

16 sierpnia 2010

Raport analityczny

Energetyka

Polska

Cena bieżąca	5,10 PLN
Cena docelowa	8,42 PLN
Kapitalizacja	8,1 mld PLN
Free float	4,8 mld PLN
Średni dzienny obrót (3 mies.)	52,37 mln PLN

Struktura akcjonariatu

Skarb Państwa	36,17%
KGHM	5,15%
Pozostali	58,68%

Strategia dotycząca sektora

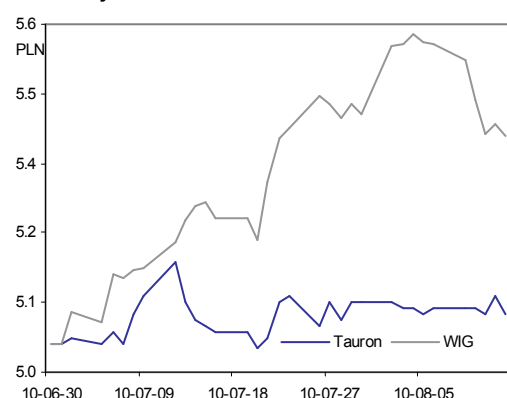
Polski sektor energetyczny powinien wykazywać coraz większą korelację z rynkami UE, co będzie oznaczać stopniową konwergencję cen. Dodatkowo ten proces powinien być wspierany przez wzrost konsumpcji, przy jednoczesnym braku inwestycji w nowe moce wytwórcze. Może to w przyszłości prowadzić do deficytu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

Profil spółki

Tauron Polska Energia to drugi pod względem wielkości zintegrowany koncern energetyczny w Polsce z potencjałem wytwórczym na poziomie 5,6 GW i wydobyciem węgla sięgającym 5 mln ton rocznie. Koncern jest największym sprzedawcą detalicznym w Polsce i dostarcza klientom końcowym ponad 30,4 TWh energii elektrycznej w skali roku. Spółka posiada także infrastrukturę dystrybucyjną, poprzez którą w 2009 roku przesłano 30,9 TWh energii.

Ważne daty

31.08- publikacja raportu za 1H'2010
15.11- publikacja raportu za 3Q'2010

Kurs akcji Tauron na tle WIG

Kamil Kliszcz

(48 22) 697 47 06

kamil.kliszcz@dibre.com.pl

www.dibre.com.pl

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

Tauron

TPE.PW; TPE.WA

Kupuj

(Nowa)

Największy sprzedawca energii w kraju

Tauron jako druga co wielkości zintegrowana pionowo grupa energetyczna w kraju oferuje ekspozycję zarówno na segment wytwarzania, jak i działalność sprzedażową i dystrybucyjną. Główne czynniki, które powinny pozwolić na systematyczną poprawę wyników finansowych to spodziewany wzrost cen energii w Polsce przy stabilnym poziomie kosztów własnego wydobycia, wzrost potencjału wytwórczego (w tym OZE), rosnące wolumeny sprzedaży oraz nowa korzystna metodologia taryfowania w segmencie dystrybucji. Na bazie naszych prognoz i dwóch metod wyceny wartość koncernu szacujemy na 8,42 PLN na akcję i wydajemy rekomendację kupuj.

Potencjał produkcyjny, integracja pionowa i plany inwestycyjne

Obecnie Tauron dysponuje jednostkami wytwórczymi o łącznej mocy 5,6 GW w zdecydowanej większości opartymi na węglu kamiennym, który w 30% pochodzi z własnych kopalni zlokalizowanych w sąsiedztwie elektrowni. Integracja pionowa działalności w zakresie dostaw paliwa w takim stopniu oznacza, że wzrost cen energii o 10 PLN/MWh powinien implikować wzrost skonsolidowanego zysku operacyjnego o co najmniej 55 mln PLN (przy stałych kosztach własnego wydobycia). W najbliższych 10 latach Zarząd Grupy zamierza przeprowadzić program inwestycyjny, który w tym aspekcie działalności może sięgnąć nawet 35 mld PLN i pozwoli na wzrost potencjału wytwórczego (do 7,7 GW mocy przynależnej Spółce), zwiększenie integracji surowcowej do 50% i zwiększenie produkcji energii z odnawialnych źródeł.

Ekspozycja na klientów przemysłowych

Aktywa wytwórcze i dystrybucyjne Taurona są zlokalizowane w południowej i południowo-zachodniej Polsce, a więc w najbardziej uprzemysłowionym obszarze kraju. Z tego względu udział klientów przemysłowych w obrotach koncernu jest relatywnie większy niż u pozostałych krajowych spółek energetycznych, co oznacza że wolumeny są bardziej wrażliwe na koniunkturę gospodarczą niż przykładowo w PGE czy ENEI. W scenariuszu kontynuacji obserwowanego ożywienia w produkcji można więc oczekiwać w przypadku Taurona ponadprzeciętnych wzrostów wolumenu, nie tylko w obrocie czy dystrybucji, ale również w generacji (efekt elektrowni systemowych).

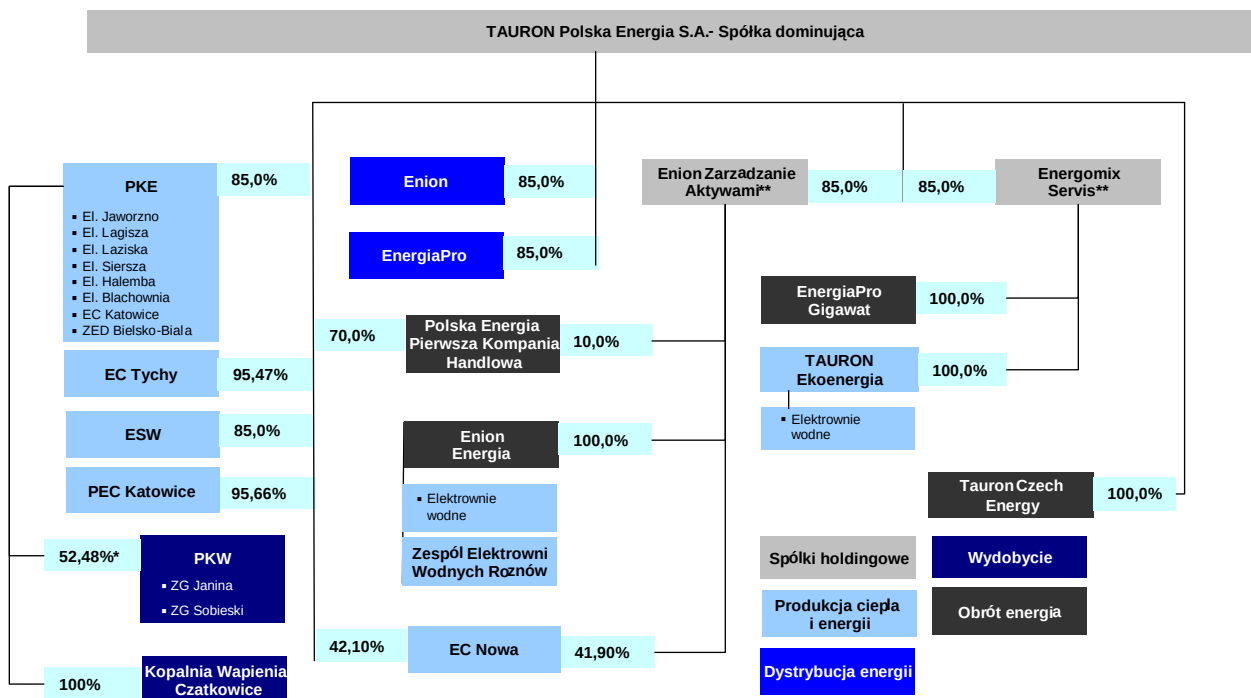
Segment dystrybucji- pewne źródło poprawy wyników

W związku z wyznaczoną przez URE ścieżką dochodzenia do pełnego wynagradzania aktywów dystrybucyjnych, Tauron dysponujący mocami przesyłowymi na ponad 30 TWh rocznie powinien notować w najbliższych latach znaczący wzrost zysków w tym segmencie działalności. W perspektywie 5-6 lat EBIT może sięgnąć w tym obszarze nawet 700 mln PLN wobec 95 mln PLN zanotowanych w 2009 roku.

(mln PLN)	2008	2009	2010P	2011P	2012P
Przychody	12 448,7	13 633,6	13 816,5	14 320,3	15 202,1
EBITDA	1 615,8	2 580,8	2 529,9	2 675,3	2 887,2
marża EBITDA	13,0%	18,9%	18,3%	18,7%	19,0%
EBIT	347,0	1 259,7	1 144,2	1 219,1	1 338,2
Zysk netto	130,8	732,4	720,3	747,3	801,0
DPS	0,02	0,04	0,00	0,09	0,09
P/E	60,6	10,8	11,3	10,8	10,1
P/CE	5,7	3,9	3,8	3,7	3,4
P/BV	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6
EV/EBITDA	6,9	4,2	4,2	4,2	4,3
DYield	0,4%	0,7%	0,0%	1,8%	1,8%

Charakterystyka Grupy Tauron

Struktura kapitałowa Grupy Tauron (najważniejsze spółki z podstawowej działalności operacyjnej)



*udział PKE w kapitale PKW wynosi 52,48%, ale udział w głosach na WZA 68,01%

**w pierwszym etapie konsolidacji do połowy tego roku Tauron połączy się ze spółkami Enion ZA oraz Energomix Servis

Źródło: Tauron, opracowanie DI BRE

Grupa Tauron, w skład której wchodzi obecnie 17 kluczowych spółek, jest drugą po PGE największą zintegrowaną grupą energetyczną w Polsce. W ramach 5 głównych segmentów (Wydobycie węgla, Wytwarzanie energii, Energia odnawialna, Dystrybucja i Obrót energią) prowadzi działalność we wszystkich obszarach rynku energii. Elektrownie Taurona o łącznych mocach zainstalowanych 5,6 GW (skupione przede wszystkim w zależnym w 85% Południowym Koncernie Energetycznym) wytworzyły w 2009 roku łącznie 18,6 TWh energii (w tym ponad 30% w oparciu o węgiel z własnych kopalń funkcjonujących w ramach PKW- wspólnego przedsięwzięcia PKE i Kompanii Węglowej). Z kolei spółki dystrybucyjne Taurona dostarczają klientom końcowym poprzez posiadaną infrastrukturę, zlokalizowaną głównie w południowej i południowo-zachodniej Polsce, łącznie około 30,9 TWh energii (2009 rok), czyli 27% wolumenu ogółem (pierwsze miejsce na krajowym rynku). Działalność handlowa skoncentrowana jest w podmiotach Enion Energia i EnergiaPro Gigawat kontrolowanych w 100% przez dwie spółki holdingowe (Energomix Servis i Enion ZA), w których Tauron posiada 85% udziałów (pozostałe 15% to akcje pracownicze). Tauron w swoim portfelu posiada także aktywa niezwiązane z podstawową działalnością operacyjną, wśród których znajdują się m.in. nieruchomości czy ośrodki wypoczynkowe.

Warto w tym miejscu zwrócić uwagę, że spółka matka holdingu bezpośrednio lub pośrednio nie kontroluje w 100% również innych ważnych aktywów, stąd poziom kapitałów mniejszości sięgał na koniec 2009 roku 2,4 mld PLN. Obecnie jednak prowadzone są projekty, których celem jest 100% konsolidacja podstawowych spółek wchodzących w skład Grupy. W pierwszym etapie dokończona została konwersja akcji pracowniczych w spółkach PKE, Enion, EnergiaPro i ESW (zamiana akcji pracowniczych tych spółek na akcje Taurona należące do Skarbu Państwa- docelowo udział tych akcji pracowniczych w kapitale Taurona miał wynieść 13,42%), która nie wpłynie na wzrost liczby akcji spółki matki (obecnie 13,986 mld sztuk). Kolejnym krokiem była fuzja Taurona ze spółkami Enion ZA i Energomix Servis, która pociągnęła za sobą konieczność podniesienia kapitału o 318,6 mln PLN (318,6 mln akcji), ale zapewniła już 100% kontrolę nad podmiotami zajmującymi się obrotem energią. Jeszcze przed ofertą publiczną akcji, Zarząd przeprowadził również scalenie akcji w proporcji 9:1 (przed scaleniem wartość nominalna akcji wynosi 1 PLN, a po scaleniu 9 PLN), tak więc po powyższych operacjach kapitał Spółki dzieli się na 1,589 mld akcji. Proces konsolidacji spółek z Grupy będzie jednak kontynuowany i prawdopodobnie jeszcze we wrześniu 2010 roku nastąpi emisja nowych akcji Taurona (do 268 mln sztuk do wartości 2,4 mld PLN, aczkolwiek wg aktualnych kalkulacji Spółki emisja powinna



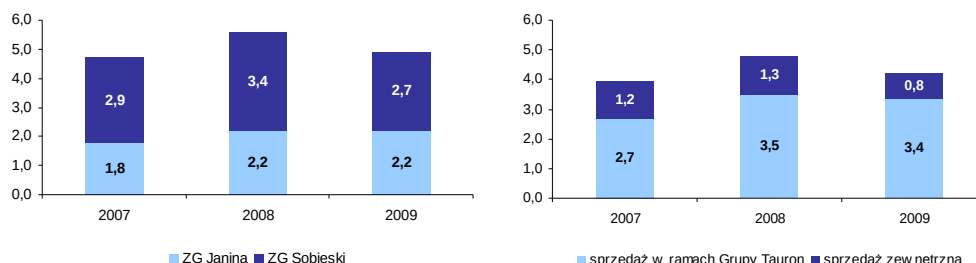
sięgnąć 170 mln akcji przy cenie emisyjnej 9,0 PLN) skierowana do Skarbu Państwa w zamian za mniejszościowe pakiety w PKE, Enion, EnergiaPro oraz ESW (wartość emisji w ramach aportu sięgnie około 1,5 mld PLN, a wartość kapitałów mniejszości przyporządkowana do tej grupy podmiotów na koniec 2009 roku wynosiła 1,7 mld PLN). Ostatnim etapem przejmowania 100% kontroli nad aktywami wchodzącymi w skład Grupy będzie planowana na przełom 2010 i 2011 roku akwizycja pozostałych udziałów w Południowym Koncernie Węglowym w zamian za emisję nowych akcji dla Kompanii Węglowej (prawdopodobnie będzie to połączone z przejęciem od KW kopalni Bolesław Śmiały). Rozwodnienie wynikające z tej transakcji nie powinno przekroczyć 6%.

