża	8,2%	6,9%	7,8%	9,7%	7,9%	7,4%	6,7%
Amortyzacja	682,8	749,7	761,8	661,4	696,7	713,3	829,0
EBITDA	1 528,8	1 574,6	1 658,8	1 846,1	1 772,5	1 824,7	1 986,6
zmiana	12,0%	3,0%	5,3%	11,3%	-4,0%	2,9%	8,9%
marża EBITDA	15,7%	15,6%	18,1%	19,6%	18,4%	18,4%	18,3%
Liczba akcji na koniec roku (mln.)	441,4	441,4	441,4	441,4	441,4	441,4	441,4
EPS	1,8	1,6	1,6	2,1	1,7	1,7	1,6
CEPS	3,3	3,3	3,3	3,6	3,3	3,3	3,5
ROAE	7,8%	6,6%	6,4%	7,7%	6,2%	5,7%	5,4%
ROAA	5,9%	4,9%	4,6%	5,2%	3,9%	3,3%	3,1%

Bilans

(mln PLN)	2011	2012	2013	2014P	2015P	2016P	2017P
AKTYWA	14 162,2	14 680,5	16 322,0	18 549,3	20 763,1	22 801,8	24 278,4
Majątek trwały	9 830,7	11 011,5	12 369,5	14 920,7	17 328,5	19 277,5	20 472,9
Rzeczowe aktywa trwałe	9 076,9	10 459,4	11 811,6	14 355,9	16 779,7	18 729,1	19 921,9
Wartości niematerialne i prawne	102,3	201,4	206,6	213,4	197,5	197,1	199,6
Udziały w innych podmiotach	278,9	6,0	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Pozostałe aktywa trwałe	372,6	344,8	348,0	348,0	348,0	348,0	348,0
Majątek obrotowy	4 331,5	3 669,0	3 952,6	3 628,6	3 434,6	3 524,3	3 805,5
Zapasy	483,0	502,7	521,5	536,0	547,8	564,6	617,3
Należności krótkoterminowe	1 091,5	1 419,4	1 346,0	1 640,3	1 413,8	1 457,2	1 593,2
Pozostałe aktywa obrotowe	1 538,6	651,5	511,9	511,9	511,9	511,9	511,9
Środki pieniężne i ich ekwiwalent	1 218,4	1 095,5	1 573,2	940,4	961,1	990,6	1 083,1
(mln PLN)	2011	2012	2013	2014P	2015P	2016P	2017P
PASYWA	14 162,2	14 680,5	16 322,0	18 549,3	20 763,1	22 801,8	24 278,4
Kapitał własny	10 450,7	10 891,3	11 468,6	12 121,8	12 651,5	13 147,2	13 721,4
Kapitał akcyjny	588,0	588,0	588,0	588,0	588,0	588,0	588,0
Pozostałe kapitały własne	9 862,7	10 303,3	10 880,6	11 533,8	12 063,5	12 559,2	13 133,4
Kapitał mniejszości	29,1	22,7	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3
Zobowiązania długoterminowe	1 659,2	1 742,8	2 556,8	4 175,4	5 692,5	7 150,9	7 894,0
Pożyczki i kredyty	73,4	50,8	819,9	2 508,4	4 025,6	5 484,0	6 227,1
Pozostałe	1 585,9	1 692,0	1 736,9	1 666,9	1 666,9	1 666,9	1 666,9
Zobowiązania krótkoterminowe	2 023,1	2 023,7	2 277,3	2 232,8	2 399,8	2 484,4	2 643,6
Pożyczki i kredyty	45,5	24,0	22,6	69,3	111,2	151,5	172,0
Zobowiązania handlowe	1 238,5	1 290,4	1 407,7	1 316,6	1 441,7	1 486,0	1 624,7
Pozostałe	739,1	709,2	846,9	846,9	846,9	846,9	846,9
Dług	118,9	74,8	842,6	2 577,7	4 136,8	5 635,5	6 399,1
Dług netto	-2 354,8	-1 448,0	-1 027,0	1 340,9	2 879,2	4 348,5	5 019,6
(Dług netto / Kapitał własny)	-22,5%	-13,3%	-9,0%	11,1%	22,8%	33,1%	36,6%
(Dług netto / EBITDA)	-1,5	-0,9	-0,6	0,7	1,6	2,4	2,5
BVPS	23,7	24,7	26,0	27,5	28,7	29,8	31,1

Przepływy pieniężne

(mln PLN)	2011	2012	2013	2014P	2015P	2016P	2017P
Przepływy operacyjne	1 143,4	1 242,1	1 693,5	1 119,6	1 933,6	1 637,7	1 766,5
Zysk netto	794,7	699,7	715,4	909,7	762,0	729,2	725,0
Amortyzacja	682,8	749,7	761,8	661,4	696,7	713,3	829,0
Kapitał obrotowy	2,2	-212,2	74,2	-399,9	339,8	-16,0	-50,0
Pozostałe	-336,3	4,9	142,1	-51,6	135,1	211,1	262,6
Przepływy inwestycyjne	-590,3	-1 109,0	-1 817,0	-3 168,0	-3 060,8	-2 615,9	-1 975,8
CAPEX	-905,1	-1 789,2	-1 989,1	-2 912,6	-3 104,5	-2 662,3	-2 024,4
Pozostałe	314,8	680,1	172,1	-255,4	43,6	46,4	48,6
Przepływy finansowe	-235,4	-255,7	601,9	1 415,7	1 148,0	1 007,8	301,7
Emisja akcji	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dług	-26,7	-37,0	769,1	1 735,2	1 559,0	1 498,8	763,6
Dywidenda (buy-back)	-194,2	-211,9	-158,9	-251,6	-227,4	-228,6	-145,8
Pozostałe	-14,4	-6,8	-8,3	-67,9	-183,6	-262,4	-316,1
Zmiana stanu środków pieniężnych	317,7	-122,6	478,3	-632,8	20,7	29,5	92,5
Środki pieniężne na koniec okresu	1 218,4	1 095,5	1 573,2	940,4	961,1	990,7	1 083,1
DPS (PLN)	0,44	0,48	0,36	0,57	0,52	0,52	0,33
FCF	430,7	-619,2	-486,0	-1 723,0	-1 170,9	-1 024,6	-257,8
(CAPEX / Przychody ze sprzedaży)	9,3%	17,7%	21,7%	31,0%	32,3%	26,9%	18,7%

Wskaźniki rynkowe

	2011	2012	2013	2014P	2015P	2016P	2017P
P/E	8,9	10,1	9,9	7,8	9,3	9,7	9,7
P/CE	4,8	4,9	4,8	4,5	4,8	4,9	4,5
P/BV	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5
P/S	0,7	0,7	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7
FCF/EV	9,1%	-11,0%	-8,0%	-20,5%	-11,8%	-9,0%	-2,1%
EV/EBITDA	3,1	3,6	3,7	4,6	5,6	6,3	6,1
EV/EBIT	5,6	6,8	6,8	7,1	9,3	10,3	10,5
EV/S	0,5	0,6	0,7	0,9	1,0	1,2	1,1
DYield	2,7%	3,0%	2,2%	3,6%	3,2%	3,2%	2,1%
Cena (PLN)	16,00						
Liczba akcji na koniec roku (mln)	441,4	441,4	441,4	441,4	441,4	441,4	441,4
MC (mln PLN)	7 063,1	7 063,1	7 063,1	7 063,1	7 063,1	7 063,1	7 063,1
Kapitał udziałowców mniej. (mln PLN)	29,1	22,7	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3
EV (mln PLN)	4 737,4	5 637,8	6 055,4	8 423,3	9 961,6	11 430,9	12 102,0

piątek, 31 października 2014 | aktualizacja raportu

Energa: trzymaj (podtrzymana)

ENG PW; ENGP.WA | Energetyka, Polska

Rynek może zacząć wyceniać ryzyka

Energa jest zdecydowanym liderem tegorocznych wzrostów w sektorze (+60% YTD), co obok atrakcyjnej stopy dywidendy zawdzięcza także przetarasowaniu w indeksach benchmarkowych. Przy obecnych poziomach kursu rynek nie wycenia już praktycznie żadnych kluczowych ryzyk, ani regulacyjnych (potencjalny spadek WACC, zbliżająca się rewizja modelu w dystrybucji) ani politycznych (powrót do tematu fuzji, wznowienie inwestycji w bloki konwencjonalne, sprzedaż akcji przez MSP), a jednocześnie dość chętnie dyskontuje wszystkie pozytywnie brzmiące informacje (jak chociażby bardzo mało realny scenariusz prywatyzacji Spółki). Zagrożeniem dla notowań Energi może być obserwowany ostatnio wzrost rentowności obligacji w USA, który mógłby osłabić sentyment do spółek dywidendowych. Uwzględniając nowo przyjętą metodologię wyceny porównawczej (wskaźnik dyield) podnosimy naszą waluację akcji Energi do 23,60 PLN z 19,90 PLN, ale utrzymujemy rekomendację trzymaj.

Schładzanie oczekiwań na końcówkę roku

Szacujemy, że EBITDA po 9 miesiącach będzie wynosić 1,8 mld PLN i w tym kontekście dziwić mogą ostatnie wypowiedzi Zarządu sugerujące, że konsensus na poziomie powyżej 2,2 mld PLN jest zbyt optymistyczny. Może to wskazywać na możliwość pojawienia się istotnych zdarzeń jednorazowych w 4Q. Oprócz standardowych rezerw aktuarialnych (efekt obniżenia stopy dyskontowej) potencjalnie mogą się pojawić rezerwy na darmowe uprawnienia CO₂ (jeśli ponownie opóźni się proces ich przydzielania) lub testy na utratę wartości aktywów (zwracamy uwagę, że Spółka ma na bilansie 144 mln PLN w pozycji wartości firmy, z czego większość została rozpoznana na przejęciu farm wiatrowych). Wydaje się jednak, że bardziej istotny od księgowych przeszacowań będzie dla rynku poziom wygenerowanych przepływów pieniężnych w 2H'2014, gdyż pierwsze półrocze było pod tym względem mocno rozczarowujące. Pojawi się również odpowiedź na pytanie czy Energa zrealizuje zapowiadane nakłady na AMI.

Ryzyka dla wyników kolejnych lat

Obecne otoczenie niskich stóp procentowych zwiększa zainteresowanie Energa w kontekście płatnej dywidendy, ale nie można zapominać że prawie 70% strumienia EBITDA jest generowane przez segment dystrybucji, którego rentowność będzie infekowana przez spadające rentowności obligacji (uwzględnienie aktualnych parametrów rynkowych do modelu regulowanego oznaczałoby obniżenie zysków operacyjnych Spółki w 2016 roku nawet o 150 mln PLN). Zwracamy także uwagę, że na razie mimo coraz bliższego uchwalenia nowej ustawy o OZE ceny zielonych certyfikatów ustabilizowały się na relatywnie niskich poziomach, które odbiegają od naszych bazowych założeń o 30 PLN/MWh (implikowałoby to ubytek przyszłorocznego EBIT o ponad 40 mln PLN). Jeśli chodzi o segment energetyki konwencjonalnej to nie można zapominać, iż bardzo dobre tegoroczne wyniki niejako uwzględniają już wzrosty cen widoczne w kontraktach terminowych na rok 2015, gdyż większość energii Elektrownia Ostrołęka sprzedaje w wymuszeniu lub na rynku bilansującym (stąd błędem jest założenie istotnego wzrostu średniej ceny sprzedaży również w przyszłym roku).

(mIn PLN)	2012	2013	2014P	2015P	2016P
Przychody	11 176,8	11 429,2	10 234,5	10 648,2	10 800,5
EBITDA	1 629,2	1 965,5	2 307,9	2 357,7	2 188,3
marża EBITDA	14,6%	17,2%	22,6%	22,1%	20,3%
EBIT	906,0	1 194,8	1 461,0	1 447,8	1 242,0
Zysk netto	457,0	764,0	982,5	918,1	726,9
DPS	1,58	1,20	1,00	1,21	1,50
P/E	22,3	13,4	10,4	11,1	14,0
P/CE	8,7	6,7	5,6	5,6	6,1
P/BV	1,3	1,3	1,2	1,1	1,1
EV/EBITDA	7,2	6,7	5,9	6,1	6,9
DYield	6,4%	4,9%	4,1%	4,9%	6,1%

Cena bieżąca	24,66 PLN
Cena docelowa	23,60 PLN
Kapitalizacja	10,2 mld PLN
Free float	4,9 mld PLN
Średni dzienny obrót (3 m-ce)	35,26 mln PLN

Struktura akcjonariatu

Skarb Państwa	51,52%
Pozostali	48,48%

Strategia dotycząca sektora

Ceny energii na rynku polskim odzwierciedlały do niedawna tendencje z rynku niemieckiego, ale w tym roku dzięki uruchomieniu mechanizmu operacyjnej rezerwy mocy korelacja została zerwana. Notowania na TGE domknęły historyczną lukę do EEX, a nawet pojawiła się premia. Oczekujemy, że taka sytuacja może się utrzymać nie tylko ze względu na regulacje, ale również strukturalne różnice (spadek rezerwy mocy) i ograniczone możliwości arbitrażu transgranicznego.