Segment Wydobywczy

- Wydobycie węgla kamiennego odbywa się w dwóch kopalniach o rocznej produkcji na poziomie 5 mln ton (7% polskiego rynku) w ramach Południowego Koncernu Węglowego (mniejszościowy udział Kompanii Węglowej).
- Większość produkowanego mialu energetycznego jest sprzedawana do elektrowni Grupy Tauron (70%)- pozostała część to tzw. sortymenty grube sprzedawane zewnętrznym klientom.
- Perspektywa zwiększenia wydobycia węgla o 0,9 mln ton do 2012 roku poprzez prowadzone inwestycje w ZG Janina i ZG Sobieski.
- Koszty wydobycia w PKW niższe od średniej dla polskiego sektora, ale powyżej LW Bogdanka.
- Planowana akwizycja kopalni Bolesław Śmiały o rocznym potencjale produkcyjnym 1,6 mln ton.
- EBITDA segmentu stanowi około 10% wyniku całej Grupy i przy wysokim udziale kosztów stałych jest przede wszystkim pochodną wolumenu wydobycia oraz ceny jednostkowej węgla.

Aktywa wydobywcze w Grupie Tauron są skoncentrowane w Południowym Koncernie Węglowym, w którym głównym akcjonariuszem (52,5% udziałów i 68% głosów na WZA- pozostałe 47,5% należy do Kompanii Węglowej) jest Południowy Koncern Energetyczny (spółka skupiająca elektrownie kontrolowana przez Tauron w 85%). Wydobycie węgla kamiennego w ramach PKW jest prowadzone w dwóch zakładach górniczych ZG Janina i ZG Sobieski, które łącznie produkują około 5 mln ton surowca rocznie (7% polskiego rynku). Wydobytą węgiel charakteryzuje się kalorycznością w przedziale 19,1-20,2 MJ/kg (średnia dla polskiego górnictwa 21,6 MJ/kg) i zawartością siarki na poziomie 1,1-1,2% (średnia dla polskiego górnictwa 0,9%). Miał energetyczny stanowią około 75%, z czego większość kierowana jest do najbliższych elektrowni z Grupy Tauron na bazie 5-letniego kontraktu wygasającego z końcem 2010 roku (Elektrownie Jaworzno, Siersza, EC Tychy), które odebrały w 2009 roku prawie 70% wydobytego wolumenu. Pozostała część produkcji (w dużej mierze sortymenty grube) są sprzedawane w ramach umów ramowych z dystrybutorami, w których wolumeny są ustalane w okresach półrocznych. Warto w tym miejscu zwrócić uwagę, że ze względu na parametry produktu średnia cena w tym kanale sprzedaży jest istotnie wyższa od kanału energetycznego (w 2009 roku było to 324 PLN/t vs. 204 PLN/t w sprzedaży międzysegmentowej).

Wydobycie węgla w kopalniach Taurona (mln ton) i kierunki jego sprzedaży



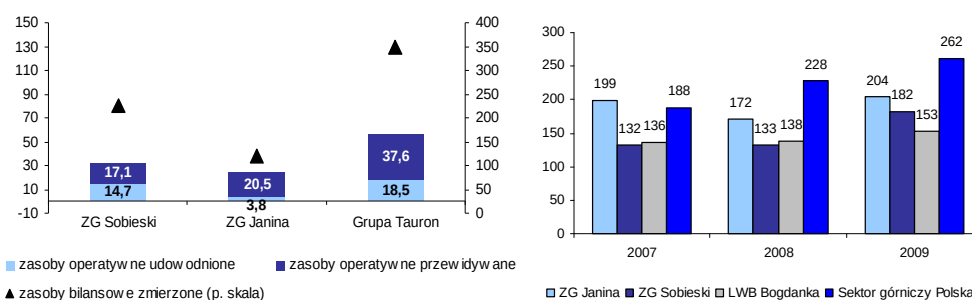
Źródło: Tauron, opracowanie DI BRE

Aktualne zasoby operatywne wg. klasyfikacji JORC (udowodnione i prawdopodobne) kopalni należących do PKW wynoszą 56 mln ton, z czego 31,7 mln ton alokowane jest w ZG Sobieski, a 24,3 mln ton w ZG Janina, co biorąc pod uwagę roczną produkcję tych kopalń pozwala na kontynuację ich działalności przez okres ponad 11 lat. Dodatkowo zmierzone zasoby bilansowe tych zakładów sięgają 348 mln ton, tak więc poprzez przyszłe inwestycje zakłady te mogą funkcjonować nawet jeszcze przez odpowiednio 54 i 73 lata. Około 230 mln ton z tych zasobów może być przeklasyfikowane w wyniku analizowanych projektów pogłębienia szybu w ZG Janina (ukończenie planowane na rok 2024) oraz budowy nowego szybu w ZG Sobieski. Łącznie w latach 2010-20 planowane nakłady inwestycyjne w segmencie wydobywczym mają sięgnąć około 2 mld PLN, z czego 0,5 mld PLN w latach 2010-12. W perspektywie 2012 roku roczna produkcja PKW powinna sięgnąć około 5,9 mln ton wobec 4,9 mln ton w 2009. Jeśli chodzi o infrastrukturę naziemną (m.in. zakłady przeróbki węgla) to potencjał wydobywczy tych kopalni wynosi aktualnie 8,6 mln ton. W ramach opracowanego planu inwestycyjnego dla segmentu rozważana jest również akwizycja należącej obecnie do Kompanii Węglowej kopalni Bolesław Śmiały, która jest głównym dostawcą węgla do Elektrowni Łaziska należącej do Grupy Tauron. Włączenie tego zakładu o rocznym potencjale produkcyjnym 1,6 mln ton miałyby nastąpić poprzez wniesienie go aportem do PKW przez KW w zamian za akcje Grupy Tauron. W ramach prowadzonych obecnie negocjacji z Kompanią Węglową analizowane jest również przejście od

tego koncernu węglowego należącego do KW mniejszościowego pakietu PKW. Szacowana data finalizacji tej umowy i informacji o ostatecznej liczbie emitowanych akcji dla Kompanii Węglowej to przełom 2010 i 2011 roku.

Średnie jednostkowe koszty wydobycia w ZG Janina i ZG Sobieski kształtowały się w ubiegłym roku na poziomie odpowiednio 204 PLN/t i 182 PLN/t, co plasuje te kopalnie poniżej średniej dla polskiego górnictwa, w którym przeciętny koszt wydobycia sięgał w tym okresie aż 262 PLN/t. W dużej mierze jest to zasługą przeprowadzonej w tych zakładach restrukturyzacji po ich wydzieleniu ze struktur Kompanii Węglowej (ZG Sobieski został powołany jeszcze w 1998 roku na bazie likwidowanego majątku ZG Sobieski Jaworzno, a ZG Janina w 2004) i dostosowaniu wielkości zatrudnienia do potencjału wytwórczego (obecnie na 1 mln ton węgla przypada tu 1244 pracowników, podczas gdy średnio w polskim górnictwie wskaźnik ten wynosi 1600 osób). Nie bez znaczenia dla efektywności kosztowej jest również lokalizacja kopalni na mniej zurbanizowanych terenach, niż ma to miejsce w innych śląskich zakładach. Nieco gorzej PKW wygląda na tle lidera kosztowego jakim jest LW Bogdanka, aczkolwiek oprócz mniejszej wydajności pracy (lubelska kopalnia przy podobnym wolumenie produkcji zatrudnia 36% mniej górników) wynika to z wcześniejszych zaniechań inwestycyjnych oraz innej specyfiki złóż.

Zasoby węgla PKW oraz średni jednostkowy koszt wydobycia na tle sektora



Źródło: Tauron, MG, LWB Bogdanka, opracowanie DI BRE

Historyczne dane finansowe segmentu i prognozy DI BRE

Segment wydobywczy w 2009 roku wygenerował około 10% skonsolidowanego strumienia EBITDA i udział ten był zbliżony do poziomu z roku 2008. Analiza wyników w okresie 2007-09 wskazuje, że przy relatywnie wysokim poziomie kosztów stałych (amortyzacja i koszty pracownicze stanowią ponad 63% kosztów operacyjnych) rentowność kopalń jest bardzo wrażliwa na wolumen wydobycia i osiąganą cenę sprzedaży węgla. W 2007 roku oba te parametry kształtowały się na mało satysfakcjonującym poziomie. Na stratę operacyjną największy wpływ miały naszym zdaniem problemy związane z opóźnieniami w oddawaniu do użytku nowych ścian wydobywczych (kwestia utrudnień natury geologicznej, jak i kłopoty z logistyką przezbierania kompleksu ścianowego w ZG Sobieski), co bezpośrednio zaważyło na niewypełnieniu wcześniej zakładanego poziomu produkcji. W 2008 roku optymalna skala wydobycia została osiągnięta, a dodatkowy rynkowy wzrost cen węgla pozwolił na rozszerzenie jednostkowej marży EBITDA do 30 PLN/t wobec zaledwie 9 PLN/t rok wcześniej. W 2009 roku nastąpiła dalsza poprawa rentowności, dzięki przeprowadzonym kolejnym podwyżkom cen, które z nawiązką zrekomensowały mniejszą sprzedaż wynikającą zarówno z kryzysu gospodarczego, jak i napływowi konkurencyjnego węgla z importu.

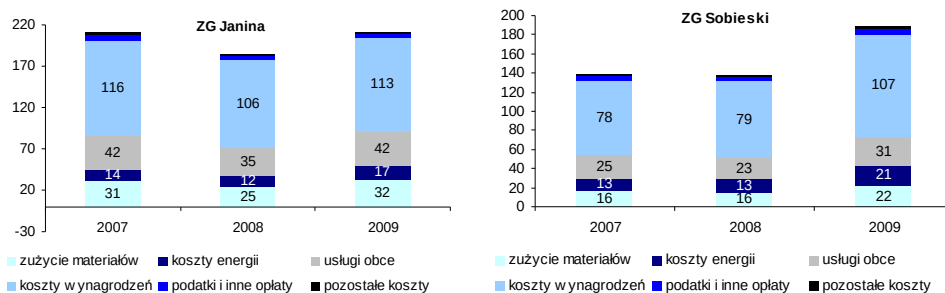
Wyniki Segmentu Wydobywczego oraz prognozy DI BRE

(mln PLN)	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P
Przychody	755	1 004	1 167	1 122	1 264	1 490
EBIT	-71	63	147	122	156	189
marża EBIT	-9%	6%	13%	11%	12%	13%
Amortyzacja	111	110	106	105	108	111
% udział w Grupie Tauron	9%	9%	8%	8%	7%	7%
EBITDA	40	173	253	228	264	300
marża EBITDA	5%	17%	22%	20%	21%	20%
% udział w Grupie Tauron	3%	11%	10%	9%	10%	10%
Średnia cena węgla w PKW PLN/t	161,6	182,9	241,6	224,4	229,8	252,6
Wolumen wydobycia w mln ton	4,7	5,5	4,8	5,0	5,5	5,9

Źródło: Tauron, szacunki DI BRE

W kolejnych latach oczekujemy systematycznego zwiększania wolumenów produkcji do obecnego potencjału obydwu zakładów górniczych, a więc 5,9 mln ton rocznie. Będzie to możliwe zarówno dzięki prowadzonym pracom przygotowawczym pod ziemią, jak i wzrostowi popytu na węgiel przy zmniejszonej presji importowej i malejącym krajowym wydobyciu (kontynuacja procesu zamykania nierentownych kopalń i problemy z utrzymaniem produkcji w zakładach ograniczających w ostatnich latach inwestycje). W 2010 roku mimo wzrostu sprzedaży w PKW oczekujemy pogorszenia na poziomie zysku operacyjnego głównie z uwagi na widoczny spadek średnich cen rynkowych. Kolejne lata pod tym względem przyniosą już jednak powrót pozytywnych tendencji w tym zakresie.

Jednostkowy koszt wydobycia według kategorii w kopalniach PKW w PLN/t



Źródło: Tauron

Segment Wytwarzania Energii

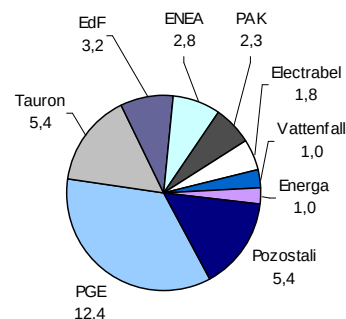
- Tauron dysponuje mocami wytwórczymi energii na poziomie 5,4 GW (nie licząc elektrowni wodnych zaliczanych do kolejnego segmentu) i jest drugim co do wielkości producentem prądu w Polsce (12% rynku).
- Około 30% zapotrzebowania na węgiel pokrywane w ramach Grupy Tauron (wyniki segmentu wytwarzania należy rozpatrywać w połączeniu z segmentem wydobywczym).
- Ambitne plany inwestycyjne w rozbudowę mocy wytwórczych i modernizację posiadanych już aktywów (29 mld PLN w perspektywie 2020 roku). Najważniejsze projekty w najbliższej perspektywie to blok opalany biomasą w Jaworznie, nowy blok EC Bielsko Biała oraz realizowana wraz z PGNiG budowa elektrowni CCGT w Stalowej Woli.
- Wysoka emisyjność CO₂ posiadanych elektrowni i ryzyko dodatkowych kosztów po wdrożeniu postanowień pakietu klimatycznego- negatywny wpływ na wyniki, ale dopiero za kilka lat.
- Perspektywa systematycznych wzrostów cen energii w kolejnych latach i pełnej ich korelacji z notowaniami europejskimi.
- Ryzyko związane z toczącym się sporem sądowym z URE dotyczącym rekompensat KDT (w pesymistycznym scenariuszu konieczność wysokich odpisów w rachunku wyników, przekraczających 360 mln PLN).
- Szansa na odzyskanie części nadpłaconej akcyzy za lata 2006-08 (roszczenie na 909 mln PLN, z czego 85 mln PLN oceniamy jako pewne).
- Bardzo dobre wyniki segmentu w 2009 roku niemożliwe do powtórzenia z uwagi na spadający poziom rekompensat KDT. W dłuższej perspektywie oczekiwany wzrost zysków wraz z rozbudową mocy wytwórczych i zakładaną ścieżką wzrostu cen energii w Polsce.

W skład Grupy Tauron wchodzi elektrownie oraz elektrociepłownie o łącznej mocy zainstalowanej 5,4 GW (nie licząc elektrowni wodnych) i rocznej produkcji sięgającej 18,2 TWh, co implikuje 12% udział w krajowym rynku wytwarzania energii. Zdecydowana większość aktywów wytwórczych (poza Elektrownią Stalowa Wola i EC Tychy oraz EC Nowa) skoncentrowana jest w Południowym Koncernie Energetycznym, w którym Tauron posiada 85% udziałów. Zarządzaniem sprzedażą segmentu zajmuje się jednak spółka matka koncernu, co potwierdza aż 77% udział przychodów wewnątrzgrupowych. Przychody pozasegmentowe stanowią tylko nieznaczny udział sprzedaży ogółem segmentu Wytwarzania Energii i dotyczą przede wszystkim otrzymywanych rekompensat za rozwiązanie KDT oraz transakcji z PSE Operator w ramach świadczenia regulacyjnych usług systemowych (4 elektrownie Tauronu są jednostkami centralnie dysponowanymi przez krajowego operatora). Bezpośrednio do klientów końcowych sprzedawana jest także wytwarzana energia cieplna, której wolumen w 2009 przekroczył 14,7 mln GJ (około 3,4% krajowej produkcji).

Elektrownie i elektrociepłownie Grupy Tauron oraz ich pozycja na krajowym rynku wytwórczym

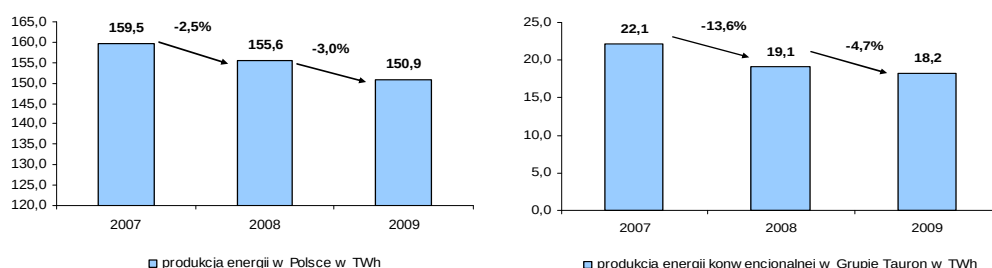
	Moc elektryczna MWe	Moc cieplna MWt	Produkcja energii elektrycznej GWh netto	Produkcja energii cieplnej TJ netto	Moc zainstalowana w Polsce wg. koncernów
Elektrownia Jaworzno II	190	321	6 320	1 310	
Elektrownia Jaworzno III	1 345	51			
Elektrownia Łagisza	1 060	335	2 340	1 340	
Elektrownia Łaziska	1 145	196	4 640	330	
Elektrownia Siersza	677	37	1 700	80	
Elektrownia Halemba	100	58	220	200	
Elektrownia Blachownia	158	174	440	960	
ZEC Bielsko-Biała I	77	275	410	2 290	
ZEC Bielsko-Biała II	55	172			
EC Katowice	135	459	710	2 460	
Elektrownia Stalowa Wola	341	366	970	1 680	
Elektrociepłownia Tychy	40	290	140	1 830	
EC Nowa	125	466	310	2 240	
Razem	5 448	3 200	18 200	14 720	
Udział w krajowym rynku	15,6%	5,1%	11,7%	3,4%	

Źródło: Tauron, opracowanie DI BRE



Jednostki wytwórcze Grupy Tauron skoncentrowane są na południu Polski na Śląsku w najbardziej uprzemysłowionym obszarze kraju, co ma istotne znaczenie z punktu widzenia zarówno wykorzystania mocy jak i dostaw surowców. Pierwszy aspekt to konsekwencja centralnego zarządzania elektrowniami przez PSE. Operator decyduje bowiem o obciążeniu największych jednostek PKE biorąc pod uwagę aktualny popyt w danym obszarze krajowego systemu elektroenergetycznego oraz konieczność bilansowania rynku według zasady najniższego kosztu. Nadal ograniczona efektywność polskich aktywów przesyłowych (niewystarczająca ilość połączeń pomiędzy poszczególnymi regionami, wysokie straty sieciowe) sprawia więc, że wykorzystanie bloków energetycznych w takich regionach w jakich funkcjonuje Tauron jest bardzo wrażliwe na stan koniunktury gospodarczej o czym częściowo świadczą chociażby wolumeny zanotowane przez Spółkę w latach 2007-09 (oczywiście mocny spadek w 2008 roku to w dużej mierze kwestia nowych limitów CO₂). W kontekście obserwowanego obecnie ożywienia gospodarczego i rosnącej produkcji przemysłowej, elektrownie z Grupy Tauron powinny zwiększyć wykorzystanie mocy w większym stopniu niż instalacje wytwórcze mniej eksponowane na przemysł ciężki (KGHM, Arcelor Mittal, Kompania Węglowa).

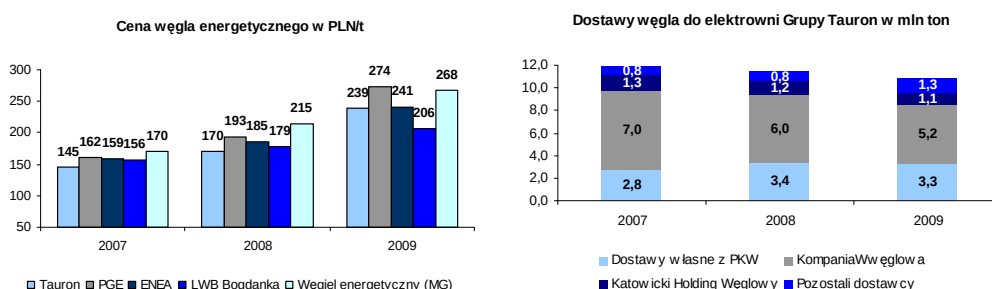
Dynamika produkcji energii w Polsce i Grupie Tauron



Źródło: Tauron, PSE, opracowanie DI BRE

Bezpośrednia obecność znaczącej ilości kopalni węgla kamiennego to drugi kluczowy atrybut elektrowni Grupy Tauron i to nie tylko w kontekście egzekwowanym przez URE obowiązku utrzymywania 30 dniowych zapasów węgla. Ważnym elementem jest także oszczędność na kosztach transportu, które według standardowej taryfy PKP Cargo mogą na przykładowym dystansie 200 km podrażać tonę węgla nawet o 15-20%. Oczywiście renta transportowa w dużej części jest konsumowana przez nieefektywne kosztowo kopalnie węgla, ale ostatnie problemy tego sektora z nadwyżką produkcji i ostrą konkurencją importową znacząco osłabiły jego pozycję negocjacyjną. Oparcie cen kontraktowych na parytecie importowym pozwala na osiągnięcie przez PKE atrakcyjniejszych warunków w relacji do innych spółek z sektora.

Średni jednostkowy koszt węgla energetycznego na rynku polskim (odbiorcy i kopalnie) oraz struktura dostaw paliwa do elektrowni Grupy Tauron

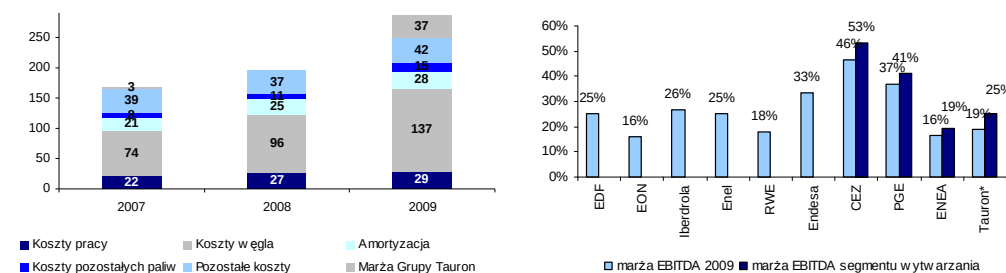


Źródło: Tauron, PGE, Ministerstwo Gospodarki, szacunki DI BRE

Elektrownie z Grupy Tauron zużywają rocznie około 11 mln ton węgla kamiennego (łącznie koszt 2,5 mld PLN), z czego ponad 3 mln ton zapewniane są w ramach wewnętrznych dostaw z PKW (681 mln PLN), co oznacza integrację pionową produkcji energii w około 30%. Biorąc jednak pod uwagę fakt, że kopalnie należące do koncernu produkują 5 mln ton surowca rocznie (część ze względu na parametry kierowana jest do innych odbiorców, co szerzej opisaliśmy w poprzedniej części raportu), pośrednia integracja pionowa sięga nawet 45% (efekt zagregowanych wyników segmentu wydobywczego i wytwórczego). Ma to istotny wpływ na osiąganą rentowność na wytwarzaniu, gdyż przy ścisłej kontroli kosztów wydobycia i rosnących cenach prądu pozwala na relatywnie większe poszerzenie marży (na poniższym wykresie prezentujemy rentowność EBITDA Grupy Tauron na tle innych producentów- szerzej wyniki segmentu są omówione w kolejnych rozdziałach raportu). Docelowo Zarząd zamierza osiągnąć poziom 50% dostaw paliwa z własnych źródeł, co będzie możliwe poprzez zwiększenie wydobycia w ramach PKW oraz

planowane przejście Kopalni Bolesław Śmiały (1,6 mln ton). Pozostałą część tego surowca Tauron kupuje od innych, głównie polskich producentów (Kompania Węglowa, Katowicki Holding Węglowy i Jastrzębska Spółka Węglowa). Oprócz węgla kamiennego elektrownie koncernu produkują energię także w oparciu o gaz, którego roczne koszty w 2009 roku sięgnęły 141 mln PLN. Analiza danych dotyczących wolumenu i średniej ceny jednostkowej oraz brak w Grupie typowych bloków gazowych (surowiec ten jest spalany w kotłach razem z pyłem węglowym), wskazują, że nie jest to jednak gaz ziemny, a raczej gazy technologiczne lub gaz koksowniczy o niższym poziomie kaloryczności. Zwracamy uwagę, że jednostki wytwórcze Taurona nie generują żółtych certyfikatów. Ważnym paliwem w kontekście świadectw pochodzenia energii jest również biomasa, której zużycie w 2009 sięgnęło 480 tys. ton (124 mln PLN), ale szerzej tę kwestię wraz z planowanymi inwestycjami omówimy w dalszej części raportu.

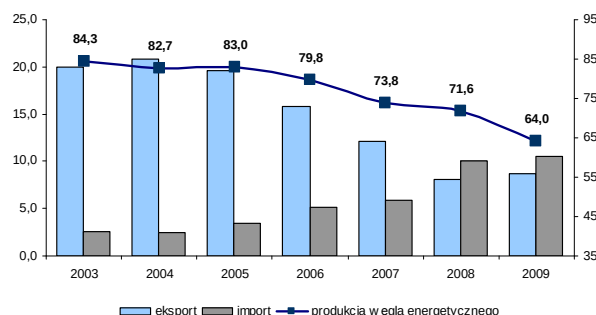
Struktura kosztów Grupy Tauron w procesie wytwarzania energii w PLN/MWh i rentowność EBITDA na tle innych spółek z sektora



*marża segmentu wytwarzania Grupy Tauron skorygowana o wynik na wydobyciu w celu doprowadzenia do porównywalności rentowności z PGE, gdzie te działalności są prezentowane w ramach jednego segmentu
Źródło: Bloomberg, Tauron, Enea, PGE, szacunki DI BRE

W związku z kluczową pozycją węgla kamiennego w strukturze kosztów (55% kosztów produkcji energii), z punktu widzenia Taurona kształtowanie cen tego surowca ma olbrzymie znaczenie dla ekonomiki produkcji. Warto w tym miejscu zwrócić uwagę na specyfikę polskiego rynku węgla energetycznego i aktualny obraz tego sektora. Dotychczas to właśnie krajowe kopalnie stanowiły główne źródło zaopatrzenia polskich elektrowni i elektrociepłowni (sektor odbierał ponad 60% całkowitej produkcji). Rosnące zapotrzebowanie na energię przy jednoczesnym spadającym poziomie wydobycia (12 mln ton w okresie 2003-08), związanym zarówno z restrukturyzacją sektora i zamknięciem części złóż, jak i zaniedbaniami inwestycyjnymi w zakresie przygotowania nowych pokładów do eksploatacji, doprowadziło jednak w końcu do zasadniczej zmiany bilansu węgla energetycznego na import netto. Punktem kulminacyjnym tego procesu okazał się rok 2008, kiedy to elektrownie nie były w stanie zaspokoić zwiększonego popytu na surowiec w kraju i walczyć o utrzymanie poziomu obowiązkowych 30-dniowych zapasów musiały posiłkować się droższym węglem z importu. Wykorzystując kryzysowe załamanie cen na światowych rynkach sektor przewencyjnie zakontraktował także znaczne ilości surowca na rok 2009, głównie z Rosji, co nie tylko zmusiło polskie kopalnie do dalszego ograniczenia produkcji, ale również do korekty swoich cenników. Ta strukturalna zmiana oznacza, że powoli będziemy obserwować odchodzenie od quasi regulowanego mechanizmu ustalania cen surowca w kraju (ceny węgla bezpośrednio powiązane z cenami energii) i przechodzenie do rynkowych zależności kształtowanych przez tendencje europejskie. Będzie to oczywiście zsynchronizowane z podobnym procesem na rynku energii elektrycznej. Tymczasem jeszcze w 2010 roku polscy wytwórcy energii będą prawdopodobnie wykorzystywać trudniejszą pozycję polskich kopalń (wysoki poziom zapasów) i konkurencję importową, co będzie pozytywnie przekładać się na generowane marże, poprzez renegocjacje cen kontraktowych.