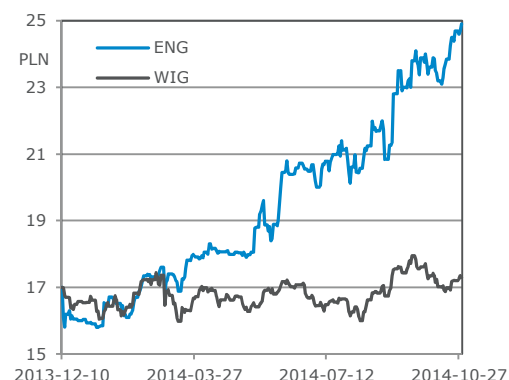
Profil spółki

Grupa Energa jest jedną z czterech największych pionowo zintegrowanych grup energetycznych w Polsce. Energa jest trzecim największym operatorem systemu dystrybucyjnego (20,4 TWh w 2013 roku) i trzecim największym sprzedawcą energii (17% rynku). Produkcja energii z własnych źródeł w 2013 roku sięgnęła około 5 TWh z czego prawie 40% pochodziło z OZE.

Ważne daty

07.11 – publikacja raportu za 3Q'2014

Kurs akcji Energa na tle WIG



Analityk:

Kamil Kliszc
+48 22 438 24 02
kamil.kliszcz@mdm.pl

Wycena

Wartość Spółki Energa kalkulujemy na podstawie modelu DCF i wyceny porównawczej. Cenę docelową akcji Energa szacujemy w perspektywie 9 m-cy na poziomie 23,60 PLN.

(PLN)	waga	cena
Wycena porównawcza	50%	25,0
Wycena DCF	50%	19,3
	cena wynikowa	22,2
	cena docelowa za 9 m-cy	23,6

Wycena DCF

Założenia modelu DCF:

- Przepływy pieniężne dyskontujemy na koniec października 2014 r. Przy ustalaniu wartości firmy uwzględniamy kapitały mniejszości oraz dług netto na koniec 2013 roku korygując go o tegoroczną dywidendę (414 mln PLN) i prawdopodobne odszkodowanie wobec PSE (123 mln PLN z tytułu wieloletniego sporu).
- W wycenie uwzględniamy także szacunkowe NPV darmowych uprawnień CO₂ w latach 2020-30 przy cenie 6 EUR/t.
- W modelu uwzględniamy przedstawione poniżej założenia makroekonomiczne oraz plany inwestycyjne Spółki.
- Po roku 2023 zakładamy wzrost FCF na poziomie 2%. Ponadto przyjmujemy stopę wolną od ryzyka na poziomie 4,25%, a współczynnik beta na poziomie 0,9.

Dodatkowe założenia:

	2012	2013	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P
Cena energii EEX EUR/MWh	49,2	39,1	35,2	36,0	38,3	40,5	43,1	45,2	47,6	48,0	48,5	48,6
Cena energii w Polsce w PLN/MWh	200,0	185,0	160,0	167,0	171,4	174,9	183,4	186,6	195,6	206,1	208,0	209,8
Cena certyfikatu CO ₂ EUR/t	8,5	4,7	5,8	6,0	7,2	8,7	10,4	12,5	15,0	15,0	15,0	15,0
Cena zielonego certyfikatu	250,3	164,5	185,0	200,0	250,0	262,5	275,6	280,0	280,0	280,0	280,0	280,0
Cena węgla w Polsce w PLN/t	292,8	263,8	258,6	263,7	269,0	274,4	274,4	274,4	274,4	274,4	274,4	274,4
EUR/PLN średniorocznie	4,17	4,19	4,17	4,04	4,00	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90	0,00
Produkcja energii netto (TWh)	4,1	5,0	5,6	5,6	5,7	5,8	5,9	6,1	6,2	6,3	6,4	6,6
węgiel kamienny	2,8	3,1	3,5	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	4,1	4,1	4,1
współspalanie	0,5	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,0	0,0	0,0
wiatr	0,0	0,2	0,4	0,4	0,5	0,7	0,8	0,9	1,1	1,2	1,3	1,4
woda	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Dystrybucja energii (TWh)	20,1	20,4	20,8	21,3	21,7	22,1	22,6	23,0	23,5	23,9	24,4	24,9

Model DCF

(mln PLN)	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2023+
Przychody ze sprzedaży	10 235	10 648	10 801	11 222	11 712	12 031	12 477	12 888	13 185	13 479	13 479
zmiana	-10,5%	4,0%	1,4%	3,9%	4,4%	2,7%	3,7%	3,3%	2,3%	2,2%	0,0%
EBITDA	2 307,9	2 357,7	2 188,3	2 399,6	2 588,9	2 721,6	2 838,4	2 959,7	3 085,9	3 208,0	3 079,0
marża EBITDA	22,6%	22,1%	20,3%	21,4%	22,1%	22,6%	22,7%	23,0%	23,4%	23,8%	22,8%
Amortyzacja	846,9	909,9	946,3	1 005,9	1 057,9	1 115,1	1 171,8	1 240,5	1 305,0	1 369,9	1 915,0
EBIT	1 461,0	1 447,8	1 242,0	1 393,7	1 531,0	1 606,5	1 666,6	1 719,2	1 780,9	1 838,1	1 164,0
marża EBIT	14,3%	13,6%	11,5%	12,4%	13,1%	13,4%	13,4%	13,3%	13,5%	13,6%	8,6%
Opodatkowanie EBIT	277,6	275,1	236,0	264,8	290,9	305,2	316,6	326,6	338,4	349,2	221,2
NOPLAT	1 183,4	1 172,7	1 006,0	1 128,9	1 240,1	1 301,3	1 349,9	1 392,5	1 442,5	1 488,9	942,9
CAPEX	-1 512	-2 072	-1 837	-1 852	-1 878	-1 911	-1 947	-1 984	-1 915	-1 915	-1 915
Kapitał obrotowy	-309,9	-48,2	90,3	179,6	-42,4	-27,6	-38,5	-35,5	-25,7	-25,4	-25,4
FCF	208,3	-37,2	205,5	462,3	377,5	477,7	536,1	613,4	806,8	918,4	917,5
WACC	7,5%	7,3%	7,2%	7,1%	7,1%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	7,1%	7,9%
współczynnik dyskonta	98,8%	92,1%	85,9%	80,2%	74,9%	69,9%	65,4%	61,1%	57,1%	53,4%	53,4%
PV FCF	205,8	-34,2	176,5	370,6	282,7	334,1	350,5	374,9	460,9	490,1	
WACC	7,5%	7,3%	7,2%	7,1%	7,1%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	7,1%	7,9%
Koszt długu	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%
Stopa wolna od ryzyka	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%
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	28,2%	31,6%	34,7%	36,2%	37,2%	38,0%	38,8%	39,6%	39,7%	37,6%	20,0%
Koszt kapitału własnego	8,8%	8,8%	8,8%	8,8%	8,8%	8,8%	8,8%	8,8%	8,8%	8,8%	8,8%
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					
Wartość rezydualna (TV)	15 682	Wzrost FCF w nieskończoności					
Zdyskontowana wartość rezydualna (PV TV)	8 369		0,0%	1,0%	2,0%	3,0%	4,0%
Zdyskontowana wartość FCF w okresie prognozy	3 012	WACC +1,0 p.p.	13,29	15,11	17,45	20,59	25,03
Wartość firmy (EV)	11 380	WACC +0,5 p.p.	14,15	16,20	18,89	22,60	28,01
Dług netto 2013 skor.	3 461	WACC	15,11	17,45	20,6	25,03	31,77
Udziałowcy mniejszościowi	14	WACC -0,5 p.p.	16,20	18,89	22,60	28,01	36,65
Darmowe uprawnienia CO2 2020-30	99	WACC -1,0 p.p.	17,45	20,59	25,03	31,77	43,24
Ostateczna wartość Grupy Energa	8 005						
Liczba akcji (mln)	414,1						
Wartość firmy na akcję (PLN)	19,3						
9-cio miesięczny koszt kapitału własnego	6,5%						
Cena docelowa	20,6						
EV/EBITDA('14) dla wyceny DCF	5,2						
P/E('14) dla wyceny DCF	8,7						
Udział TV w EV	74%						

Wycena porównawcza

Wycenę mnożnikową przeprowadziliśmy dla wskaźników P/E i EV/EBITDA z horyzontem wyceny 2014-16. Dodatkowo wprowadziliśmy również wskaźnik średniej stopy dywidendy za lata 2015-16. W ramach grupy porównawczej umieściliśmy zarówno zintegrowane pionowo spółki energetyczne, jak i te koncentrujące swoją działalność przede wszystkim na regulowanej dystrybucji (Red Electrica, EDP, National Grid). W zestawieniu znajdują się podmioty zagraniczne oraz krajowe, o dużym stopniu

zróżnicowania jeśli chodzi o źródła wytwórcze (paliwa, poziom emisji, wiek mocy zainstalowanej), jak i udział poszczególnych obszarów aktywności w skonsolidowanych wynikach. W ostatecznej wycenie przyjęliśmy jednakowe wagi dla mnożników i poszczególnych lat prognozy. Dane finansowe PGE i Enei na potrzeby kalkulacji wskaźników korygujemy o wielkość przychodów z rekompensat KDT. W wycenie wskaźnikowej Energi skorygowaliśmy zyski z lat 2014-15 o poziom przychodów z zielonych certyfikatów w elektrowniach wodnych z uwagi na fakt, że zakładamy ich brak począwszy od roku 2016.

Analiza porównawcza

	Cena	P/E				EV/EBITDA				Dywid. 2015-16
		2013	2014P	2015P	2016P	2013	2014P	2015P	2016P	
EDF	23,01	12,4	11,2	10,8	10,7	5,0	4,9	4,9	4,8	5,6%
EDP	3,34	12,2	13,2	12,9	12,0	9,1	9,1	8,7	8,1	5,7%
ENDESA	15,13	9,1	10,4	12,4	11,3	3,9	5,0	6,4	5,8	7,1%
ENEL	3,92	12,5	12,3	11,6	11,0	5,9	6,0	5,9	5,8	4,4%
EON	13,25	11,1	14,6	14,1	14,0	5,4	5,6	5,4	5,3	4,0%
IBERDROLA	5,53	13,6	15,7	14,9	13,9	8,6	8,9	8,7	8,3	5,7%
NATIONAL GRID	903,00	16,7	17,4	16,3	15,5	11,1	10,7	10,6	10,3	5,0%
RED ELECTRICA	67,72	17,8	16,3	15,3	14,3	10,9	10,2	9,7	9,4	4,9%
RWE	27,58	7,1	12,8	12,7	13,2	3,7	4,8	4,5	4,3	3,7%
CEZ	606,90	9,1	10,9	13,0	15,6	6,9	7,1	7,7	8,2	5,1%
ENEA	16,00	9,9	10,1	9,3	9,7	3,7	5,3	5,6	6,3	3,2%
PGE	21,45	10,4	15,2	12,9	13,3	4,8	6,2	6,5	7,0	4,5%
TAURON	5,17	6,9	7,7	8,0	8,3	3,9	4,4	5,0	5,3	3,2%
Maksimum		17,8	17,4	16,3	15,6	11,1	10,7	10,6	10,3	7,1%
Minimum		6,9	7,7	8,0	8,3	3,7	4,4	4,5	4,3	3,2%
Mediana		11,1	12,8	12,9	13,2	5,4	6,0	6,4	6,3	4,9%
ENERGA	24,66	13,4	10,4	11,1	14,0	6,7	5,9	6,1	6,9	5,5%
(premia / dyskonto) do mediany		20,3%	-18,7%	-13,7%	6,8%	23,6%	-1,9%	-4,4%	9,9%	12,9%
Implikowana wycena										
Mediana		11,1	12,8	12,9	13,2	5,4	6,0	6,4	6,3	4,9%
Waga wskaźnika				33,3%				33,3%		33,3%
Waga roku		0,0%	33,3%	33,3%	33,3%	0,0%	33,3%	33,3%	33,3%	
Implikowana wartość ENERGA (PLN)	25,0									

Rachunek wyników

(mln PLN)	2011	2012	2013	2014P	2015P	2016P	2017P
Przychody ze sprzedaży	10 368,0	11 176,8	11 429,2	10 234,5	10 648,2	10 800,5	11 221,9
zmiana	9,5%	7,8%	2,3%	-10,5%	4,0%	1,4%	3,9%
EBIT. w tym	862,9	906,0	1 194,8	1 461,0	1 447,8	1 242,0	1 393,7
Elektrownie systemowe	62,8	-167,6	-255,4	205,5	66,0	16,3	24,6
Energetyka odnawialna	337,6	229,5	358,7	331,6	365,3	194,9	220,5
Dystrybucja energii	377,8	610,3	920,5	843,8	886,1	896,6	1 010,4
Segment obrotu	139,8	239,9	179,9	157,4	207,1	210,6	214,1
Ciepło	3,9	-3,9	12,7	-3,7	-2,0	-0,3	1,4
Pozostałe i wyłączenia	-59,0	-2,2	-20,5	-73,5	-74,8	-76,0	-77,3
EBIT	862,9	906,0	1 194,8	1 461,0	1 447,8	1 242,0	1 393,7
zmiana	5,7%	5,0%	31,9%	22,3%	-0,9%	-14,2%	12,2%
marża EBIT	8,3%	8,1%	10,5%	14,3%	13,6%	11,5%	12,4%
Wynik na działalności finansowej	35,2	-279,9	-171,9	-216,8	-313,7	-344,0	-372,2
Wynik zdarzeń nadzwyczajnych	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pozostałe	1,1	0,2	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6
Zysk brutto	899,2	626,3	1 022,4	1 243,7	1 133,5	897,4	1 020,9
Podatek dochodowy	196,6	166,5	273,7	261,2	215,4	170,5	194,0
Udziałowcy mniejszościowi	38,7	-0,6	-21,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Zysk z działalności zaniechanej	0,0	-3,4	-5,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Zysk netto	663,9	457,0	764,0	982,5	918,1	726,9	826,9
zmiana	9,9%	-31,2%	67,2%	28,6%	-6,6%	-20,8%	13,8%
marża	6,4%	4,1%	6,7%	9,6%	8,6%	6,7%	7,4%
Amortyzacja	656,8	723,2	770,6	846,9	909,9	946,3	1 005,9
EBITDA	1 519,7	1 629,2	1 965,5	2 307,9	2 357,7	2 188,3	2 399,6
marża EBITDA	14,7%	14,6%	17,2%	22,6%	22,1%	20,3%	21,4%
Liczba akcji na koniec roku (mln)	414,1	414,1	414,1	414,1	414,1	414,1	414,1
EPS	1,6	1,1	1,8	2,4	2,2	1,8	2,0
CEPS	3,2	2,9	3,7	4,4	4,4	4,0	4,4
ROAE	8,9%	5,9%	9,7%	11,8%	10,4%	8,0%	8,9%
ROAA	5,0%	3,2%	4,8%	5,6%	5,0%	3,7%	4,1%

Bilans

(mln PLN)	2011	2012	2013	2014P	2015P	2016P	2017P
AKTYWA	13 685,3	14 912,8	17 084,6	17 783,9	19 018,5	19 936,2	20 744,6
Majątek trwały	9 713,4	10 697,4	12 649,5	13 314,8	14 476,5	15 367,3	16 213,5
Rzeczowe aktywa trwałe	9 150,7	10 000,9	11 772,6	12 367,9	13 413,7	14 212,9	14 971,0
Wartości niematerialne i prawne	312,5	378,6	398,7	468,6	584,5	676,1	764,3
Pozostałe aktywa finansowe	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pozostałe aktywa niefinansowe	77,3	108,0	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	171,4	209,9	245,1	245,1	245,1	245,1	245,1
Majątek obrotowy	3 971,8	4 215,4	4 435,0	4 469,1	4 542,1	4 568,9	4 531,1
Zapasy	395,9	376,9	302,0	270,5	281,4	285,4	296,6
Należności z tytułu dostaw	1 521,4	1 520,7	1 469,5	1 535,2	1 597,2	1 620,1	1 571,1
Pozostałe aktywa obrotowe	272,8	238,6	202,0	202,0	202,0	202,0	202,0
Aktywa przeznaczone do sprzedaży	4,5	10,2	109,1	109,1	109,1	109,1	109,1
Środki pieniężne i ich ekwiwalent*	1 777,3	2 069,1	2 352,3	2 352,3	2 352,3	2 352,3	2 352,3
(mln PLN)	2011	2012	2013	2014P	2015P	2016P	2017P
PASYWA	13 685,3	14 912,8	17 084,6	17 783,9	19 018,5	19 936,2	20 744,6
Kapitał własny	7 825,8	7 671,2	8 034,5	8 603,5	9 022,2	9 128,0	9 351,9
Kapitał akcyjny	4 968,8	4 968,8	4 521,6	4 521,6	4 521,6	4 521,6	4 521,6
Pozostałe kapitały własne	2 857,0	2 702,4	3 512,9	4 081,9	4 500,6	4 606,4	4 830,3
Kapitał mniejszości	59,7	47,3	13,8	30,6	30,6	30,6	30,6
Zobowiązania długoterminowe	3 571,7	4 801,5	6 520,0	6 880,0	7 619,4	8 268,8	8 682,5
Pożyczki i kredyty	1 904,2	3 105,4	4 931,0	5 351,0	6 090,4	6 739,8	7 153,5
Pozostałe	1 667,5	1 696,1	1 589,0	1 529,0	1 529,0	1 529,0	1 529,0
Zobowiązania krótkoterminowe	2 228,1	2 392,8	2 516,2	2 269,8	2 346,3	2 508,8	2 679,5
Pożyczki i kredyty	45,0	389,6	344,8	374,1	425,8	471,2	500,2
Zobowiązania handlowe	893,6	710,7	889,9	614,1	638,9	756,0	897,8
Pozostałe	1 289,6	1 292,5	1 281,6	1 281,6	1 281,6	1 281,6	1 281,6
Dług	1 949,2	3 495,0	5 275,8	5 725,1	6 516,2	7 211,0	7 653,7
Dług netto	171,9	1 425,9	2 923,5	3 372,8	4 163,9	4 858,7	5 301,4
(Dług netto / Kapitał własny)	2,2%	18,6%	36,4%	39,2%	46,2%	53,2%	56,7%
(Dług netto / EBITDA)	0,1	0,9	1,5	1,5	1,8	2,2	2,2
BVPS	18,9	18,5	19,4	20,8	21,8	22,0	22,6

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

Przepływy pieniężne

(mln PLN)	2011	2012	2013	2014P	2015P	2016P	2017P
Przepływy operacyjne	1 481,9	1 334,7	2 007,2	1 676,8	2 094,2	2 108,0	2 385,2
Zysk netto	663,9	457,0	764,0	982,5	918,1	726,9	826,9
Amortyzacja	656,8	723,2	770,6	846,9	909,9	946,3	1 005,9
Kapitał obrotowy	-213,9	-123,8	335,5	-309,9	-48,2	90,3	179,6
Pozostałe	375,1	278,2	137,1	157,4	314,3	344,6	372,8
Przepływy inwestycyjne	-2 003,7	-1 803,1	-2 786,8	-1 399,4	-1 984,0	-1 745,1	-1 760,1
CAPEX	-1 469,4	-1 817,2	-1 626,8	-1 512,1	-2 071,6	-1 837,1	-1 852,1
Pozostałe	-534,3	14,1	-1160,0	112,7	87,6	92,0	92,0
Przepływy finansowe	616,5	742,3	1 100,9	-277,4	-110,1	-363,0	-625,1
Emisja akcji	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dług	917,9	1 546,6	1 748,7	449,3	791,1	694,8	442,7
Dywidenda (buy-back)	-189,4	-653,9	-497,5	-414,1	-500,0	-621,7	-603,6
Pozostałe	-112,0	-150,4	-150,3	-312,7	-401,3	-436,0	-464,2
Zmiana stanu środków pieniężnych	94,7	273,8	321,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Środki pieniężne na koniec okresu	1 755,5	2 029,4	2 350,7	2 350,7	2 350,7	2 350,7	2 350,7
DPS (PLN)	0,46	1,58	1,20	1,00	1,21	1,50	1,46
FCF	-360,2	-478,4	400,4	224,7	22,5	270,9	533,1
(CAPEX / Przychody ze sprzedaży)	14,2%	16,3%	14,2%	14,8%	19,5%	17,0%	16,5%

Wskaźniki rynkowe

	2011	2012	2013	2014P	2015P	2016P	2017P
P/E	15,4	22,3	13,4	10,4	11,1	14,0	12,3
P/CE	7,7	8,7	6,7	5,6	5,6	6,1	5,6
P/BV	1,3	1,3	1,3	1,2	1,1	1,1	1,1
P/S	1,0	0,9	0,9	1,0	1,0	0,9	0,9
FCF/EV	-3,4%	-4,1%	3,0%	1,7%	0,2%	1,8%	3,4%
EV/EBITDA	6,9	7,2	6,7	5,9	6,1	6,9	6,5
EV/EBIT	12,1	12,9	11,0	9,3	10,0	12,2	11,2
EV/S	1,0	1,0	1,2	1,3	1,4	1,4	1,4
DYield	1,9%	6,4%	4,9%	4,1%	4,9%	6,1%	5,9%
Cena akcji w PLN	24,66						
Liczba akcji na koniec roku (mln)	414,1	414,1	414,1	414,1	414,1	414,1	414,1
MC (mln PLN)	10 210,9	10 210,9	10 210,9	10 210,9	10 210,9	10 210,9	10 210,9
Kapitał udziałowców mniej. (mln PLN)	59,7	47,3	13,8	30,6	30,6	30,6	30,6
EV (mln PLN)	10 442,5	11 684,1	13 148,2	13 614,3	14 405,4	15 100,2	15 542,9

piątek, 31 października 2014 | aktualizacja raportu

PGE: redukuje (podtrzymana)

PGE PW; PGE.WA | Energetyka, Polska

Beta na ceny węgla

Kurs PGE uwzględniając dywidendę wzrósł YTD prawie o 40%, co jest drugim wynikiem w sektorze. Tymczasem tegoroczny konsensus został zrewidowany w górę głównie na zdarzeniach jednorazowych, wyniki za pierwsze półrocze rozczarowały pod względem poziomu przepływów pieniężnych, a strategia zwiększenia wolumenu sprzedaży została okupiona wysokimi stratami. Strukturalnym problemem dla PGE są również utrzymujące się niskie ceny węgla, które nie tylko ograniczają wzrost cen energii, ale także wspierają spekulacje o konieczności przejmowania lub dotowania kopalni. PGE może poza tym najmocniej odczuć osłabienie sentymentu inwestorów do sektora użyteczności publicznej w realnym scenariuszu wzrostu rentowności obligacji amerykańskich. W tym kontekście utrzymujemy rekomendację redukuje podnosząc jednocześnie wycenę z 17,80 PLN do 20,1 PLN na akcję.

Największy beneficjent szczytu klimatycznego?

PGE było jedną z najbardziej rosnących spółek w reakcji na postanowienia unijnego szczytu klimatycznego. Według naszych szacunków, mimo że jest to największy „brudny” wytwórca w regionie, to wartość bieżąca potencjalnych przepływów z darmowych uprawnień w relacji do kapitalizacji jest mniejsza niż w Tauronie czy Enei, które praktycznie nie zareagowały na te informacje. Nie do końca wiadomo również w jakim stopniu emisje z nowych bloków w Opolu będą uwzględnione w przydziałach (ich uruchomienie zaplanowano na koniec III-go okresu rozliczeniowego). Negatywnym sygnałem dla PGE jest także brak większej reakcji rynku CO₂, mimo zatwierdzenia ambitniejszych celów redukcji i potwierdzenia przez kraje UE chęci reformy systemu ETS z wprowadzeniem rezerwy stabilizacyjnej włącznie. Skuteczne ograniczenie nadpodaży na tym rynku zwiększyłoby bowiem wartość darmowych uprawnień będących do dyspozycji Spółki w okresie 2014-19 (ponad 120 mln ton).