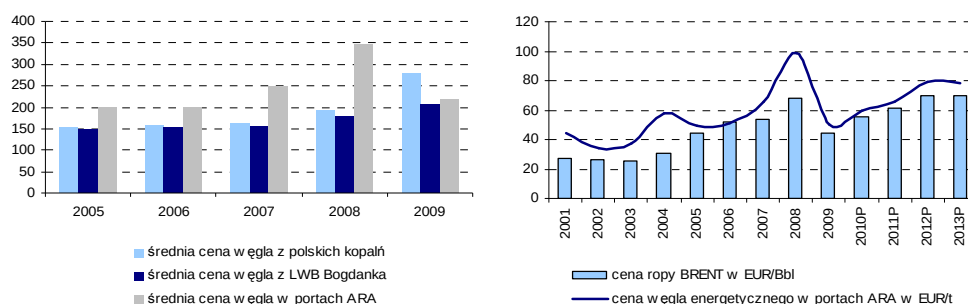
Bilans polskiego rynku węgla energetycznego w mln ton



Źródło: Ministerstwo Gospodarki, GUS

W naszym modelu przy prognozach cen węgla w dłuższym terminie opieramy się na dotychczasowej historycznej ich korelacji z notowaniami ropy naftowej. Przy założeniu powrotu ceny Brent do poziomu 90 USD/Bbl można w tym kontekście oczekiwać w latach 2010-12 wzrostu cen węgla w portach ARA w okolice 87 EUR/t, co przy uwzględnieniu prognozowanego kursu EUR/PLN i dodatkowych kosztów transportu do Polski mógłby oznaczać wzrost w stosunku do aktualnego poziomu o około 27% przy założeniu 100% parytetu importowego. Pewną niewiadomą będzie rok 2013, gdyż wówczas w związku z wejściem w życie restrykcyjnego pakietu klimatycznego w krajach UE, korelacja cen wysokoemisyjnego węgla z notowaniami ropy może ulec zniekształceniu. Trudno jednak powiedzieć, czy w kontekście niewielkiego udziału UE w globalnej konsumpcji węgla (około 10%) uda się elektrowniom w jakiejś części przenieść koszty limitów CO₂ na kopalnie. My zakładamy, że raczej nie będzie to możliwe i całość dodatkowych wydatków na certyfikaty znajdzie po prostu odzwierciedlenie w wyższych cenach prądu.

Historyczne ceny węgla w PLN/t oraz ich korelacja z cenami ropy Brent



Źródło: Bloomberg, Ministerstwo Gospodarki, szacunki DI BRE

Nowy blok w Elektrowni Łagisza oddany w 2009 roku

Sztandarowym projektem inwestycyjnym zrealizowanym w ostatnich latach w Grupie Tauron jest uruchomiony w połowie 2009 roku blok o parametrach nadkrytycznych i mocy 460 MW w Elektrowni Łagisza (nominalnie moce w elektrowni się nie zmieniły, gdyż jednocześnie wyłączono 3 stare bloki po 120 MW każdy i 2 jednostki po 50 MW). Nowoczesna jednostka opalana węglem kamiennym charakteryzuje się jednak bardzo wysoką sprawnością (bliską 45%) i niskim poziomem emisji dwutlenku węgla (nie przekraczającym 0,75 t/MWh) oraz innych substancji objętych restrykcjami unijnymi, co wpływa pozytywnie zarówno na poziom produkcji energii jak i jej efektywność. Zastosowana unikalna technologia (cyrkulacyjny kocioł fluidalny) oraz realizacja generalnego wykonawstwa we własnym zakresie pozwoliły na znaczne oszczędności inwestycyjne. Łączne nakłady sięgnęły 1,9 mld PLN, co biorąc pod uwagę kurs EUR z momentu rozpoczęcia budowy (początek 2006 roku) implikuje średni koszt na poziomie 1,1 mln EUR/MW, podczas gdy średni rynkowy poziom dla bloków opalanych węglem waha się od 1,3 do 1,5 mln EUR/MW. Doświadczenie zdobyte przy tym projekcie powinno w naszej opinii procentować przy kolejnych inwestycjach Grupy Tauron, które prawdopodobnie będą realizowane według podobnego modelu (koncern nie tylko jako inwestor, ale również jako generalny wykonawca). Może to pozwolić na skrócenie początkowego etapu tego typu przedsięwzięć (planowanie, uzyskiwanie pozwoleń, projektowanie), który w przypadku Elektrowni Łagisza trwał ponad 4 lata (również ze względu na problemy z uzyskaniem finansowania od banków, co miało związek z toczącą się wówczas dyskusją na temat kontraktów długoterminowych stanowiących naturalne zabezpieczenie kredytów).

Koszty inwestycyjne bloku 460 MW w Elektrowni Łagisza

(mln PLN)	
Turbina	600
Kotły	400
Połączenia sieciowe	100
Prace ziemne i inżynierskie	100
Pozostałe	700
Razem	1900

Źródło: Tauron

Inwestycje w nowe bloki wytwórcze

Program inwestycyjny Grupy Tauron na lata 2010-20 zakłada w segmencie wytwarzania energii nakłady inwestycyjne sięgające 29,3 mld PLN, z czego 3,9 mld PLN będzie wydane już w najbliższych 3 latach. Większość z planowanych projektów inwestycyjnych to budowa nowych konwencjonalnych bloków energetycznych, które pozwoliłyby w ciągu dekady na zwiększenie

całkowitej mocy zainstalowanej w koncernie z obecnych 5,6 GW (łącznie z elektrowniami wodnymi) do prawie 8,5 GW (wielkość tę należy skorygować o moce przynależne partnerom w poszczególnych projektach). Szczególne natężenie prac w tym zakresie przewidziane jest na okres 2012-2016. Oczywiście poszczególne projekty są w bardzo różnej fazie inwestycyjnej, a niektóre z nich na razie znajdują się na etapie analiz i nie zostały jeszcze zatwierdzone przez odpowiednie organy Spółki. Najbardziej zaawansowana jest budowa nowego bloku o mocy 50 MWe i 182 MWt w EC Bielsko-Biała. Instalacje są już w fazie realizacji, a ich ukończenie planowane jest na połowę 2013 roku, kiedy to mają zastąpić jeden z obecnych bloków elektrociepłowni zbudowany jeszcze w roku 1970 i nie spełniający norm emisji SOx. Na przełomie 2012-13 roku do użytkowania ma być również oddany opalany biomasą 50 MW blok w Elektrowni Jaworzno. Rok później planowane jest ukończenie bloku gazowego w Stalowej Woli o mocy 400MW budowanego w JV z PGNiG (umowa o współpracy podpisana w ubiegłym roku), który pozwoli na generowanie w Grupie żółtych certyfikatów pochodzenia energii. W kolejnych latach moce produkcyjne Grupy rozszerzą się jeszcze o nowy blok w Elektrociepłowni Katowice (opalany gazem ziemnym) oraz dwie duże jednostki opalane węglem po 910 MW każda w Jaworznie i Blachowni, choć zwracamy uwagę, że ten drugi projekt ma być realizowany we współpracy z KGHM, który obejmie w nim 50% udziałów. Listę kluczowych projektów uzupełniają jeszcze instalacje w EC Tychy (rozbudowa elektrociepłowni o dodatkowe 55 MWe i 190 MWt) oraz nowy blok 460 MW w Elektrowni Łagisza, bliźniaczy do tego uruchomionego w ubiegłym roku (rozważane jest uzupełnienie go o produkcję ciepła w kogeneracji o mocy 350 MWt). Zarząd analizuje ponadto jeszcze 3 projekty, których ze względu na odległą perspektywę (bloki po 910 MW w Elektrowni Łaziska i Siersza) lub wysokie ryzyko realizacji (blok IGCC w Kędzierzynie Koźlu, który będzie realizowany tylko wówczas, gdy otrzyma wsparcie ze środków unijnych) nie uwzględniamy w naszym modelu.

Plany inwestycyjne Grupy Tauron w zakresie budowy nowych mocy wytwórczych (zestawienie nie obejmuje farm wiatrowych)

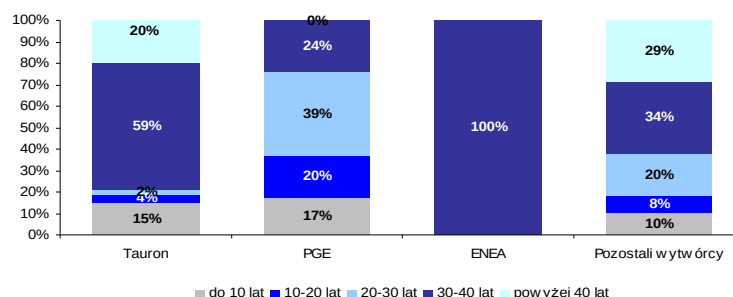
	MWe	MWt	koszt w mln PLN	rok uruchomienia	uwzględnione w modelu DI BRE?
Elektrownia Bielsko Biała	50	180	409	połowa 2013	TAK
Blok na biomasę w Elektrowni Jaworzno	50	45	351	koniec 2012	TAK
Blok gazowy w Elektrowni Stalowa Wola*	200	120	702	połowa 2014	TAK
Elektrociepłownia Katowice	135	87	895	2015	TAK
Elektrociepłownia Tychy	55	190	365	początek 2016	TAK
Elektrownia Jaworzno III	910	0	5 324	2016	TAK
Elektrownia Blachownia*	455	0	2 662	2016	TAK
Projekt IGCC Kędzierzyn Koźle*	155	69	3 000	2016	NIE
Elektrownia Łagisza	460	350	2 870	koniec 2017	TAK
Elektrownia Łaziska	910	b/d	5 324	2019	NIE
Elektrownia Siersza	910	b/d	5 324	koniec 2020	NIE
Razem plany Tauron	4 290	1 041	27 224	-	-
Uwzględnione w prognozach DI BRE	2 315	972	13 577	-	-

*inwestycje te mają być realizowane z partnerami w ramach joint venture o udziale 50:50 i według takich proporcji podajemy wartość szacunkowych wydatków oraz mocy przypadających na Tauron

Źródło: Tauron, szacunki DI BRE

Uwzględniając uruchamianie nowych bloków wytwórczych, należy jednocześnie zwrócić uwagę na fakt, że ze względu na średni wiek mocy zainstalowanej koncernu (prawie 80% bloków ma ponad 30 lat), część instalacji będzie musiała być w najbliższych latach wycofywana z eksploatacji, a więc nowe inwestycje po części będą mieć charakter „odtworzeniowy”. Oczywiście nie można wychodzić przy tym z prostego założenia, że żywotność każdego bloku kończy się po 40-latach, gdyż wiele instalacji przy odpowiedniej polityce modernizacji i remontów oraz dostosowaniu do nowych regulacji emisyjnych może funkcjonować nawet ponad 50 lat (przykład budowanej w latach 70-tych elektrowni Jaworzno III, której zamknięcie planowane jest dopiero na lata 2029-31). Niemniej jednak Zarząd Taurona spodziewa się, że w perspektywie 2020 roku z użytkowania zostanie wyłączonych około 1,7 GW mocy, czyli około 30% aktualnego potencjału produkcyjnego koncernu. Na tej liście znajdują się przede wszystkim bloki budowane jeszcze w latach 50-tych i 60-tych ubiegłego wieku (2 bloki w Elektrowni Halemba, 2 bloki w Elektrowni Łagisza, kotły pyłowe w Elektrowni Jaworzno II oraz opalane w dużej części gazem koksowniczym z Zakładów Koksowniczych w Zdzeszowicach bloki w Elektrowni Blachownia), a także te elektrownie, którym w najbliższych latach będą kończyć się okresy derogacyjne na limity emisji NOx czy SOx (EC Stalowa Wola, Elektrownia Łagisza i Elektrownia Łaziska).