Niskie ceny węgla podwójnym obciążeniem

PGE zużywa rocznie 6 mln ton węgla kamiennego w swoich elektrowniach i w ostatnich kwartałach korzystała z niższych cen tego paliwa (w 2H'14 fenomen ten straci już na sile z uwagi na obniżoną bazę). Utrzymujące się niskie notowania węgla to nie jest jednak dobra wiadomość dla Spółki, gdyż prawie 75% energii wytwarza ona w oparciu o własny węgiel brunatny i OZE, a więc praktycznie na kosztach stałych. Wzrosty cen paliwa na globalnych giełdach, podrażając koszt jednostkowy elektrowniom krajowym, mogłyby tymczasem zaowocować wzrostem notowań energii. Niestety na razie strukturalna nadpodaż wyklucza szybką realizację takiego scenariusza. Rodzi to dla PGE dodatkowe ryzyko polityczne związane z koniecznością wspierania sektora górniczego w Polsce, które już się materializuje chociażby poprzez przedpłaty za węgiel (0,4 mld PLN w 2Q). Jeśli dekonunktura przeciągnie się na przyszły rok to całkiem realne staną się scenariusze przejmowania upadających kopalni (przy obecnych warunkach każdy przejęty 1 mln ton wydobycia implikowałby ubytek wartości PGE o 0,2 PLN/akcję).

(mln PLN)	2012	2013	2014P	2015P	2016P
Przychody	30 481,1	30 144,9	27 589,5	27 975,9	28 694,7
EBITDA	7 310,1	8 017,8	8 017,3	7 326,0	7 460,5
marża EBITDA	24,0%	26,6%	29,1%	26,2%	26,0%
EBIT	4 377,8	5 060,4	4 986,8	4 264,5	4 305,3
Zysk netto	3 616,3	4 118,5	3 945,4	3 270,4	3 104,9
DPS	1,83	0,86	1,10	1,05	0,87
P/E	11,1	9,7	10,2	12,3	12,9
P/CE	6,1	5,7	5,7	6,3	6,4
P/BV	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8
EV/EBITDA	5,1	4,6	5,0	6,3	6,9
DYield	8,5%	4,0%	5,1%	4,9%	4,1%

Cena bieżąca	21,45 PLN
Cena docelowa	20,10 PLN
Kapitalizacja	40,1 mld PLN
Free float	16,7 mld PLN
Średni dzienny obrót (3 m-ce)	104,21 mln PLN

Struktura akcjonariatu

Skarb Państwa	58,39%
Pozostali	41,61%

Strategia dotycząca sektora

Ceny energii na rynku polskim odzwierciedlały do niedawna tendencje z rynku niemieckiego, ale w tym roku dzięki uruchomieniu mechanizmu operacyjnej rezerwy mocy korelacja została zerwana. Notowania na TGE domknęły historyczną lukę do EEX, a nawet pojawiła się premia. Oczekujemy, że taka sytuacja może się utrzymać nie tylko ze względu na regulacje, ale również strukturalne różnice (spadek rezerwy mocy) i ograniczone możliwości arbitrażu transgranicznego.

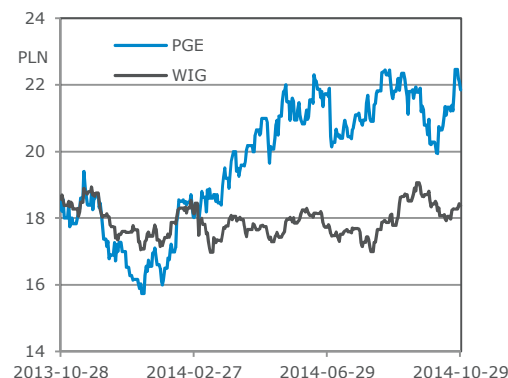
Profil spółki

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 57 TWh, co daje około 40% udział w krajowym rynku. Około 73% 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.

Ważne daty

13.11 – publikacja raportu za 3Q'2014

Kurs akcji PGE na tle WIG



Analityk:

Kamil Kliszc
+48 22 438 24 02
kamil.kluszcz@mdm.pl

Wycena

Wartość Spółki PGE kalkulujemy na podstawie modelu DCF i wyceny porównawczej. Cenę docelową akcji PGE szacujemy w perspektywie 9 m-cy na poziomie 20,1 PLN.

	waga	cena
Wycena porównawcza	50%	19,4
Wycena DCF	50%	18,3
cena wynikowa		18,9
cena docelowa za 9 m-cy		20,1

Wycena DCF

Założenia modelu DCF:

- Przepływy pieniężne dyskontujemy na koniec października 2014 r. Przy ustalaniu wartości firmy uwzględniamy kapitały mniejszości oraz dług netto na koniec 2013 roku powiększony o wypłaconą dywidendę.
- W wycenie bierzemy pod uwagę wartość posiadanych przez PGE aktywów pozaoperacyjnych, a więc akcje i obligacje Autostrady Wielkopolskiej (358 mln PLN).
- Wycenę korygujemy o zdyskontowane zobowiązania z tytułu rekompensat KDT w kwocie 624 mln PLN (wsparcie które Spółka będzie musiała oddać przy korekcie końcowej).
- Wycenę powiększamy o szacunkowy NPV darmowych uprawnień w latach 2020-30 przy cenie 6 EUR/t.
- W modelu uwzględniamy przedstawione poniżej założenia makroekonomiczne oraz plany inwestycyjne Spółki.
- Po roku 2023 zakładamy wzrost FCF na poziomie 2%. Ponadto przyjmujemy stopę wolną od ryzyka na poziomie 4,25%, a współczynnik beta na poziomie 0,9.

Dodatkowe założenia:

	2012	2013	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P
Cena energii EEX EUR/MWh	49,2	39,1	35,2	36,0	38,3	40,5	43,1	45,2	47,6	48,0	48,5	48,6
Cena energii w Polsce w PLN/MWh	200,0	185,0	160,0	167,0	171,4	174,9	183,4	186,6	195,6	206,1	208,0	209,8
Cena certyfikatu CO2 EUR/t	8,5	4,7	5,8	6,0	7,2	8,7	10,4	12,5	15,0	15,0	15,0	15,0
Cena węgla energetycznego PLN/t	292,4	254,9	257,8	262,9	268,2	273,6	273,6	273,6	273,6	273,6	273,6	273,6
PLN/USD średniorocznie	3,2	3,2	3,2	3,3	3,3	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
EUR/PLN średniorocznie	4,17	4,19	4,17	4,04	4,00	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90
Produkcja energii PGE (TWh)	57,1	57,0	54,6	55,8	55,5	56,1	62,7	73,8	74,4	73,6	73,7	73,8
węgiel brunatny	40,3	41,4	38,7	39,4	38,3	38,3	38,3	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5
węgiel kamienny	13,0	12,7	12,2	11,8	11,7	11,7	14,8	22,6	23,1	22,1	22,1	22,1
gaz ziemny	2,3	1,1	1,5	2,3	2,8	3,3	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6
woda	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
biomasa	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
wiatr	0,1	0,4	0,6	0,8	1,3	1,4	1,5	1,6	1,8	1,9	2,0	2,1

Model DCF

(mln PLN)	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2023+
Przychody ze sprzedaży	27 589	27 976	28 695	29 739	32 861	35 723	37 471	38 998	39 781	40 657	40 657
zmiana	-8,5%	1,4%	2,6%	3,6%	10,5%	8,7%	4,9%	4,1%	2,0%	2,2%	0,0%
EBITDA	8 017,3	7 326,0	7 460,5	7 526,5	8 384,1	8 538,9	8 700,2	8 466,6	8 709,7	9 008,6	9 008,6
marża EBITDA	29,1%	26,2%	26,0%	25,3%	25,5%	23,9%	23,2%	21,7%	21,9%	22,2%	22,2%
Amortyzacja	3 030,5	3 061,5	3 155,2	3 212,2	3 383,3	3 649,1	3 795,8	3 929,9	4 081,0	4 244,4	4 847,3
EBIT	4 986,8	4 264,5	4 305,3	4 314,3	5 000,8	4 889,8	4 904,4	4 536,7	4 628,7	4 764,2	4 161,2
marża EBIT	18,1%	15,2%	15,0%	14,5%	15,2%	13,7%	13,1%	11,6%	11,6%	11,7%	10,2%
Opodatkowanie EBIT	947,5	810,3	818,0	819,7	950,1	929,1	931,8	862,0	879,5	905,2	790,6
NOPLAT	4 039,3	3 454,2	3 487,3	3 494,6	4 050,6	3 960,7	3 972,6	3 674,7	3 749,2	3 859,0	3 370,6
CAPEX	-6 094	-10 573	-10 351	-8 574	-6 655	-4 970	-4 870	-4 860	-4 900	-4 847	-4 847
Kapitał obrotowy	-227,5	-44,4	204,4	187,9	-296,0	-271,5	-165,8	-144,8	-74,2	-83,2	-74,2
Inwestycje kapitałowe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
FCF	748,3	-4 101,6	-3 504,0	-1 679,4	483,3	2 368,1	2 732,6	2 599,6	2 856,3	3 172,9	3 296,4
WACC	8,1%	7,9%	7,7%	7,4%	7,3%	7,3%	7,4%	7,4%	7,5%	7,6%	7,9%
współczynnik dyskonta	98,7%	91,5%	85,0%	79,1%	73,8%	68,7%	64,0%	59,6%	55,4%	51,5%	51,5%
PV FCF	738,7	-3 754,1	-2 977,6	-1 328,9	356,4	1 627,2	1 748,2	1 548,1	1 582,6	1 634,4	
WACC	8,1%	7,9%	7,7%	7,4%	7,3%	7,3%	7,4%	7,4%	7,5%	7,6%	7,9%
Koszt długu	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%
Stopa wolna od ryzyka	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%
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	15,0%	20,0%	23,2%	30,2%	32,4%	31,5%	29,9%	29,5%	28,2%	26,4%	20,0%
Koszt kapitału własnego	8,8%	8,8%	8,8%	8,8%	8,8%	8,8%	8,8%	8,8%	8,8%	8,8%	8,8%
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

Wartość rezydualna (TV)

Zdyskontowana wartość rezydualna (PV TV)

Zdyskontowana wartość FCF w okresie prognozy

Wartość firmy (EV)

Dług netto 2013

Udziałowcy mniejszościowi

Aktywa pozaoperacyjne

Należności z tytułu KDT

Ostateczna wartość PGE

Liczba akcji (mln)

Wartość firmy na akcję (PLN)

9-cio miesięczny koszt kapitału własnego

Cena docelowa

EV/EBITDA('14) dla ceny docelowej

P/E('14) dla ceny docelowej

Udział TV w EV

2,0%

Analiza wrażliwości

56 344

29 023

1 175

30 198

-1 474

266

358

914

34 285

1 870

18,3

6,5%

19,5

4,4

9,3

96%

		Wzrost FCF w nieskończoności				
		0,0%	1,0%	2,0%	3,0%	4,0%
WACC +1,0 p.p.		13,9	15,3	17,1	19,5	22,9
WACC +0,5 p.p.		14,6	16,2	18,2	21,1	25,2
WACC		15,3	17,1	19,5	22,9	28,1
WACC -0,5 p.p.		16,2	18,2	21,1	25,2	31,9
WACC -1,0 p.p.		17,1	19,5	22,9	28,1	36,9

Wycena porównawcza

Wycenę mnożnikową przeprowadziliśmy dla wskaźników P/E i EV/EBITDA z horyzontem wyceny 2014-16. Dodatkowo wprowadziliśmy również wskaźnik średniej stopy dywidendy za lata 2015-16. W ramach grupy porównawczej umieściliśmy zarówno zintegrowane pionowo spółki energetyczne, jak i te koncentrujące swoją działalność przede wszystkim na regulowanej dystrybucji. W zestawieniu znajdują się podmioty zagraniczne oraz krajowe, o dużym stopniu zróżnicowania jeśli chodzi o

źródła wytwórcze (paliwa, poziom emisji, wiek mocy zainstalowanej), jak i udział poszczególnych obszarów aktywności w skonsolidowanych wynikach. W ostatecznej wycenie przyjęliśmy jednakowe wagi dla mnożników i poszczególnych lat prognozy. Dane finansowe PGE i Enei na potrzeby kalkulacji wskaźników korygujemy o wielkość przychodów z rekompensat KDT. W wycenie wskaźnikowej Energi skorygowaliśmy zyski z lat 2014-15 o poziom przychodów z zielonych certyfikatów w elektrowniach wodnych z uwagi na fakt, że zakładamy ich brak począwszy od roku 2016.

Analiza porównawcza

	Cena	P/E				EV/EBITDA				Dywid 2015- 16
		2013	2014P	2015P	2016P	2013	2014P	2015P	2016P	
EDF	23,01	12,4	11,2	10,8	10,7	5,0	4,9	4,9	4,8	5,6%
EDP	3,34	12,2	13,2	12,9	12,0	9,1	9,1	8,7	8,1	5,7%
ENDESA	15,13	9,1	10,4	12,4	11,3	3,9	5,0	6,4	5,8	7,1%
ENEL	3,92	12,5	12,3	11,6	11,0	5,9	6,0	5,9	5,8	4,4%
EON	13,25	11,1	14,6	14,1	14,0	5,4	5,6	5,4	5,3	4,0%
RWE	27,58	7,1	12,8	12,7	13,2	3,7	4,8	4,5	4,3	3,7%
CEZ	606,90	9,1	10,9	13,0	15,6	6,9	7,1	7,7	8,2	5,1%
ENEA	16,00	9,9	10,1	9,3	9,7	3,7	5,3	5,6	6,3	3,2%
ENERGA	24,66	13,4	10,4	11,1	14,0	6,7	5,9	6,1	6,9	5,5%
TAURON	5,17	6,9	7,7	8,0	8,3	3,9	4,4	5,0	5,3	3,2%
Maksimum		13,4	14,6	14,1	15,6	9,1	9,1	8,7	8,2	7,1%
Minimum		6,9	7,7	8,0	8,3	3,7	4,4	4,5	4,3	3,2%
Mediana		10,5	11,1	12,0	11,6	5,2	5,4	5,8	5,8	4,7%
PGE	21,45	10,4	15,2	12,9	13,3	4,8	6,2	6,5	7,0	4,5%
(premia / dyskonto) do mediany		-1,4%	37,1%	7,3%	14,1%	-8,2%	14,2%	12,1%	21,1%	-4,8%
Implikowana wycena										
Mediana		10,5	11,1	12,0	11,6	5,2	5,4	5,8	5,8	4,7%
Waga wskaźnika				33,3%				33,3%		33,3%
Waga roku		0,0%	33,3%	33,3%	33,3%	0,0%	33,3%	33,3%	33,3%	
Implikowana wartość PGE (PLN)		19,4								

Rachunek wyników

(mln PLN)	2011	2012	2013	2014P	2015P	2016P	2017P
Przychody ze sprzedaży	28 111,4	30 481,1	30 144,9	27 589,5	27 975,9	28 694,7	29 739,4
zmiana	37,3%	8,4%	-1,1%	-8,5%	1,4%	2,6%	3,6%
w tym KDT	439,5	1 327,3	300,8	1 412,0	200,0	100,0	0,0
EBIT, w tym	4 090,3	4 377,8	5 060,4	4 986,8	4 264,5	4 305,3	4 314,3
Wydobycie i wytwarzanie	2 953,5	2 520,6	2 184,2	3 258,1	2 269,4	2 248,9	2 087,7
Energetyka odnawialna	87,0	102,6	188,0	202,0	263,1	346,0	383,9
Dystrybucja energii	703,3	1 029,0	1 221,2	1 244,5	1 212,5	1 187,5	1 318,8
Sprzedaż hurtowa	178,6	554,5	965,0	498,0	499,3	499,0	499,7
Sprzedaż detaliczna	112,7	218,7	279,6	-245,0	19,2	19,6	20,0
Pozostałe i korekty kons.	55,1	-47,6	222,5	29,2	0,9	4,2	4,2
EBIT	4 090,3	4 377,8	5 060,4	4 986,8	4 264,5	4 305,3	4 314,3
zmiana	-1,4%	7,0%	15,6%	-1,5%	-14,5%	1,0%	0,2%
marża EBIT	14,6%	14,4%	16,8%	18,1%	15,2%	15,0%	14,5%
Wynik na działalności finansowej	1 846,5	245,8	-0,3	-105,9	-219,7	-464,7	-692,4
Wynik zdarzeń nadzwyczajnych	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pozostałe	174,4	-13,6	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0
Zysk brutto	6 111,2	4 610,0	5 059,2	4 880,0	4 043,8	3 839,5	3 621,0
Podatek dochodowy	1 184,2	966,1	916,0	927,2	768,3	729,5	688,0
Udziałowcy mniejszościowi	36,0	27,9	24,7	7,4	5,1	5,1	4,7
Zysk z działalności zaniechanej	1,7	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Zysk netto	4 892,7	3 616,3	4 118,5	3 945,4	3 270,4	3 104,9	2 928,3
zmiana	63,6%	-26,1%	13,9%	-4,2%	-17,1%	-5,1%	-5,7%
marża	17,4%	11,9%	13,7%	14,3%	11,7%	10,8%	9,8%
Amortyzacja	2 710,6	2 932,4	2 957,3	3 030,5	3 061,5	3 155,2	3 212,2
EBITDA	6 800,9	7 310,1	8 017,8	8 017,3	7 326,0	7 460,5	7 526,5
zmiana	-0,1%	7,5%	9,7%	0,0%	-8,6%	1,8%	0,9%
marża EBITDA	24,2%	24,0%	26,6%	29,1%	26,2%	26,0%	25,3%
Liczba akcji na koniec roku (mln)	1 869,8	1 869,8	1 869,8	1 869,8	1 869,8	1 869,8	1 869,8
EPS	2,6	1,9	2,2	2,1	1,7	1,7	1,6
CEPS	4,1	3,5	3,8	3,7	3,4	3,3	3,3
ROAE	12,6%	8,9%	9,8%	8,9%	7,1%	6,6%	6,0%
ROAA	8,7%	6,3%	7,0%	6,3%	4,8%	4,1%	3,6%

Bilans

(mln PLN)	2011	2012	2013	2014P	2015P	2016P	2017P
AKTYWA	58 762,6	56 703,6	60 751,3	63 963,0	71 530,8	78 544,4	83 750,7
Majątek trwały	44 444,9	45 406,7	47 738,2	50 801,7	58 313,2	65 508,8	70 870,6
Rzeczowe aktywa trwałe	42 974,8	43 738,3	45 626,3	48 688,1	56 214,5	63 437,7	68 798,7
Wartości niematerialne i prawne	216,9	512,8	717,8	719,5	704,6	677,0	677,8
Udziały w innych podmiotach	55,1	40,5	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
Pozostałe aktywa trwałe	1 198,1	1 115,2	1 385,1	1 385,1	1 385,1	1 385,1	1 385,1
Majątek obrotowy	14 317,7	11 296,9	13 013,1	13 161,3	13 217,7	13 035,6	12 880,1
Zapasy	1 305,3	2 199,9	1 683,7	1 541,0	1 562,6	1 602,7	1 661,1
Należności krótkoterminowe	1 767,7	1 894,7	2 192,1	2 483,1	2 517,8	2 295,6	2 081,8
Pozostałe aktywa obrotowe	5 085,4	2 406,8	3 185,3	3 185,3	3 185,3	3 185,3	3 185,3
Środki pieniężne i ich ekwiwalent	6 159,2	4 795,5	5 952,0	5 952,0	5 952,0	5 952,0	5 952,0
(mln PLN)	2011	2012	2013	2014P	2015P	2016P	2017P
PASYWA	58 762,6	56 703,6	60 751,3	63 963,0	71 530,8	78 544,4	83 750,7
Kapitał własny	40 699,6	40 716,9	43 381,9	45 271,6	46 572,6	48 045,3	49 423,9
Kapitał akcyjny	18 697,8	18 697,6	18 697,6	18 697,6	18 697,6	18 697,6	18 697,6
Pozostałe kapitały własne	22 001,8	22 019,3	24 684,3	26 573,9	27 875,0	29 347,7	30 726,3
Kapitał mniejszości	414,0	294,4	266,3	273,7	278,8	283,9	288,6
Zobowiązania długoterminowe	7 275,6	8 474,9	9 312,5	10 121,7	15 063,2	19 422,6	22 419,8
Pożyczki i kredyty	1 341,4	1 085,2	1 993,9	4 203,0	9 144,5	13 503,9	16 501,1
Pozostałe	5 934,3	7 389,6	7 318,7	5 918,7	5 918,7	5 918,7	5 918,7
Zobowiązania krótkoterminowe	10 373,4	7 217,4	7 790,5	8 296,1	9 616,2	10 792,6	11 618,4
Pożyczki i kredyty	697,7	811,4	527,8	1 112,7	2 420,8	3 574,9	4 368,3
Zobowiązania handlowe	1 117,2	1 201,9	934,8	855,6	867,6	889,9	922,3
Pozostałe	8 558,6	5 204,1	6 327,8	6 327,8	6 327,8	6 327,8	6 327,8
Dług	2 039,0	1 896,7	2 521,7	5 315,7	11 565,3	17 078,8	20 869,4
Dług netto	-4 120,2	-2 898,8	-3 430,3	-636,3	5 613,4	11 126,8	14 917,4
(Dług netto / Kapitał własny)	-10,1%	-7,1%	-7,9%	-1,4%	12,1%	23,2%	30,2%
(Dług netto / EBITDA)	-0,6	-0,4	-0,4	-0,1	0,8	1,5	2,0
BVPS	21,8	21,8	23,2	24,2	24,9	25,7	26,4

Przepływy pieniężne

(mln PLN)	2011	2012	2013	2014P	2015P	2016P	2017P
Przepływy operacyjne	6 942,0	7 410,9	7 941,3	5 462,6	6 513,3	6 935,4	7 026,4
Zysk netto	4 892,7	3 616,3	4 118,5	3 945,4	3 270,4	3 104,9	2 928,3
Amortyzacja	2 710,6	2 932,4	2 957,3	3 030,5	3 061,5	3 155,2	3 212,2
Kapitał obrotowy	1 036,4	-1 271,8	264,7	-227,5	-44,4	204,4	187,9
Pozostałe	-1697,6	2134,1	600,7	-1285,8	225,8	470,8	698,1
Przepływy inwestycyjne	-3 326,7	-2 519,0	-5 716,9	-5 839,8	-10 255,4	-10 017,6	-8 240,7
CAPEX	-4 519,0	-4 967,5	-4 618,9	-6 094,0	-10 572,9	-10 350,9	-8 574,0
Pozostałe	1192,3	2448,5	-1098,1	254,2	317,5	333,3	333,3
Przepływy finansowe	-2 311,3	-4 142,8	-1 066,6	377,2	3 742,2	3 082,2	1 214,3
Emisja akcji	0,0	11,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dług	-851,0	-691,0	613,4	2 794,0	6 249,7	5 513,5	3 790,6
Dywidenda (buy-back)	-1 410,5	-3 421,7	-1 608,0	-2 056,8	-1 970,3	-1 633,2	-1 550,6
Pozostałe	-49,8	-41,2	-71,9	-360,0	-537,2	-798,1	-1025,7
Zmiana stanu środków pieniężnych	1 304,0	749,0	1 157,7	0,0	0,0	0,0	0,0
Środki pieniężne na koniec okresu	4 040,9	4 789,9	5 947,6	5 947,6	5 947,6	5 947,6	5 947,6
DPS (PLN)	0,75	1,83	0,86	1,10	1,05	0,87	0,83
FCF	2 134,1	104,7	2 747,6	768,6	-4 059,7	-3 415,5	-1 547,6
(CAPEX / Przychody ze sprzedaży)	16,1%	16,3%	15,3%	22,1%	37,8%	36,1%	28,8%