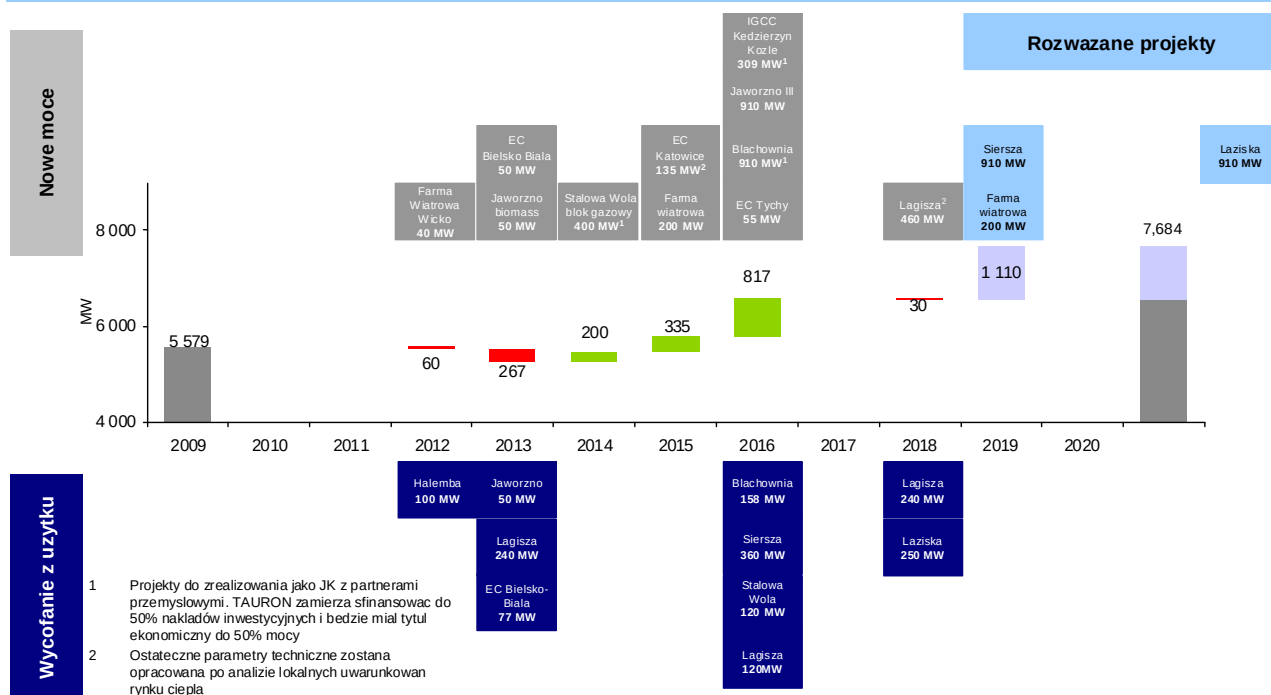
Wiek mocy zainstalowanej w Grupie Tauron na tle rynku polskiego



Źródło: Tauron, PGE, ENEA, szacunki DI BRE

Poniżej prezentujemy harmonogram uruchamiania i zamykania poszczególnych bloków wytwórczych wraz z planowaną zmianą netto potencjału produkcyjnego koncernu. Zaznaczamy jednak, że ostateczny poziom mocy zainstalowanej 7,7 GW w 2020 roku wynika z przedstawionych zamierzeń inwestycyjnych Zarządu Taurona, które nie w pełni uwzględniamy w naszym modelu. W prognozach zakładamy w tym horyzoncie zwiększenie mocy w konwencjonalnych elektrowniach o około 0,6 GW i dodatkowe 0,44 GW w elektrowniach wiatrowych (szerzej ta kwestia omówiona w następnym rozdziale). Nominalnie w segmencie wytwarzania potencjał zwiększy się więc tylko o 11%, ale oczekujemy że dzięki parametrom nowych elektrowni i wyższemu wykorzystaniu mocy uda się zwiększyć produkcję o ponad 30%.

Bilans mocy zainstalowanej w Grupie Tauron w latach 2009-20 (projekty JV uwzględnione według udziałów przynależnych bezpośrednio do koncernu)- plan inwestycyjny Zarządu

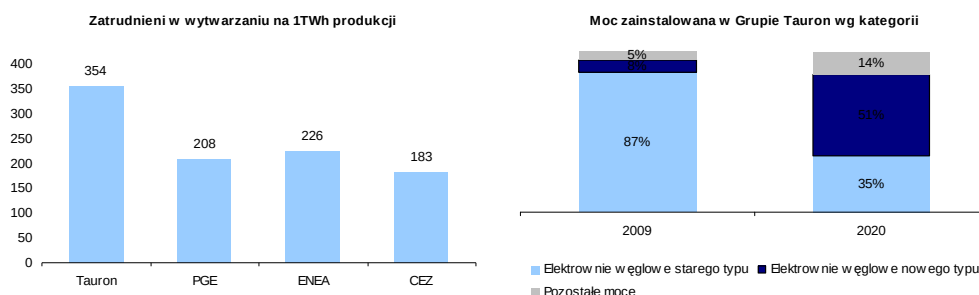


Źródło: Tauron, opracowanie DI BRE

Ważnym aspektem programu rozbudowy mocy wytwórczych, oprócz samego nominalnego zwiększenia potencjału, jest bowiem także wzrost efektywności. Obniżenie kosztów funkcjonowania w przeliczeniu na MWh produkowanej energii będzie wynikać przede wszystkim z postępu technologicznego jaki nastąpił w sektorze w ciągu ostatnich kilkudziesięciu lat (przypominamy, że większość obecnych bloków Taurona była budowana w latach 60-tych i 70-tych). Nowe kotły opalane węglem mogą osiągać sprawność nawet na poziomie 46% (takie parametry mają mieć m.in. nowe bloki w Jaworznie czy Blachowni), podczas gdy aktualna średnia sprawność bloków zainstalowanych koncernie to około 37%, a warto zauważyć, że niektóre starsze elektrownie schodzą z tym wskaźnikiem nawet do 33-34%. Ma to bardzo duże znaczenie nie tylko ze względu na zużycie paliwa, ale co za tym idzie również na poziom emisji CO₂ i innych gazów czy zanieczyszczeń. Oczywiście nowsze instalacje mogą poza tym pracować przy znacznie wyższym rocznym obciążeniu, niż te wymagające częstszych

przebojów remontowych, tak więc produkcja energii z 1MW mocy zainstalowanej w Tauronie powinna rosnąć wraz z uruchamianiem nowych bloków. Spodziewamy się również, że oddawanie nowych inwestycji pozwoli na znaczne obniżenie zatrudnienia w segmencie wytwórczym. Tymczasem dzisiaj koncern wypada pod tym względem bardzo niekorzystnie na tle regionalnych konkurentów. Na 1TWh produkowanej energii przypada ponad 300 pracowników, podczas gdy w PGE ten wskaźnik wynosi 208 osób (po wyłączeniu uwzględnianych w segmencie „Wytwarzanie i Wydobywanie” zatrudnionych w kopalniach węgla brunatnego), w Elektrowni Kozienice 226 osób, a w czeskim CEZ-ie tylko 183 (po wyłączeniu elektrowni jądrowych). Częściowo te różnice mogą być związane z różną prezentacją pracowników pełniących funkcje wspierające (np. ekipy remontowe, służby ratunkowe), ale w dużej mierze są pochodną stopnia zautomatyzowania posiadanych bloków, struktury zainstalowanej mocy i wskaźnika jej wykorzystania (przykładowo wskaźnik zatrudnienia w nowym bloku 460 MW w Elektrowni Łagisza wynosi 0,1 pracownika/MW, a w starych blokach 50MW jest on bliski 1,0), jak również poziomu restrukturyzacji zatrudnienia na przestrzeni ostatnich 20-lat. Oczekujemy, że w perspektywie najbliższych 10-lat wskaźniki Taurona pod tym względem powinny konwergować do średnich rynkowych, zarówno dzięki uruchamianiu nowoczesnych jednostek jak i optymalizacji zatrudnienia w istniejących elektrowniach (ten proces może być jednak co najmniej do 2014 blokowany przez obowiązujące umowy społeczne i gwarancje dla pracowników).

Zatrudnienie w elektrowniach w przeliczeniu na TWh produkcji oraz struktura zainstalowanej mocy w Grupie Tauron w 2009 roku i 2020 (plany Zarządu)



Źródło: Tauron, PGE, ENEA, opracowanie DI BRE

Inwestycje modernizacyjne

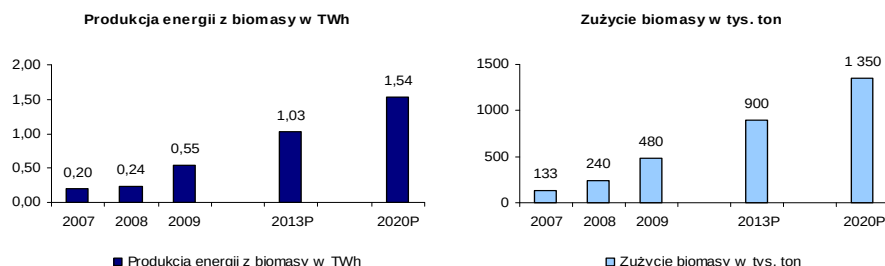
W planach inwestycyjnych Taurona na lata 2010-20 ważną i znaczącą grupę nakładów stanowią inwestycje modernizacyjno-odtworzeniowe, pozwalające na utrzymanie w ruchu obecnych aktywów wytwórczych. Część tych projektów jest wymuszona limitami emisyjnymi i wygasaniem okresów przejściowych przyznanych niektórym elektrowniom. Przykładowo 3 kotły w Elektrowni Łagisza i 6 kotłów w Elektrowni Stalowa Wola mogą tylko do końca 2015 roku korzystać z derogacji w zakresie emisji dwutlenku siarki, a podobne zwolnienia w zakresie NOx kończą się w 2017 roku w Elektrowni Jaworzno, Elektrowni Łagisza, Elektrowni Łagisza oraz Elektrociepłowni Nowa. W niektórych przypadkach budowa instalacji odsiarczania czy odazotowania spalin, ze względu na wiek bloków nie jest ekonomicznie uzasadniona, ale znaczną część tych mocy uda się dzięki odpowiednim inwestycjom wykorzystywać również po wejściu w życie bardziej restrykcyjnych norm ekologicznych. Największym projektem modernizacyjnym będzie instalowanie katalizatorów podtlenku azotu na 6 blokach w Jaworznie i 4 blokach w Elektrowni Łagisza (łączne moce 2,3 GW), które pozwolą na obniżenie emisji tego gazu cieplarnianego poniżej 200 mg/Nm³. Planuje się, że proces będzie zrealizowany w latach 2011-15, po dwa bloki rocznie. Szacujemy, że koszt tego projektu może przekroczyć 300 mln PLN.

Inwestycje oparte o spalanie biomasy

W związku z istniejącymi przepisami wspierającymi produkcję energii z biomasy (paliwo traktowane jako neutralne dla bilansu emisji CO₂) rozwój tego typu aktywów wytwórczych w Grupie Tauron zajmuje dość ważne miejsce w planie inwestycyjnym na lata 2010-20. Aktualnie do współspalania biomasy przystosowane są wszystkie bloki w Elektrowni Jaworzno, Elektrowni Łagisza, 5 z 6 bloków w Elektrowni Siersza, 2 bloki w Elektrowni Stalowa Wola oraz blok w EC Bielsko-Biała. Łącznie te instalacje zużywają rocznie około 480 tys. ton tego typu paliwa i produkują około 0,55 TWh „zielonej energii”. W perspektywie 2020 roku Zarząd koncernu zamierza zwiększyć ten poziom do 1,5 TWh. Najważniejszym projektem, który zbliży Spółkę do tego celu będzie 50 MW blok budowany na terenie Elektrowni Jaworzno II w całości opalany biomasą. Uruchomienie tej jednostki pod koniec 2012 roku powinno pozwolić na podwojenie aktualnej produkcji energii z biomasy. Dalszego zwiększania generacji opartej na tym „ekologicznym” paliwie można oczekiwać w latach 2014-16, kiedy to odpowiednio będą oddawane do użytku zmodernizowane i przygotowane do współspalania biomasy bloki w Elektrowni Stalowa Wola, EC Katowice oraz EC Tychy. Uruchomienie tych wszystkich projektów

pozwoli nie tylko na ograniczenie emisji CO₂, ale również na uzyskanie ponad 260 mln PLN dodatkowych przychodów ze sprzedaży zielonych certyfikatów.

Produkcja energii z biomasy w Grupie Tauron i poziom zużycia paliwa w tys. ton



Źródło: Tauron, szacunki DI BRE

Rekompensaty związane z rozwiązaniem KDT

W związku z wcześniejszym rozwiązaniem kontraktów długoterminowych na sprzedaż energii elektrycznej, producenci objęci wcześniej KDT zgodnie z ustawą mają prawo do rekompensat na pokrycie tzw. kosztów osieroconych (wydatków na rozbudowę i modernizację mocy niepokrytych sprzedażą energii z uwagi na niższe ceny - ceny w KDT były wyższe), które są wypłacane w formie kwartalnych zaliczek. Maksymalny poziom rekompensat dla elektrowni z Grupy PKE określony został na 1,48 mld PLN i mają być one wypłacane do roku 2012, w którym wygasał najdłuższy KDT (modernizacja EC Katowice). W 2008 roku Spółka zaksięgowała przychody z tego tytułu na poziomie 192 mln PLN, czyli tyle ile wynikało z ustawy (256 mln PLN zostało ustalone na cały 2008 rok, a ustawa weszła w życie od 2Q'08). W zaliczkach otrzymała w 2008 roku 128 mln PLN (pozostałe 64 mln PLN za 4Q Zarządca Rozliczeń wypłacił w 2009 roku). Przy rozliczeniu rocznym w lipcu 2009 URE zakwestionował jednak 160 mln PLN wypłaconych rekompensat (wątpliwości regulatora budziła kwestia wewnętrznych rozliczeń w ramach Grupy Tauron i nie zgadzał się na uwzględnienie kosztów brakujących certyfikatów CO₂ w kosztach osieroconych) i zażądał zwrotu tej kwoty, co pokrywało się z decyzjami URE w sprawie innych koncernów objętych KDT (ENEA, PGE). Podobnie jak konkurenci PKE zaskarżył decyzję regulatora do sądu, który zdecydował, że do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu elektrownie Tauronu będą musiały zwrócić tylko połowę kwestionowanej przez URE kwoty (79,75 mln PLN). Do końca 2009 wykonano decyzję sądu w kwocie 50 mln PLN, a reszta została zwrócona w marcu 2010. W maju 2010 roku Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów uchylił jednak konieczność zwrotu kwestionowanej przez URE kwoty 160 mln PLN i przyznał na rzecz Taurona dodatkową kwotę rekompensat w wysokości 79 mln PLN. Wyrok nie jest jednak prawomocny, gdyż regulator złożył apelację.

W 2009 PKE otrzymało w zaliczkach 273 mln PLN (3 raty za 2009 rok i zaległa wypłata raty za 4Q'08), ale w przychodach zaksięgowane zostało aż 484 mln PLN, mimo iż maksymalna kwota wynikająca z ustawy to 268 mln PLN (będzie ona jeszcze powiększona o stopę kapitalizacji, gdyż wartości w ustawie odzwierciedlają ceny z 2007 roku). Ta różnica to w dużej mierze efekt rozpoznania w przychodach również części tzw. korekty końcowej, prawdopodobnie związany z zakończonymi w 2008 roku kontraktami KDT w Elektrowni Jaworzno (bloki 3 i 6) oraz Elektrowni Siersza (IOS-y na blokach 1-6). Rozbieżności między zaksięgowanymi przychodami, a realnymi przepływami z URE w tym zakresie zaowocowały wzrostem należności w 2009 z tego tytułu o 290 mln PLN. Zgodnie z decyzją URE z lipca 2010 Tauron otrzyma do końca września br w ramach korekty rocznej 138,2 mln PLN, co oznacza iż łączna wartość otrzymanych rekompensat za rok 2009 wyniesie 411 mln PLN.

Rekompensaty KDT w elektrowniach Grupy Tauron

(mln PLN)	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P
Rekompensaty dla PKE wg ustawy*	583	256	268	141	125	107
Rekompensaty zaksięgowane	n/d	192	484			
Zaliczki otrzymane	n/d	128	273			

*rekompensaty w ustawie zostały podane w cenach z 2007 roku więc podlegają kapitalizacji wg. stopy ustalonej co roku przez URE

Źródło: Tauron, URE, ustawa o rozwiązaniu KDT, opracowanie DI BRE

Kwestia zwrotu akcyzy

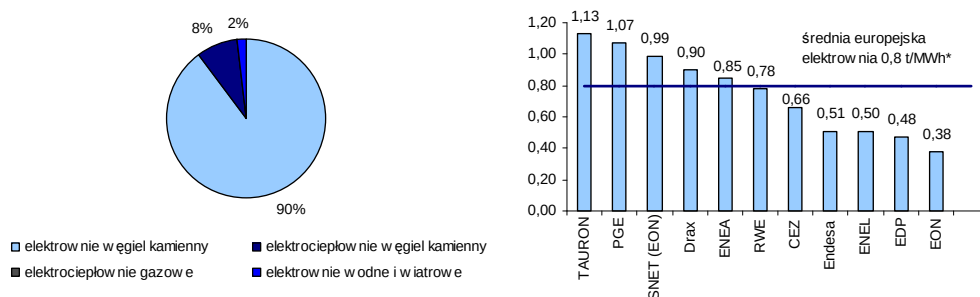
W związku z niezgodnością polskich przepisów z normami unijnymi w latach 2006-08 (potwierdzoną wyrokiem Trybunału Sprawiedliwości UE), Tauron domaga się zwrotu zapłaconej akcyzy na łączną kwotę 909 mln PLN, bez odsetek. Wg unijnych regulacji płatnikiem podatku akcyzowego powinien być bowiem sprzedawca energii, a nie wytwórca, tak jak to miało miejsce

do 2009 roku w Polsce. Stanowisko Ministerstwa Finansów w tej sprawie nie jest jednak tak jednoznaczne i resort uważa, że zwrot ewentualnej nadpłaty może dotyczyć tylko podatku naliczonego od wolumenu strat sieciowych (zwrócenie całej kwoty, nie uwzględniając prawnych aspektów, rzeczywiście trudno racjonalnie uzasadnić, gdyż koszt akcyzy ponosi przecież nie Spółka, a klient końcowy). Na razie trudno więc przewidzieć na jaką kwotę Tauron może liczyć (wspomniane 909 mln PLN implikowałoby wzrost wartości Spółki o 7%). Warto także zwrócić uwagę, że w przypadku pozytywnego rozstrzygnięcia, odbiorcy końcowi również będą mieli prawo do ubiegania się o zwrot podatku od Grupy Tauron (na pewno zrobią to najwięksi klienci, dla których kwoty mogłyby być materialne- przykładowo Mittal i CMC odbierają około 10% sprzedawanej przez Spółkę energii- taki wniosek już złożyła Kompania Węglowa na kwotę około 73 mln PLN). W naszym modelu uwzględniamy zwrot podatku naliczonego od strat sieciowych, który szacujemy na około 85 mln PLN.

Pakiet energetyczny – możliwe konsekwencje

Zdecydowana większość aktywów wytwórczych Grupy Tauron to bloki węglowe (tylko 2% produkcji opiera się na elektrowniach wodnych), co oczywiście nie pozostaje bez wpływu na poziom emisji CO₂. W 2009 roku Grupa wyemitowała niecałe 21 mln ton dwutlenku węgla rocznie, a w 2008 roku 22,7 mln ton, podczas gdy średnioroczny przydział w krajowym planie alokacji na lata 2008-12 wynosi dla elektrowni i elektrociepłowni wchodzących w skład koncernu 21,7 mln ton. Średni poziom emisyjności w przeliczeniu na wolumen produkowanej energii sięga w koncernie 1,13 t/MWh, co plasuje go nie tylko istotnie powyżej od średniej europejskiej, ale również powyżej lokalnych konkurentów. Oczywiście biorąc pod uwagę aktualny bilans certyfikatów emisyjnych (na koniec 2009 roku do wykorzystania pozostało 65,5 mln ton, a więc 21,8 mln ton rocznie), oczekiwane poziomy produkcji oraz mocno obniżone ceny rynkowe certyfikatów w latach 2010-12 nie należy oczekiwać w Grupie Tauron istotnych kosztów związanych z koniecznością dokupowania jednostek emisyjnych. W kolejnych okresach wydatki te mogą jednak rosnąć, co będzie wynikać zarówno ze spodziewanego wzrostu cen certyfikatów, jak i wejścia w życie postanowień unijnego pakietu klimatycznego w roku 2013.

Struktura produkcji wg. paliw i emisyjność CO₂ Taurona na tle branży w t/MWh**



*szacunki CEZ

**wskaźnik emisji dla polskich koncernów energetycznych liczony dla całkowitego poziomu emisji CO₂, w tym na produkcję ciepła- emisyjność tylko dla energii elektrycznej w przypadku Taurona wynosi około 0,9 t/MWh

Źródło: Tauron, ENEA, PGE, CEZ, PWC, opracowanie DI BRE

Według ustaleń UE, wytwórcy energii będą musieli kupować 100% certyfikatów na emisję CO₂ na aukcjach. Proces wdrażania tej koncepcji rozpocznie się w roku 2013. W Polsce i kilku innych nowych krajach członkowskich będzie jednak obowiązywać tzw. okres derogacyjny, a mianowicie w roku 2013 elektrownie będą kupować na rynku certyfikaty odpowiadające tylko 30% ich całkowitej emisji. Pula darmowych uprawnień ma stopniowo maleć i zmniejszyć się do zera dopiero w 2020 roku. Skalę wpływu pakietu klimatycznego na Grupę Tauron może obrazować kalkulacja dla roku 2013, która wskazuje, że przy aktualnym poziomie emisji CO₂ i dzisiejszych niskich cenach jednostek, Spółka musiałaby dokupić uprawnienia za ponad 350 mln PLN. Perspektywa ta jest oczywiście odległa i trudno przewidzieć jak dokładnie będzie wyglądał europejski rynek energii po implementacji pakietu energetycznego (na pewno część dodatkowych kosztów sektor przerzuci na odbiorcę końcowego i wzrosną ceny energii, co my zakładamy w naszych prognozach). Inwestorzy, mimo tych wątpliwości, starają się jednak w wycenie koncernów energetycznych dyskontować konsekwencje tych planowanych zmian i premijują te firmy, które cechują się relatywnie niższym poziomem emisji liczonej jako tCO₂/MWh. Na tym tle Tauron z jednym z najwyższych wskaźników wśród dużych europejskich producentów wygląda mało atrakcyjnie. Warto jednak zwrócić uwagę, że ze względu na okres derogacyjny i spodziewaną konwergencję cen energii w Polsce do poziomów europejskich, Spółka w pełni negatywne skutki pakietu klimatycznego odczuje prawdopodobnie dopiero w latach 2015-20. W dłuższym terminie Tauron na pewno nie będzie jednak beneficjentem nowych regulacji, gdyż należy oczekiwać, że wzrost ceny energii pokryje wyższe koszty CO₂ tylko elektrowniom o

niższym poziomie emisji od europejskiej średniej, która wynosi około 0,8 t/MWh. Nawet po uwzględnieniu planowanego uruchomienia elektrowni wiatrowych oraz instalacji współspalania biomasy, ten współczynnik dla Tauronu nie spadnie poniżej 0,8 (szacujemy, że w roku 2018 będzie wynosić 0,9 wobec obecnych 1,13 t/MWh- łącznie z emisją na produkcję ciepła). W tym kontekście wydaje się, że trudno będzie uzasadnić ewentualną premię w wycenie akcji koncernu w relacji do koncernu CEZ, który na każdą 1MWh energii emituje średnio 0,66 tony dwutlenku węgla i także będzie korzystał z okresu przejściowego do roku 2020.

Historyczne dane finansowe segmentu i prognozy DI BRE

Segment wytwórczy skupia najważniejsze elektrownie Grupy Tauron, które w ubiegłym roku wygenerowały aż 46% skonsolidowanego strumienia EBIDTA. Podstawowym czynnikiem determinującym rentowność w tym obszarze jest oczywiście cena energii elektrycznej, ale w latach 2007-09 nie był to jedyny kluczowy parametr wpływający na osiągnięte wyniki. Ważnymi czynnikami, które obciążały rezultat operacyjny w 2008 roku w porównaniu z 2007 rokiem były m.in. znaczące obniżenie produkcji energii (częściowo efekt rozwijającego się kryzysu ekonomicznego, a częściowo kwestia nowych bardziej restrykcyjnych limitów przyznanych elektrowniom z Grupy- spadek alokacji r/r o 26%), zastąpienie dotychczasowych kontraktów KDT systemem rekompensat (wpływ na efektywną średnią cenę sprzedaży i jej wolumen), a także rosnące koszty zakupu węgla. Prawdopodobnie nie bez znaczenia był również fakt zmian organizacyjnych w ramach Grupy Tauron i przeniesienie funkcji handlowej ze spółek wytwórczych do obrotu (wzrost udziału sprzedaży międzysegmentowej z 23% do 66%). W 2009 roku w otoczeniu skokowej wyżki cen energii (średni wzrost w handlu hurtowym o 27%) rentowność segmentu bardzo wyraźnie się poprawiła, ale wygenerowanie aż 677 mln PLN zysku operacyjnego było możliwe również dzięki wyższej produkcji energii zielonej w ramach współspalania biomasy, uruchomieniu nowego bardzo efektywnego bloku w Elektrowni Łagisza, a także zaksięgowaniu aż 484 mln PLN z tytułu rekompensat KDT (znacznie więcej niż wynika z ustawy, co szerzej opisywaliśmy wcześniej). Wzrost EBIT r/r oczyszczony o tę ostatnią pozycję wyniósłby +386 mln PLN, a nie +678 mln PLN. W kolejnych latach w dużym stopniu oczekiwany niższy poziom EBIT będzie determinowany właśnie przez wynikający z ustawy spadek zaliczek na rekompensaty KDT. Pozostałe czynniki wpływające na nasze prognozy to zakładane średnie ceny energii i węgla oraz zmiany w zakresie potencjału produkcyjnego Grupy (wyłączenia starych bloków i oddawanie nowych inwestycji omówione szeroko wcześniej).

Wyniki segmentu Wytwarzanie Energii oraz prognozy DI BRE

(mln PLN)	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P
Przychody	3 726	3 782	5 338	4 933	5 006	5 206
w tym rekompensaty KDT	-	192	484	141	125	107
EBIT	71	-1	677	410	417	402
marża EBIT	2%	0%	13%	8%	8%	8%
Amortyzacja	468	479	504	506	498	512
% udział w Grupie Tauron	39%	38%	38%	36%	34%	33%
EBIDTA	539	478	1 181	915	916	913
marża EBIDTA	14%	13%	22%	19%	18%	18%
% udział w Grupie Tauron	39%	30%	46%	36%	34%	32%
Hurtowa cena energii w PLN/MWh (bezKDT)	127,2	153,4	195,0	190,0	190,8	200,9
Cena energii w KDT (do kwietnia 2008) PLN/MWh	176,6	190,2	-	-	-	-
Cena certyfikatu CO₂ w EUR/t	20,6	23,9	13,8	14,0	17,6	22,3
Produkcja energii Tauron (TWh)	22,1	19,1	18,2	19,1	19,4	19,3
węgiel brunatny	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
węgiel kamienny	22,1	19,1	18,2	19,1	19,4	19,3
gaz ziemny	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
energia wiatrowa i wodna*	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5
w tym współspalanie biomasy	0,2	0,2	0,5	0,6	0,6	0,6

*elektrownie wodne są uwzględniane w segmencie Energia Odnawialna

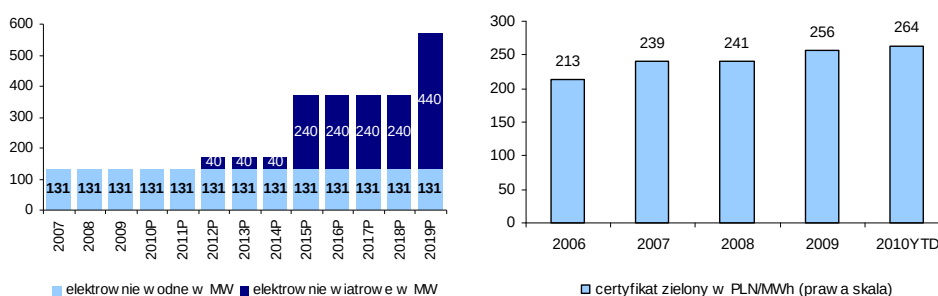
Źródło: Tauron, szacunki DI BRE

Segment Energii Odnawialnej

- Wytwarzanie energii zielonej w elektrowniach wodnych (zbiornikowych i przepływowych) o łącznych mocach 131 MW zlokalizowanych w południowej i południowo-zachodniej Polsce.
- Wysoka marża osiągnięta na przychodach z zielonych certyfikatów.
- Plany budowy farm wiatrowych o łącznych mocach 440 MW w perspektywie 2020 roku, z czego pierwsze 40 MW ma być uruchomione w 2012.
- Oczekiwany stabilny poziom zysku operacyjnego zależny od ceny zielonych certyfikatów, możliwy jego wzrost dopiero po oddaniu do użytku turbin wiatrowych.