Wskaźniki rynkowe

	2011	2012	2013	2014P	2015P	2016P	2017P
P/E	8,2	11,1	9,7	10,2	12,3	12,9	13,7
P/CE	5,3	6,1	5,7	5,7	6,3	6,4	6,5
P/BV	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8
P/S	1,4	1,3	1,3	1,5	1,4	0,0	0,0
FCF/EV	5,9%	0,3%	7,4%	1,9%	-8,8%	-6,6%	-2,8%
EV/EBITDA	5,4	5,1	4,6	5,0	6,3	6,9	7,3
EV/EBIT	8,9	8,6	7,3	8,0	10,8	12,0	12,8
EV/S	1,3	1,2	1,2	1,4	1,6	1,8	1,9
DYield	3,5%	8,5%	4,0%	5,1%	4,9%	4,1%	3,9%
Cena (PLN)	21,45						
Liczba akcji na koniec roku (mln)	1869,8	1869,8	1869,8	1869,8	1869,8	1869,8	1869,8
MC (mln PLN)	40 106,9	40 106,9	40 106,9	40 106,9	40 106,9	40 106,9	40 106,9
Kapitał udziałowców mniej. (mln PLN)	414,0	294,4	266,3	273,7	278,8	283,9	288,6
EV (mln PLN)	36 400,6	37 502,4	36 942,9	39 744,3	45 999,1	51 517,6	55 312,9

piątek, 31 października 2014 | aktualizacja raportu

Tauron: kupuj (podtrzymana)

TPE PW; TPE.WA | Energetyka, Polska

Rynek mocy może zmienić postrzeganie

Tauron systematycznie od wielu kwartałów pozytywnie zaskakuje wynikami, co stymuluje kolejne rewizje konsensusu, ale niestety nie przekłada się na zachowanie kursu, który odstaje od branżowych liderów tegorocznych wzrostów. Oczywiście jest to związane z mniej atrakcyjnym profilem dywidendowym. Naszym zdaniem ten imperatyw popytowy może w najbliższych miesiącach wygasać na rzecz selekcji opartej o analizę przyszłych wyników finansowych, szczególnie że dyskutowane mechanizmy mocowe mogą zmienić zupełnie optykę w obszarze wytwarzania. Uwzględniając zmiany w metodologii wyceny porównawczej obniżamy nieznacznie naszą cenę docelową z 6,21 PLN na 6,0 PLN, ale **podtrzymujemy rekomendację kupuj**.

Niskie koszty odsetkowe

Niskie stopy procentowe i utrzymujący się wysoki popyt na obligacje korporacyjne skutkują systematycznym spadkiem kosztów finansowania (marża powyżej WIBOR na ostatniej wyemitowanej transzy była niższa niż 100 bps), które obecnie kształtują się już nawet poniżej 3%. Tauron około 50% długu brutto ma obecnie zabezpieczone poprzez IRS, ale w ciągu najbliższego roku zapewne podwoi zadłużenie, co oznacza że będzie beneficjentem wspomnianych trendów. Oszczędności w stosunku do dotychczasowych oczekiwań można szacować na poziomie 50 mln PLN.

Sprzedaż farm wiatrowych na początku 2015?

Tauron pracuje nad wydzieleniem działających farm wiatrowych do osobnej spółki. Następnym krokiem miałyby być sprzedaż większościowego pakietu w tym podmiocie z opcją jego odkupienia za kilka lat. Według naszych szacunków wspomniane farmy wiatrowe generują około 120 mln PLN EBITDA i około 50 mln PLN zysku netto. Kluczowym parametrem dla kupującego będzie implikowana stopa dywidendy (Tauron zagwarantuje odbiór energii i zielonych certyfikatów po określonych cenach). W przypadku yieldu w przedziale 5%-6% wycena całej spółki wiatrowej sięgałaby 0,8-1,0 mld PLN. Tauron pozyskałby w ten sposób finansowanie na dalszy rozwój OZE, a jednocześnie transakcja poprawiłaby wskaźniki wyceny koncernu, gdyż wskaźniki EV/EBITDA i P/E implikowane przez transakcję byłyby znacznie wyższe niż te, przy których Spółka jest dziś notowana.

Co dalej w sprawie rynku mocy?

Tauron jest głównym beneficjentem mechanizmu operacyjnej rezerwy mocy, a tegoroczne przychody z tego tytułu można szacować na 270 mln PLN. Dodatkowo w 2016 roku Spółka otrzyma około 70 mln PLN w ramach rezerwy zimnej. Kluczową kwestią dla postrzegania koncernu w kolejnych latach (podobnie jak dla pozostałych podmiotów realizujących duże inwestycje) mogą być jednak dyskutowane obecnie rozwiązania o docelowym kształcie rynku mocy w Polsce. Jeśli rzeczywiście zaaplikowany zostałby model niemiecki, to być może ujemne NPV projektów uwzględniane w wycenach spółek przestałyby obciążać notowania. Zwracamy uwagę, że według naszych szacunków opartych o waluację metodą sumy części, wspomniany ujemny komponent uwzględniany przez inwestorów w przypadku Tauronu sięga kilka mld PLN.

(mln PLN)	2012	2013	2014P	2015P	2016P
Przychody	24 753,0	19 131,1	18 018,6	18 749,6	19 239,0
EBITDA	3 851,6	3 661,5	3 597,6	3 790,6	3 949,7
marża EBITDA	15,6%	19,1%	20,0%	20,2%	20,5%
EBIT	2 165,1	1 934,1	1 798,1	1 842,0	1 957,9
Zysk netto	1 476,4	1 308,3	1 173,4	1 138,9	1 091,5
DPS	0,31	0,20	0,19	0,17	0,16
P/E	6,1	6,9	7,7	8,0	8,3
P/CE	2,9	3,0	3,0	2,9	2,9
P/BV	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5
EV/EBITDA	3,6	4,0	4,4	5,0	5,3
DYield	6,0%	3,9%	3,7%	3,2%	3,1%

Cena bieżąca	5,17 PLN
Cena docelowa	6,00 PLN
Kapitalizacja	9,0 mld PLN
Free float	5,4 mld PLN
Średni dzienny obrót (3 m-ce)	27,89 mln PLN

Struktura akcjonariatu

Skarb Państwa	30,06%
KGHM	10,39%
ING OFE	6,85%
Pozostali	52,70%

Strategia dotycząca sektora

Ceny energii na rynku polskim odzwierciedlały do niedawna tendencje z rynku niemieckiego, ale w tym roku dzięki uruchomieniu mechanizmu operacyjnej rezerwy mocy korelacja została zerwana. Notowania na TGE domknęły historyczną lukę do EEX, a nawet pojawiła się premia. Oczekujemy, że taka sytuacja może się utrzymać nie tylko ze względu na regulacje, ale również strukturalne różnice (spadek rezerwy mocy) i ograniczone możliwości arbitrażu transgranicznego.

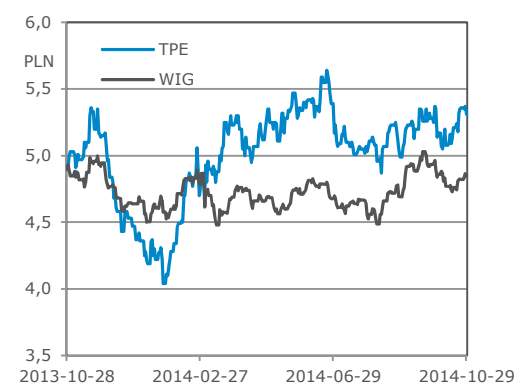
Profil spółki

Tauron to drugi pod względem wielkości zintegrowany koncern energetyczny w Polsce z potencjałem wytwórczym na poziomie 5,4 GW i wydobywaniem węgla przekraczającym 5 mln ton rocznie. Koncern jest największym sprzedawcą detalicznym w Polsce i dostarcza klientom końcowym ponad 41 TWh energii elektrycznej w skali roku. Spółka posiada także infrastrukturę dystrybucyjną, poprzez którą w 2013 roku przesłano prawie 48 TWh energii.

Ważne daty

13.11- publikacja raportu za 3Q'2014

Kurs akcji Tauron na tle WIG



Analityk:

Kamil Kliszcz
+48 22 438 24 02
kamil.klisczcz@mdm.pl

Wycena

Wartość Spółki Tauron kalkulujemy na podstawie modelu DCF i wyceny porównawczej. Cenę docelową akcji Tauron szacujemy w perspektywie 9-mcy na poziomie 6,0 PLN.

	waga	cena
Wycena porównawcza	50%	6,2
Wycena DCF	50%	4,9
cena wynikowa		5,6
cena docelowa za 9 m-cy		6,0

Wycena DCF

Założenia modelu DCF:

- Przepływy pieniężne dyskontujemy na koniec października 2014 r. Przy ustalaniu wartości firmy uwzględniamy kapitały mniejszości oraz dług netto na koniec 2013 roku powiększony o wypłaconą dywidendę. Kapitały mniejszości korygujemy jednak o efekt ostatniej akwizycji udziałów w PKW.
- Wycenę powiększamy o szacunkowe NPV darmowych uprawnień za lata 2020-30 przy cenie 6 EUR/t.
- W modelu uwzględniamy przedstawione poniżej założenia makroekonomiczne oraz plany inwestycyjne Spółki.
- Po roku 2023 zakładamy wzrost FCF na poziomie 2%. Ponadto przyjmujemy stopę wolną od ryzyka na poziomie 4,25%, a współczynnik beta na poziomie 0,9.

Dodatkowe założenia:

	2012	2013	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P
Cena energii EEX EUR/MWh	49,2	39,1	35,2	36,0	38,3	40,5	43,1	45,2	47,6	48,0	48,5	48,6
Cena energii w Polsce w PLN/MWh	200,0	185,0	160,0	167,0	171,4	174,9	183,4	186,6	195,6	206,1	208,0	209,8
Cena certyfikatu CO2 EUR/t	8,5	4,7	5,8	6,0	7,2	8,7	10,4	12,5	15,0	15,0	15,0	15,0
Cena zielonego certyfikatu w PLN/MWh	250,3	164,5	185,0	200,0	250,0	262,5	275,6	280,0	280,0	280,0	280,0	280,0
Cena węgla w PKW PLN/t	265,3	256,4	241,9	243,3	258,9	261,2	256,9	256,9	256,9	256,9	256,9	256,9
PLN/USD średniorocznie	3,25	3,16	3,17	3,31	3,33	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15
EUR/PLN średniorocznie	4,17	4,19	4,17	4,04	4,00	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90
Produkcja energii netto (TWh)	19,1	19,4	14,3	16,0	15,7	16,6	18,5	26,2	26,2	26,4	26,5	26,6
węgiel kamienny	17,9	18,0	12,4	13,0	11,8	12,6	12,6	18,5	18,4	18,9	18,9	18,9
biomasa	0,8	0,8	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	0,7	0,7	0,7
gaz ziemny	0,0	0,0	0,0	0,9	1,8	1,8	3,5	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
wiatr	0,1	0,2	0,4	0,5	0,6	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4
woda	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Wolumen sprzedaży energii (TWh)	44,7	41,3	41,3	41,9	42,5	43,2	43,8	44,5	45,2	45,8	46,5	47,2
WRA w dystrybucji (mld PLN)	13,7	14,2	14,9	15,6	16,3	16,4	16,4	16,5	16,5	16,5	16,6	16,6