W ramach segmentu Energia Odnawialna skoncentrowanych jest 35 elektrowni wodnych, w tym 11 zbiornikowych i 24 przepływowych o łącznych mocach na poziomie 131 MW zlokalizowanych w południowej i południowo-zachodniej Polsce (na takich rzekach jak Odra, Bóbr, Nysa Kłodzka, Dunajec czy Wisła). Największym aktywem w tej grupie jest Zespół Elektrowni Wodnych Rożnów o łącznych mocach 71,5 MW i rocznej produkcji na poziomie 0,19 TWh. W sumie w ramach segmentu wytwarzanych jest około 0,4 TWh tzw. zielonej energii (z tego na elektrownie zbiornikowe przypada 0,3 TWh). Warto w tym miejscu zwrócić uwagę, że elektrownie wodne Taurona są własnością dwóch spółek zależnych, a mianowicie Tauron Ekoenergia oraz Enion Energia. Struktura własnościowa ma w tym wypadku o tyle istotne znaczenie, że wchodzący w skład Enion Energia (spółka obrotu) ZEW Rożnów jest bezpośrednim źródłem zielonych certyfikatów dla swojej detalicznej spółki matki i stąd przychody z tego tytułu nie są w ogóle wykazywane w przychodach segmentu Energia Odnawialna.

Moc zainstalowana w elektrowniach wodnych i wiatrowych w Grupie Tauron oraz średnie ceny zielonych certyfikatów na TGE



Źródło: Tauron, Towarowa Giełda Energii, opracowanie DI BRE

Program inwestycyjny dla segmentu Energia Odnawialna oprócz modernizacji i odnowy niektórych elektrowni wodnych (3 obiekty o łącznych mocach zainstalowanych 17 MW uruchamiane jeszcze na początku XX wieku) obejmuje przede wszystkim budowę nowych źródeł wytwórczych opartych na energii wiatru. W perspektywie 2020 roku Zarząd przewiduje uruchomienie około 440 MW w lądowych farmach wiatrowych. W pierwszej kolejności Tauron zamierza dokonać akwizycji gotowego projektu Wicko o łącznej mocy 40 MW, który powinien rozpocząć produkcję w 2012 roku. Zespół 20 turbin wiatrowych ma wytwarzać około 90 GWh ekologicznej energii. Kolejne zwiększenie potencjału w tym zakresie planowane jest na 2015 rok, kiedy to do użytku powinien zostać oddany własny projekt deweloperski farmy wiatrowej o mocy 200 MW. Do 2020 roku ma być zrealizowana jeszcze jedna tego typu inwestycja. Łączne nakłady inwestycyjne segmentu w najbliższej dekadzie mają sięgnąć około 3,9 mld PLN. Wartość generowanych zielonych certyfikatów w elektrowniach wodnych i wiatrowych wzrośnie dzięki temu w tej perspektywie o około 300 mln PLN.

Wyniki segmentu Energia Odnawialna oraz prognozy DI BRE

(mln PLN)	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P
Przychody	80	105	123	126	126	176
EBIT	45	44	55	58	55	89
marża EBIT	57%	42%	45%	46%	43%	51%
Amortyzacja	15	19	21	21	26	36
% udział w Grupie Tauron	1%	1%	2%	1%	2%	2%
EBITDA	61	63	76	79	80	125
marża EBITDA	76%	60%	62%	62%	64%	71%
% udział w Grupie Tauron	4%	4%	3%	3%	3%	4%
Cena zielonego certyfikatu PLN/MWh*	239,4	241,1	256,4	264,0	264,0	264,0
Produkcja energii odnawialnej Tauron (TWh)	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5
elektrownie wodne	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
elektrownie wiatrowe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1

*notowania spotowe na Towarowej Giełdzie Energii

Źródło: Tauron, szacunki DI BRE

Segment energetyki odnawialnej charakteryzował się w latach 2007-09 dość stabilnymi wynikami, co wynikało z jego specyfiki. Skupia on działalność elektrowni wodnych wchodzących w skład Grupy, których ani produkcja ani potencjał nie ulegały w ostatnim czasie istotnym zmianom. Realizowana marża na tym segmencie jest bardzo wysoka, ale ze względu na jego skalę w relacji do całej Grupy udział w skonsolidowanym strumieniu EBITDA nie przekracza kilku procent. Wzrost przychodów obserwowany na przestrzeni ostatnich 3 lat to przede wszystkim konsekwencja wzrostu cen zielonych certyfikatów, które są generowane przez źródła oparte na OZE. Ze względu na strukturę własnościową poszczególnych elektrowni wodnych, sprzedaż segmentu nie uwzględnia przychodów z całości 0,4 TWh zielonej energii (przychody z zielonych certyfikatów w elektrowniach Enion Energia, które w latach 2007-09 wynosiły odpowiednio 27 mln PLN, 42 mln PLN i 60 mln PLN są „przenoszone do segmentu obrotu, gdyż te świadectwa pochodzenia są bezpośrednio wykorzystywane przez tę spółkę sprzedażową”). W kolejnych latach nie spodziewamy się istotnych zmian w wynikach segmentu energetyki odnawialnej, aż do momentu uruchomienia pierwszych mocy w farmach wiatrowych, które planowane jest na rok 2012.

Segment Dystrybucji Energii

- Roczna dystrybucja na poziomie 30,9 TWh energii i 27% udział w rynku.
- Działalność taryfowana i wyniki finansowe oparte o zatwierdzaną przez URE wartość regulacyjną aktywów (WRA) oraz poziom kosztów operacyjnych w relacji do limitów ustalonych przez regulatora.
- Perspektywa poprawy wyników w związku z ustaloną nową ścieżką wzrostu WRA nawet do poziomu 700 mln PLN na poziomie EBIT do 2016 roku.
- Potencjał do redukcji kosztów na poziomie operacyjnym oraz zmniejszenie strat przesyłowych (obecnie koszt bilansowania z tego tytułu to około 400 mln PLN rocznie).
- Dalsza rozbudowa sieci i przyłączanie nowych klientów, a także budowa interkonektorów (inwestycje rozwojowe w okresie 2010-12 mają sięgnąć 1,3 mld PLN).

Usługi dystrybucji energii w Grupie Tauron są świadczone przez dwie spółki Enion i EnergiaPro, które posiadają infrastrukturę przesyłową średniego i niskiego napięcia w południowej i południowo-zachodniej Polsce obsługującą około 4,1 mln klientów. W 2009 roku podmioty te przesyłały do końcowych odbiorców 30,9 TWh energii, co daje około 27% polskiego rynku. Dystrybucja energii jest działalnością regulowaną, a taryfy są zatwierdzane przez Urząd Regulacji Energetyki. Przychód regulowany, jest kalkulowany jako suma kosztów operacyjnych (URE aby wymóc na spółkach dystrybucyjnych zwiększenie efektywności nie uwzględnia całości raportowanych przez nie wydatków- według uśrednionych szacunków dla Enionu i EnergiiPro ten współczynnik kształtuje się na poziomie około 83%), amortyzacji, kosztów zakupu usług przesyłowych od PSE, kosztów strat sieciowych (w tym wypadku choć procentowy udział strat jest przez regulatora dostosowywany do aktywów dystrybutora to jednak systematycznie jest zaniżona dopuszczalna cena zakupu energii na ich wyrównanie), podatku od nieruchomości sieciowych oraz zwrotu z kapitału, liczonego jako iloczyn średniego ważonego kosztu kapitału (WACC dla roku 2009 został wyznaczony na 10,4%) oraz tzw. regulacyjnej wartości aktywów dystrybucyjnych (WRA). Teoretycznie więc EBIT segmentu dystrybucji powinien być równy temu

ostatniemu składnikowi przychodów. W rzeczywistości jest jednak niższy, co ma związek ze wspomnianym zaniżaniem przez Regulatora kosztów operacyjnych uwzględnianych w taryfie. Kluczową kwestią jest także wysokość WRA akceptowana przez URE.

Kluczowe parametry wyznaczania zwrotu z WRA

(mln PLN)	2005	2006	2007	2008	2009	2010P
Wartość aktywów trwałych segmentu	b/d	b/d	7 453	7 268	7 767	8 108
WRA przyjęta przez URE	3 314	3 296	3 299	3 516	3 641	9 836
WACC	11,99%	10,59%	10,04%	9,85%	10,41%	10,52%
% WRA podlegającego wynagradzaniu	50,0%	75,0%	100,0%	100,0%	105,1%	51,6%
Zwrot z kapitału	199	262	331	346	398	534
EBIT segmentu	b/d	b/d	110	194	95	293
Przychód regulowany	4 096	4 331	4 225	4 346	4 463	4 698
Koszty operacyjne uwzględnione przez URE	697	722	737	932	954	994
Koszty operacyjne rzeczywiste	861	917	1 052	1 165	1 147	-
% kosztów uzasadnionych	81%	79%	70%	80%	83%	-

Źródło: Tauron, szacunki DI BRE

Podejście URE w zakresie wyznaczania WRA podlegającego wynagradzaniu zmieniało się dość często na przestrzeni ostatnich kilku lat. W okresie 2004-07 regulacyjna wartość aktywów wyznaczona była na bazie wartości godziwej aktywów 10 regionalnych zakładów energetycznych, które w ramach konsolidacji weszły w 2004 roku w skład EnergiiPro i Enionu. Zwrot z kapitału nie był jednak liczony od całości WRA, ale tylko określonej części (np. 50% w 2005 roku), która wzrosła do poziomu 100% w roku 2007. W latach 2008 i 2009 była powiększana o inwestycje netto, a dodatkowo w 2009 roku spółki dystrybucyjne mogły do zwrotu z kapitału doliczyć 0,5% przychodu regulowanego z 2008 roku (stąd w powyższej tabeli %WRA podlegającemu wynagrodzeniu przekracza 100%). W międzyczasie prowadzone były negocjacje spółek energetycznych z Regulatorem w kwestii wypracowania długoterminowej ścieżki osiągnięcia pełnego zwrotu z aktywów zaangażowanych w działalność przesyłową (duża rozbieżność między WRA, a bilansową wartością aktywów). Ostatecznie zdecydowano, że począwszy od roku 2010 zwrot z kapitału będzie wyznaczany jako suma zwrotu z kapitału z roku poprzedzającego (ZK_{t-1}), 1,5% z przychodów regulowanych z roku poprzedzającego (PR_{t-1}) oraz zwrotu z inwestycji netto przeprowadzonych po roku 2008 (ZI_t), czyli $ZK_{t-1} + 1,5\% \cdot PR_{t-1} + WACC \cdot ZI_t$. Wzór ten będzie obowiązywał dopóki tak wyznaczany zwrot będzie niższy od wyrażenia $WACC \cdot WRA_t$, gdzie WRA_t będzie wartością regulacyjną aktywów obliczonych na koniec 2008 roku wg metody utraconych przychodów (dla obydwu spółek przesyłowych Taurona jest to aż 9,8 mld PLN) indeksowanych o inwestycje netto w poszczególnych okresach począwszy do 2009 roku. Według naszych szacunków, drugi wzór oznaczający pełne wynagrodzenie nowego WRA zacznie obowiązywać na przełomie 2016 i 2017 roku i do tego czasu EBIT segmentu powinien wzrosnąć do poziomu około 700-800 mln PLN. W krótszym okresie pozytywnie na poziom EBIT mogą ponadto wpływać oszczędności na kosztach operacyjnych oraz zmniejszanie strat sieciowych w wyniku inwestycji modernizacyjnych. W przypadku redukcji współczynnika strat we własnej sieci dystrybucji do poziomu CEZ czy PGE, czyli o około 1-2 punkty procentowe (z 7% do 5%), wartość odzyskanej energii mogłaby sięgnąć 120 mln PLN w skali roku, aczkolwiek należy pamiętać, że URE docelowo może zmniejszać poziom akceptowalnych strat sieciowych uwzględnianych w przychodach regulowanych, a poziom strat często wynika ze specyfiki sieci i struktury klientów.