Model DCF

(mln PLN)	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2023+
Przychody ze sprzedaży	18 019	18 750	19 239	19 817	20 622	21 380	22 067	22 810	23 208	23 614	23 614
zmiana	-5,8%	4,1%	2,6%	3,0%	4,1%	3,7%	3,2%	3,4%	1,7%	1,7%	0,0%
EBITDA	3 597,6	3 790,6	3 949,7	4 153,4	4 525,8	4 584,9	4 636,9	4 745,9	4 820,9	4 899,6	4 899,6
marża EBITDA	20,0%	20,2%	20,5%	21,0%	21,9%	21,4%	21,0%	20,8%	20,8%	20,7%	20,7%
Amortyzacja	1 799,5	1 948,6	1 991,8	2 038,5	2 045,2	2 278,3	2 346,5	2 420,8	2 509,1	2 593,3	3 006,5
EBIT	1 798,1	1 842,0	1 957,9	2 114,9	2 480,6	2 306,6	2 290,3	2 325,1	2 311,8	2 306,3	1 893,1
marża EBIT	10,0%	9,8%	10,2%	10,7%	12,0%	10,8%	10,4%	10,2%	10,0%	9,8%	8,0%
Opodatkowanie EBIT	341,6	350,0	372,0	401,8	471,3	438,2	435,2	441,8	439,2	438,2	359,7
NOPLAT	1 456,5	1 492,0	1 585,9	1 713,1	2 009,3	1 868,3	1 855,2	1 883,3	1 872,6	1 868,1	1 533,4
CAPEX	-4 333,9	-5 888,3	-4 771,4	-4 022,2	-3 927,5	-2 910,0	-2 953,9	-2 944,9	-3 006,5	-3 049,5	-3 006,5
Kapitał obrotowy	36,1	-23,7	-15,9	-18,7	-26,1	-24,6	-22,3	-24,1	-12,9	-13,2	-13,2
Inwestycje kapitałowe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
FCF	-1 041,8	-2 471,4	-1 209,6	-289,3	100,9	1 212,1	1 225,5	1 335,1	1 362,3	1 398,7	1 520,3
WACC	7,1%	6,4%	6,1%	6,0%	6,1%	6,3%	6,6%	6,9%	7,1%	7,3%	7,9%
współczynnik dyskonta	98,9%	92,9%	87,6%	82,7%	78,0%	73,3%	68,8%	64,4%	60,1%	56,0%	56,0%
PV FCF	-1 030,0	-2 296,4	-1 059,8	-239,2	78,7	888,6	842,8	859,3	818,6	783,1	
WACC	7,1%	6,4%	6,1%	6,0%	6,1%	6,3%	6,6%	6,9%	7,1%	7,3%	7,9%
Koszt długu	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%
Stopa wolna od ryzyka	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%
Premia za ryzyko	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Efektywna stopa podatkowa	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%
Dług netto / EV	37,5%	52,1%	60,0%	62,0%	59,8%	53,6%	47,8%	42,1%	36,6%	31,4%	20,0%
Koszt kapitału własnego	8,8%	8,8%	8,8%	8,8%	8,8%	8,8%	8,8%	8,8%	8,8%	8,8%	8,8%
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

Wartość rezydualna (TV)

Zdyskontowana wartość rezydualna (PV TV)

Zdyskontowana wartość FCF w okresie prognozy

Wartość firmy (EV)

Dług netto 2013

Udziałowcy mniejszościowi

Ostateczna wartość Grupy Tauron

Liczba akcji (mln)

Wartość firmy na akcję (PLN)

9-cio miesięczny koszt kapitału własnego

Cena docelowa

2,0%

Analiza wrażliwości

25 985		Wzrost FCF w nieskończoności				
14 548		0,0%	1,0%	2,0%	3,0%	4,0%
-354	WACC +1,0 p.p.	2,27	3,01	3,98	5,27	7,09
14 193	WACC +0,5 p.p.	2,62	3,46	4,57	6,10	8,32
5 481	WACC	3,01	3,98	5,27	7,09	9,87
56	WACC -0,5 p.p.	3,46	4,57	6,10	8,32	11,88
8 656	WACC -1,0 p.p.	3,98	5,27	7,09	9,87	14,59
1 752,5						
4,94						
6,7%						
5,27						

EV/EBITDA('14) dla wyceny DCF

4,1

P/E('14) dla wyceny DCF

7,9

Udział TV w EV

102%

Wycena porównawcza

Wycenę mnożnikową przeprowadziliśmy dla wskaźników P/E i EV/EBITDA z horyzontem wyceny 2014-16. Dodatkowo wprowadziliśmy również wskaźnik średniej stopy dywidendy za lata 2015-16. W ramach grupy porównawczej umieściliśmy zarówno zintegrowane pionowo spółki energetyczne, jak i te koncentrujące swoją działalność przede wszystkim na regulowanej dystrybucji. W zestawieniu znajdują się podmioty zagraniczne oraz krajowe, o dużym stopniu zróżnicowania jeśli chodzi o

źródła wytwórcze (paliwa, poziom emisji, wiek mocy zainstalowanej), jak i udział poszczególnych obszarów aktywności w skonsolidowanych wynikach. W ostatecznej wycenie przyjęliśmy jednakowe wagi dla mnożników i poszczególnych lat prognozy. Dane finansowe PGE i Enei na potrzeby kalkulacji wskaźników korygujemy o wielkość przychodów z rekompensat KDT. W wycenie wskaźnikowej Energi skorygowaliśmy zyski z lat 2014-15 o poziom przychodów z zielonych certyfikatów w elektrowniach wodnych z uwagi na fakt, że zakładamy ich brak począwszy od roku 2016.

Analiza porównawcza

	Cena	P/E				EV/EBITDA				Dywid 2015-16
		2013	2014P	2015P	2016P	2013	2014P	2015P	2016P	
EDF	23,01	12,4	11,2	10,8	10,7	5,0	4,9	4,9	4,8	5,6%
EDP	3,34	12,2	13,2	12,9	12,0	9,1	9,1	8,7	8,1	5,7%
ENDESA	15,13	9,1	10,4	12,4	11,3	3,9	5,0	6,4	5,8	7,1%
ENEL	3,92	12,5	12,3	11,6	11,0	5,9	6,0	5,9	5,8	4,4%
EON	13,25	11,1	14,6	14,1	14,0	5,4	5,6	5,4	5,3	4,0%
RWE	27,58	7,1	12,8	12,7	13,2	3,7	4,8	4,5	4,3	3,7%
CEZ	606,90	9,1	10,9	13,0	15,6	6,9	7,1	7,7	8,2	5,1%
ENEA	16,00	9,9	10,1	9,3	9,7	3,7	5,3	5,6	6,3	3,2%
ENERGA	24,66	13,4	10,4	11,1	14,0	6,7	5,9	6,1	6,9	5,5%
PGE	21,45	10,4	15,2	12,9	13,3	4,8	6,2	6,5	7,0	4,5%
Maksimum		13,4	15,2	14,1	15,6	9,1	9,1	8,7	8,2	7,1%
Minimum		7,1	10,1	9,3	9,7	3,7	4,8	4,5	4,3	3,2%
Mediana		10,7	11,8	12,5	12,6	5,2	5,7	6,0	6,0	4,8%
TAURON	5,17	6,9	7,7	8,0	8,3	4,0	4,4	5,0	5,3	3,2%
(premia / dyskonto) do mediany		-35,5%	-34,3%	-36,6%	-33,9%	-25,3%	-22,5%	-16,1%	-11,6%	-33,2%
Implikowana wycena										
Mediana		10,7	11,8	12,5	12,6	5,2	5,7	6,0	6,0	4,8%
Waga wskaźnika		33,3%				33,3%				33,3%
Waga roku		0,0%	33,3%	33,3%	33,3%	0,0%	33,3%	33,3%	33,3%	
Implikowana wartość TAURON (PLN)		6,23								

Rachunek wyników

(mln PLN)	2011	2012	2013	2014P	2015P	2016P	2017P
Przychody ze sprzedaży	20 755,2	24 753,0	19 131,1	18 018,6	18 749,6	19 239,0	19 816,9
zmiana	34,5%	19,3%	-22,7%	-5,8%	4,1%	2,6%	3,0%
w tym KDT	414,8	567,0	-18,9	0,0	0,0	0,0	0,0
EBIT, w tym	1 645,5	2 165,1	1 934,1	1 798,1	1 842,0	1 957,9	2 114,9
Wydobycie	11,2	174,9	65,8	-49,8	-36,2	40,9	109,2
Wytwarzanie energii	513,0	272,3	-475,5	-254,4	-167,4	-127,5	-191,7
Energetyka odnawialna	100,6	103,9	93,0	117,5	157,1	170,6	206,5
Dystrybucja energii	637,1	1 077,4	1 295,6	1 291,9	1 331,1	1 305,3	1 411,5
Segment obrotu	263,5	452,1	864,6	569,8	468,4	476,0	483,6
Ciepło	160,6	169,8	127,4	157,2	125,0	129,0	133,1
Obsługa klienta	10,0	12,0	26,8	53,9	55,7	57,6	59,6
Pozostała działalność	29,1	34,0	10,8	11,2	11,5	11,9	12,3
Pozycje nieprzypisane	-79,7	-131,3	-74,5	-99,1	-103,1	-105,8	-109,0
EBIT	1 645,5	2 165,1	1 934,1	1 798,1	1 842,0	1 957,9	2 114,9
zmiana	17,6%	31,6%	-10,7%	-7,0%	2,4%	6,3%	8,0%
marża EBIT	7,9%	8,7%	10,1%	10,0%	9,8%	10,2%	10,7%
Wynik na działalności finansowej	-44,5	-215,8	-247,7	-346,7	-433,2	-607,7	-624,6
Wynik zdarzeń nadzwyczajnych	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pozostałe	-1,0	-1,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7
Zysk brutto	1 600,0	1 947,6	1 683,6	1 448,7	1 406,1	1 347,5	1 487,6
Podatek dochodowy	333,0	396,8	337,1	275,2	267,2	256,0	282,6
Udziałowcy mniejszościowi	21,8	74,4	38,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Zysk z działalności zaniechanej	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Zysk netto	1 245,1	1 476,4	1 308,3	1 173,4	1 138,9	1 091,5	1 205,0
zmiana	45,0%	18,6%	-11,4%	-10,3%	-2,9%	-4,2%	10,4%
marża	6,0%	6,0%	6,8%	6,5%	6,1%	5,7%	6,1%
Amortyzacja	1 411,1	1 686,5	1 727,4	1 799,5	1 948,6	1 991,8	2 038,5
EBITDA	3 056,6	3 851,6	3 661,5	3 597,6	3 790,6	3 949,7	4 153,4
zmiana	10,8%	26,0%	-4,9%	-1,7%	5,4%	4,2%	5,2%
marża EBITDA	14,7%	15,6%	19,1%	20,0%	20,2%	20,5%	21,0%
Liczba akcji na koniec roku (mln)	1 752,5	1 752,5	1 752,5	1 752,5	1 752,5	1 752,5	1 752,5
EPS	0,7	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,7
CEPS	1,5	1,8	1,7	1,7	1,8	1,8	1,9
ROAE	8,2%	9,2%	7,8%	6,6%	6,1%	5,6%	5,9%
ROAA	4,8%	4,9%	4,1%	3,5%	3,1%	2,7%	2,8%

Bilans

(mln PLN)	2011	2012	2013	2014P	2015P	2016P	2017P
AKTYWA	28 527,0	31 273,7	32 355,6	34 426,2	38 466,9	41 314,2	43 377,7
Majątek trwały	23 416,8	25 471,2	27 567,0	29 791,4	33 731,1	36 510,8	38 494,4
Rzeczowe aktywa trwałe	22 475,6	23 300,6	25 127,6	27 758,8	31 837,7	34 715,3	36 800,0
Wartości niematerialne i prawne	560,3	1 429,3	1 407,1	1 310,2	1 171,1	1 073,1	972,1
Pozostałe aktywa finansowe	193,1	305,4	587,2	277,2	277,2	277,2	277,2
Pozostałe aktywa niefinansowe	144,9	359,7	354,7	354,7	354,7	354,7	354,7
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	20,1	24,1	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0
Majątek obrotowy	5 110,2	5 802,4	4 788,6	4 634,8	4 735,8	4 803,5	4 883,3
Zapasy	574,8	708,3	509,2	479,6	499,1	512,1	527,5
Należności z tytułu dostaw	2 743,3	3 036,7	2 134,6	2 010,5	2 092,1	2 146,7	2 211,2
Pozostałe aktywa obrotowe	1 277,5	990,3	1 474,7	1 474,7	1 474,7	1 474,7	1 474,7
Aktywa przeznaczone do sprzedaży	9,0	36,2	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0
Środki pieniężne i ich ekwiwalent*	505,7	1 030,9	636,9	636,9	636,9	636,9	636,9

(mln PLN)	2011	2012	2013	2014P	2015P	2016P	2017P
PASYWA	28 527,0	31 273,7	32 355,6	34 426,2	38 466,9	41 314,2	43 377,7
Kapitał własny	15 632,3	16 306,7	17 327,2	18 240,3	19 088,6	19 898,0	20 887,4
Kapitał akcyjny	8 762,7	8 762,7	8 762,7	8 762,7	8 762,7	8 762,7	8 762,7
Pozostałe kapitały własne	6 869,6	7 543,9	8 564,4	9 477,6	10 325,8	11 135,3	12 124,7

Kapitał mniejszości	454,9	493,3	466,3	55,8	55,8	55,8	55,8
---------------------	-------	-------	-------	------	------	------	------

Zobowiązania długoterminowe	7 597,1	9 081,2	9 304,3	10 907,1	13 869,0	15 757,3	16 720,5
Pożyczki i kredyty	4 251,9	5 222,9	5 500,5	7 103,3	10 065,2	11 953,5	12 916,7
Pozostałe	3 345,1	3 858,4	3 803,8	3 803,8	3 803,8	3 803,8	3 803,8

Zobowiązania krótkoterminowe	4 842,7	5 392,4	5 257,7	5 223,0	5 453,6	5 603,1	5 714,0
Pożyczki i kredyty	214,2	287,0	284,6	367,6	520,8	618,6	668,4
Zobowiązania handlowe	2 349,1	2 628,4	2 023,5	1 905,9	1 983,2	2 034,9	2 096,1
Pozostałe	2 279,4	2 477,0	2 949,6	2 949,6	2 949,6	2 949,6	2 949,6

Dług	4 466,1	5 509,9	5 785,2	7 470,8	10 586,0	12 572,1	13 585,1
Dług netto	3 960,4	4 478,9	5 148,3	6 833,9	9 949,1	11 935,2	12 948,2
(Dług netto / Kapitał własny)	25,3%	27,5%	29,7%	37,5%	52,1%	60,0%	62,0%
(Dług netto / EBITDA)	1,3	1,2	1,4	1,9	2,6	3,0	3,1

BVPS	8,9	9,3	9,9	10,4	10,9	11,4	11,9
------	-----	-----	-----	------	------	------	------

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

Przepływy pieniężne

(mln PLN)	2011	2012	2013	2014P	2015P	2016P	2017P
Przepływy operacyjne	2 208,9	3 479,1	4 079,1	3 358,5	3 499,7	3 677,8	3 852,0
Zysk netto	1 245,1	1 476,4	1 308,3	1 173,4	1 138,9	1 091,5	1 205,0
Amortyzacja	1 411,1	1 686,2	1 727,1	1 799,5	1 948,6	1 991,8	2 038,5
Kapitał obrotowy	-408,8	-357,6	782,3	36,1	-23,7	-15,9	-18,7
Pozostałe	-38,5	674,0	261,4	349,4	435,9	610,4	627,3
Przepływy inwestycyjne	-5 689,5	-3 282,9	-4 180,5	-4 247,4	-5 793,8	-4 676,9	-3 906,8
CAPEX	-2 302,3	-3 302,5	-3 933,7	-4 333,9	-5 888,3	-4 771,4	-4 022,2
Pozostałe	-3387,3	19,5	-246,8	86,5	94,5	94,5	115,4
Przepływy finansowe	2 514,8	189,7	-249,1	888,9	2 294,1	999,1	54,7
Emisja akcji	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dług	2 894,5	883,0	296,2	1 685,7	3 115,2	1 986,1	1 013,0
Dywidenda (buy-back)	-262,9	-543,3	-350,5	-333,0	-293,4	-284,7	-218,3
Pozostałe	-116,8	-150,0	-194,8	-463,7	-527,7	-702,2	-739,9
Zmiana stanu środków pieniężnych	-966,0	395,5	-358,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Środki pieniężne na koniec okresu	505,7	901,4	543,3	543,3	543,3	543,3	543,3
DPS (PLN)	0,15	0,31	0,20	0,19	0,17	0,16	0,12
FCF	12,6	-205,2	173,0	-975,4	-2 388,6	-1 093,7	-170,1
(CAPEX / Przychody ze sprzedaży)	11,1%	13,3%	20,6%	24,1%	31,4%	24,8%	20,3%

Wskaźniki rynkowe

	2011	2012	2013	2014P	2015P	2016P	2017P
P/E	7,3	6,1	6,9	7,7	8,0	8,3	7,5
P/CE	3,4	2,9	3,0	3,0	2,9	2,9	2,8
P/BV	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4
P/S	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
FCF/EV	0,1%	-1,5%	1,2%	-6,1%	-12,5%	-5,2%	-0,8%
EV/EBITDA	4,4	3,6	4,0	4,4	5,0	5,3	5,3
EV/EBIT	8,2	6,5	7,6	8,9	10,4	10,8	10,4
EV/S	0,6	0,6	0,8	0,9	1,0	1,1	1,1
DYield	2,9%	6,0%	3,9%	3,7%	3,2%	3,1%	2,4%
Cena akcji w PLN	5,17						
Liczba akcji na koniec roku (mln)	1752,5	1752,5	1752,5	1752,5	1752,5	1752,5	1752,5
MC (mln PLN)	9060,7	9060,7	9060,7	9060,7	9060,7	9060,7	9060,7
Kapitał udziałowców mniej. (mln PLN)	454,9	493,3	466,3	55,8	55,8	55,8	55,8
EV (mln PLN)	13 476,0	14 033,0	14 675,3	15 950,4	19 065,6	21 051,7	22 064,6

Wyjaśnienia użytych terminów i skrótów:**EV** - dług netto + wartość rynkowa (EV- wartość ekonomiczna)**EBIT** - Zysk operacyjny**EBITDA** - zysk operacyjny przed operacjami finansowymi, opodatkowaniem i amortyzacją**BOOK VALUE** - wartość księgowa**WNDB** - wynik na działalności bankowej**P/CE** - cena do zysku wraz z amortyzacją**MC/S** - wartość rynkowa do przychodów ze sprzedaży**EBIT/EV** - zysk operacyjny do wartości ekonomicznej**P/E** - (Cena/Zysk) - Cena dzielona przez roczny zysk netto przypadający na jedną akcję**ROE** - (Return on Equity - Zwrot na kapitale własnym) - Roczny zysk netto dzielony przez średni stan kapitałów własnych**P/BV** - (Cena/Wartość księgowa) - Cena dzielona przez wartość księgową przypadającą na jedną akcję**Dług netto** - kredyty + papiery dłużne + oprocentowane pożyczki - środki pieniężne i ekwiwalent**Marża EBITDA** - EBITDA / Przychody ze sprzedaży**Rekomendacje Domu Maklerskiego mBanku S.A.**

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

KUPUJ - oczekujemy, że stopa zwrotu z inwestycji wyniesie co najmniej 15%**AKUMULUJ** - oczekujemy, że stopa zwrotu z inwestycji znajdzie się w przedziale 5%-15%**TRZYMAJ** - oczekujemy, że stopa zwrotu z inwestycji znajdzie się w przedziale -5% do +5%**REDUKUJ** - oczekujemy, że stopa zwrotu z inwestycji znajdzie się w przedziale od -5% do -15%**SPRZEDAJ** - oczekujemy, że inwestycja przyniesie stratę większą niż 15%.

Rekomendacje są aktualizowane przynajmniej raz na 9 miesięcy.

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

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

Dom Maklerski mBanku S.A. nie ponosi odpowiedzialności za decyzje inwestycyjne podjęte na podstawie niniejszego opracowania, ani za szkody poniesione w wyniku decyzji inwestycyjnych podjętych na podstawie niniejszego opracowania.

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

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

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

Raport nie został przekazany do emitentów przed jego publikacją.

Dom Maklerski mBanku S.A. otrzymuje wynagrodzenie od Enel i PGE za świadczone usługi.

Dom Maklerski mBanku S.A. pełni funkcję animatora emitenta dla Enel i PGE.

Dom Maklerski mBanku S.A., jego akcjonariusze i pracownicy mogą posiadać długie lub krótkie pozycje w akcjach emitenta lub innych instrumentach finansowych powiązanych z akcjami emitenta.

Powielanie bądź publikowanie niniejszego opracowania lub jego części, lub rozpowszechnianie w inny sposób informacji zawartych w niniejszym opracowaniu wymaga uprzedniej, pisemnej zgody Domu Maklerskiego mBanku S.A.

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

Nadzór nad działalnością Domu Maklerskiego mBanku S.A. sprawuje Komisja Nadzoru Finansowego.

Osoby, które nie uczestniczyły w przygotowaniu rekomendacji, ale miały lub mogły mieć dostęp do rekomendacji przed jej przekazaniem do publicznej wiadomości, to osoby zatrudnione w Domu Maklerskim mBanku S.A. upoważnione do bezpośredniego dostępu do pomieszczeń, w których opracowywane były rekomendacje lub osoby upoważnione do dostępu do rekomendacji z racji pełnionej w Spółce funkcji, 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	Redukuj	Redukuj	Sprzedaj
data wydania	2014-05-07	2014-06-03	2014-09-08
kurs z dnia rekomendacji	91,00	88,15	95,40
WIG w dniu rekomendacji	50873,54	52230,73	54412,52

Ostatnie wydane rekomendacje dotyczące Enea

rekomendacja	Akumuluj	Akumuluj
data wydania	2014-04-07	2014-06-03
kurs z dnia rekomendacji	16,00	16,07
WIG w dniu rekomendacji	52660,68	52230,73

Ostatnie wydane rekomendacje dotyczące Energa

rekomendacja	Akumuluj	Trzymaj
data wydania	2014-03-06	2014-06-03
kurs z dnia rekomendacji	17,20	18,85
WIG w dniu rekomendacji	52216,05	52230,73

Ostatnie wydane rekomendacje dotyczące PGE

rekomendacja	Redukuj	Sprzedaj	Redukuj	Sprzedaj	Redukuj
data wydania	2014-03-06	2014-05-07	2014-06-03	2014-09-08	2014-10-07
kurs z dnia rekomendacji	18,35	20,30	21,25	22,35	20,21
WIG w dniu rekomendacji	52216,05	50873,54	52230,73	54412,52	53992,31

Ostatnie wydane rekomendacje dotyczące Tauron

rekomendacja	Akumuluj	Kupuj
data wydania	2014-04-07	2014-06-03
kurs z dnia rekomendacji	5,20	5,40
WIG w dniu rekomendacji	52660,68	52230,73

Michał Marczak
członek zarządu
tel. +48 22 438 24 01
michal.marczak@mdm.pl
strategia, surowce, metale

Departament analiz:

Kamil Kliszc
wicedyrektor
tel. +48 22 438 24 02
kamil.kliscz@mdm.pl
paliwa, chemia, energetyka

Michał Konarski
tel. +48 22 438 24 05
michal.konarski@mdm.pl
banki

Jakub Szkopek
tel. +48 22 438 24 03
jakub.szkopek@mdm.pl
przemysł

Paweł Szpigiel
tel. +48 22 438 24 06
pawel.szpigiel@mdm.pl
media, IT, telekomunikacja

Piotr Zybała
tel. +48 22 438 24 04
piotr.zybała@mdm.pl
budownictwo, deweloperzy

Departament sprzedaży instytucjonalnej:

Piotr Gawron
dyrektor
tel. +48 22 697 48 95
piotr.gawron@mdm.pl

Piotr Dudziński
wicedyrektor
tel. +48 22 697 48 22
piotr.dudzinski@mdm.pl

Marzena Łempicka-Wilim
wicedyrektor
tel. +48 22 697 48 95
marzena.lempicka@mdm.pl

Zagraniczna sprzedaż instytucjonalna:

Łukasz Wójtowicz, CAIA
tel. +48 22 697 48 47
lukasz.wojtowicz@mdm.pl

Dom Maklerski mBanku S.A.
Departament analiz
ul. Senatorska 18
00-075 Warszawa
www.mDomMaklerski.pl

Maklerzy:

Krzysztof Bodek
tel. +48 22 697 48 89
krzysztof.bodek@mdm.pl

Michał Jakubowski
tel. +48 22 697 47 44
michal.jakubowski@mdm.pl

Tomasz Jakubiec
tel. +48 22 697 47 31
tomasz.jakubiec@mdm.pl

Szymon Kubka, CFA, PRM
tel. +48 22 697 48 16
szymon.kubka@mdm.pl

Anna Łagowska
tel. +48 22 697 48 25
anna.lagowska@mdm.pl

Paweł Majewski
tel. +48 22 697 49 68
pawel.majewski@mdm.pl

Adam Mizera
tel. +48 22 697 48 76
adam.mizera@mdm.pl

Adam Prokop
tel. +48 22 697 47 90
adam.prokop@mdm.pl

Michał Roźmiej
tel. +48 22 697 49 85
michal.rozmiej@mdm.pl

Zespół Prywatnego Maklera:

Jarosław Banasiak
dyrektor biura aktywnej sprzedaży
tel. +48 22 697 48 70
jaroslaw.banasiak@mdm.pl