Wyniki segmentu Dystrybucji Energii oraz prognozy DI BRE

(mln PLN)	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P
Przychody	4 100	4 232	4 085	4 439	4 687	4 929
EBIT	110	194	95	293	349	411
marża EBIT	3%	5%	2%	7%	7%	8%
Amortyzacja	576	619	631	692	759	821
% udział w Grupie Tauron	48%	49%	48%	50%	52%	53%
EBITDA	686	813	725	985	1 108	1 232
marża EBITDA	17%	19%	18%	22%	24%	25%
% udział w Grupie Tauron	50%	50%	28%	39%	41%	43%
Wolumen przesłanej energii w TWh	32,2	32,3	30,9	31,8	32,9	33,7
Aktywa segmentu	7 453	7 268	7 767	8 108	8 382	8 594

Źródło: Tauron, szacunki DI BRE

Udział segmentu operacyjnego w skonsolidowanym strumieniu EBITDA Grupy Tauron waha się w granicach 17-19%, aczkolwiek warto zwrócić uwagę, że jest to pochodna bardzo wysokiej amortyzacji (prawie połowa całkowitej amortyzacji Grupy). Wysoki poziom odpisów amortyzacyjnych nie jest jednak jednoznaczny z poziomem generowanej gotówki z tej działalności, gdyż jednocześnie aktywa przesyłowe wymagają wysokich nakładów odtworzeniowych (całkowity capex w 2009 roku wyniósł w tym segmencie 746 mln PLN). Wyniki operacyjne generowane na tej działalności są oczywiście pochodną decyzji URE, który określa zagregowany poziom przychodów regulowanych według modelu opisanego wcześniej w raporcie. Właśnie korzystniejsze parametry przyjęte przez regulatora w 2008 roku (wyższy poziom WRA i akceptacja wyższych kosztów operacyjnych jako uzasadnionych) były odpowiedzialne za widoczną poprawę EBIT w relacji do 2007 roku. W 2009 roku URE ponownie zwiększyło poziom przychodów regulowanych dystrybutorom Taurona, ale niestety ze względu na spadek popytu na prąd przesłali oni do klientów znacznie mniej energii niż pierwotnie planowano. Taka sytuacja ma ogromne znaczenie dla osiąganej rentowności, gdyż zagregowany poziom przychodu regulowanego jest podstawą do wyznaczenia taryf jednostkowych na dany rok w oparciu o prognozowany ex-ante wolumen przesyłanej energii. W 2009 roku ostateczny wolumen był znacznie niższy i ostatecznie Tauron osiągnął przychody znacznie niższe od zatwierdzonych przez URE, co przełożyło się na słaby rezultat finansowy (nie bez znaczenia była również wyższa niż akceptowana przez regulatora cena kupowanej energii na pokrycie strat sieciowych). Spodziewamy się, że rok 2010 przyniesie w tym kontekście znaczną poprawę wyników, tym bardziej, że zaakceptowany przez regulatora poziom przychodów jest o 235 mln PLN wyższy niż w roku poprzednim (URE podwyższyło również akceptowaną cenę zakupu energii na bilansowanie sieci o 5-6 PLN/MWh przy stabilizacji cen hurtowych na rynku). W kolejnych latach w związku z ustaloną nową ścieżką dojścia do wyższego poziomu WRA powinniśmy obserwować kontynuację tych pozytywnych tendencji. Nie bez znaczenia dla wyników będą także prowadzone inwestycje. W najbliższych 3 latach Zarząd planuje realizację projektów na kwotę ponad 3,1 mld PLN, z czego około 1,8 mld PLN będą stanowiły nakłady modernizacyjne i odtworzeniowe. Powinny one poprawić parametry posiadanej infrastruktury poprzez ograniczenie strat sieciowych, zwiększenie niezawodności (np. poprzez zastępowanie linii naziemnych podziemnymi) oraz unowocześnienie zaplecza informatycznego (lepszą kontrola nad siecią). Pozostała część zaplanowanych na ten okres wydatków (1,3 mld PLN) będzie miała charakter rozwojowy i obejmie przyłączanie nowych klientów oraz budowę połączeń interkonektowych z Czechami, Słowacją i Niemcami.

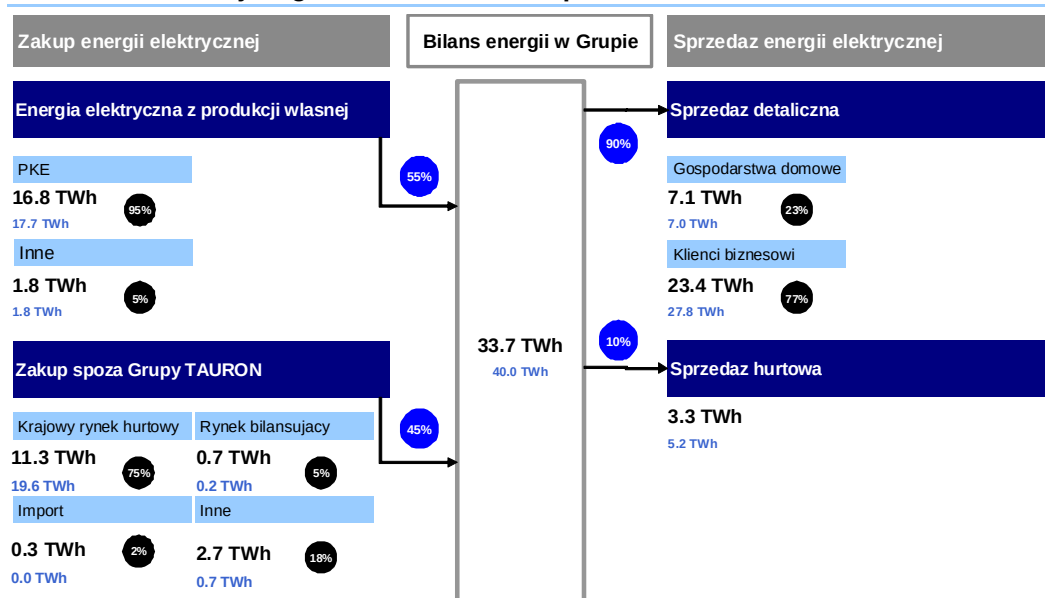
Segment Obrotu

- Wolumen sprzedaży energii do odbiorców końcowych na poziomie 30,4 TWh i pozycja krajowego lidera pod tym względem.
- Koncentracja sprzedaży w południowo-zachodniej Polsce w regionach najbardziej uprzemysłowionych i wysoka ekspozycja na dużych przemysłowych klientów (ponad 22% sprzedaży ogółem), a co za tym idzie wysoka wrażliwość wolumenów na stan koniunktury gospodarczej.
- Niski na tle konkurencji udział gospodarstw domowych w sprzedaży (23% vs. np. 30% w PGE), co w kontekście regulacji tego segmentu rynku ma wpływ na osiąganą rentowność (sprzedaż do klientów domowych deficytowa).
- Sprzedaż do klientów końcowych objęta obowiązkowymi limitami energii „kolorowej”, których koszty nie zawsze są w pełni przenoszone na odbiorców (szczególnie w taryfie G).
- Udział segmentu w skonsolidowanym strumieniu EBITDA w 2009 roku na poziomie 12%, dzięki wzrostowi rynkowych marż handlowych.
- Relatywnie niższy poziom rentowności Taurona na tej działalności na tle innych polskich koncernów (ENEA, PGE) ze względu na „krótką” pozycję w energii (mniejsza skala integracji pionowej).
- Szansa na utrzymanie marż blisko poziomu z roku 2009 i wzrost zysków wraz z rosnącymi cenami energii, aczkolwiek, możliwe negatywne czynniki to: zwiększenie strat na taryfie G wraz ze zwiększeniem kosztów świadectw pochodzenia i konkurencja w segmencie klientów biznesowych (zasada TPA).

Działalność Taurona w obszarze obrotu energią elektryczną (a także obrotu uprawnieniami do emisji oraz prawami majątkowymi ze świadectw pochodzenia energii) realizowana jest obecnie przede wszystkim przez dwie spółki zależne: Enion Energia i EnergiaPro Gigawat, które powstały w wyniku procesu unbundlingu (separacja działalności dystrybucji energii od działalności sprzedażowej). Pochodną wcześniejszej struktury polskiego rynku jest to, że obszar ich funkcjonowania pokrywa się w dużej mierze z infrastrukturą przesyłową należącą do Grupy (podobnie jest w innych zintegrowanych pionowo polskich koncernach energetycznych), aczkolwiek prowadzone działania marketingowe powinny w przyszłości prowadzić do

pozyskiwania klientów również poza „macierzystymi” regionami południowej i południowo-zachodniej Polski, a także poza granicami kraju (przykładowo już w ubiegłym roku Spółka powołała detaliczny oddział w Czechach). Obecnie Tauron obsługuje około 4 mln klientów, którym w 2009 roku sprzedał 30,4 TWh energii, co daje mu pozycję lidera w Polsce. W ubiegłym roku dystans do drugiej pod tym względem Polskiej Grupy Energetycznej uległ co prawda wyraźnemu zmniejszeniu, ale wynikało to przede wszystkim ze znacznego spadku popytu wśród największych klientów przemysłowych (grupa taryfowa A), których udział w sprzedaży Taurona jest relatywnie większy niż u innych uczestników polskiego rynku. W 2009 roku ta grupa docelowa była odpowiedzialna za prawie 22% sprzedaży (w 2008 roku odsetek ten był zapewne jeszcze wyższy), podczas gdy średnia dla całego rynku to udział poniżej 20% (przykładowo w PGE wynosi on 19,8%, a w ENI tylko około 12%). Większy udział klientów biznesowych, oprócz wyższej wrażliwości wolumenów na stan gospodarczej koniunktury, ma również wpływ na osiąganą rentowność ze względu na fakt, iż sprzedaż energii gospodarstwom domowym w Polsce nadal podlega taryfikacji (taryfa G). Restrykcyjna polityka URE nie pozwala na pełne odzwierciedlenie cen rynkowych w kwotowaniach dla tej grupy odbiorców i dlatego obecnie Tauron traci na każdej 1MWh średnio około 10-15 PLN (uwzględniając wolumen na poziomie 7,1 TWh rocznie implikuje to roczną stratę rzędu 71-106 mln PLN). Ewentualne uwolnienie tego rynku (zapowiadane już od dawna), powinno więc w przyszłości poprawić rentowność segmentu obrotu, choć na pewno częściowo te zyski zostaną oddane klientom biznesowym, którzy dzisiaj rekompensują straty osiągnięte na sprzedaży do gospodarstw domowych. Niewykluczone też, że w pierwszej fazie uwolnienia cen w taryfie G, Spółka będzie musiała ponosić dodatkowe koszty marketingu w związku z pojawieniem się agresywnej konkurencji o klienta.

Schemat transakcji segmentu obrotu w Grupie Tauron*

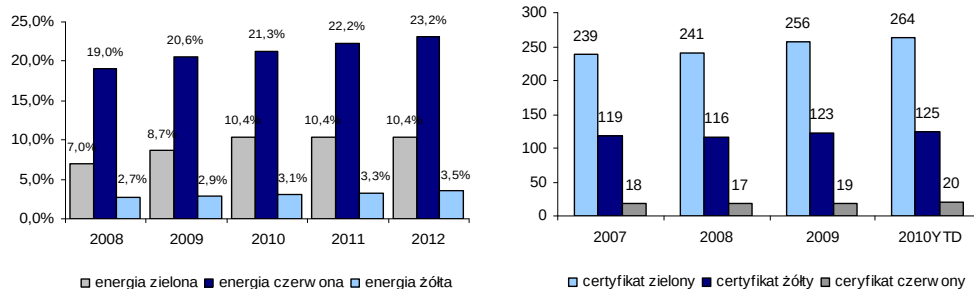


*wolumeny energii w kolorze czarnym dotyczą 2009 roku, a w kolorze niebieskim (mniejszą czcionką) 2008 roku
Źródło: Tauron, opracowanie DI BRE

Świadectwa pochodzenia energii - bilans

Prawo energetyczne i regulacje Ministerstwa Gospodarki nakładają na polskie przedsiębiorstwa energetyczne sprzedające energię odbiorcom finalnym obowiązek utrzymania określonego udziału energii ze źródeł odnawialnych (energia zielona), energii wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji (energia czerwona) oraz energii wytworzonej w kogeneracji opartej na gazie ziemnym (energia żółta) w energii sprzedanej ogółem. Spółki obrotu muszą w związku z tym przedstawiać URE do umorzenia określoną liczbę tzw. świadectw pochodzenia energii kupowanych na rynku lub uiszczać opłatę zastępczą. Koszty zakupu tych certyfikatów częściowo są przenoszone na klientów biznesowych, a częściowo są bilansowane w ramach całej Grupy Tauron w związku z realizowanymi przychodami z tych certyfikatów przez spółki wytwórcze (obecnie Grupa w ramach własnej produkcji pokrywa około 42% swojego zapotrzebowania na zielone certyfikaty oraz 29% czerwonych certyfikatów, nie posiada natomiast żadnych źródeł generujących świadectwa żółte). Wzrost cen tych certyfikatów bądź zwiększanie wymaganych limitów (ścieżka przedstawiona w poniższej tabeli) będzie więc przekładało się na wyniki segmentu obrotu i całej Grupy Tauron. Według naszych kalkulacji w 2010 roku koszty z tego tytułu mogą wzrosnąć o około 46 mln PLN.

Obowiązkowy udział tzw. „energii kolorowej” w sprzedaży ogółem oraz ceny poszczególnych świadectw pochodzenia na TGE w PLN/MWh



Źródło: URE, Ministerstwo Gospodarki, TGE

Działalność handlowa charakteryzuje się niską realizowaną marżą, ale ze względu na rosnący poziom obrotów (efekt drożejącej energii) udział tego segmentu w skonsolidowanym strumieniu EBITDA Grupy Tauron sięgnął w ubiegłym roku już 12%. Głównym obszarem generowania marży na tej działalności jest sprzedaż detaliczna do klientów biznesowych, którzy stanowią około 77% całkowitego obrotu pod względem wolumenowym. Z uwagi na restrykcyjne podejście URE, regulowana sprzedaż do gospodarstw domowych ciągle pozostaje deficytowa, gdyż akceptowane przez regulatora cenniki permanentnie zaniżają koszty pozyskania energii przez spółki obrotu. Historia wyników segmentu obrotu w Tauronie na przestrzeni ostatnich kilku lat pokrywa się z tendencjami obserwowanymi również w innych polskich koncernach, które również wyrażnie poprawiły osiągnięte marże na tej działalności w 2009 roku. Spodziewamy się, że te poziomy w kolejnych latach zostaną utrzymane lub tylko nieznacznie obniżone (efekt presji ze strony klientów biznesowych i większa „popularność” zasady TPA), co wraz z zakładaną ścieżką wzrostu cen energii będzie się przekładało na wyższe zyski, aczkolwiek nadal obciążeniem dla segmentu będzie taryfa G, w szczególności z uwagi na rosnące koszty wyższych limitów kolorowej energii. Przełomem w tym wypadku mogłoby być uwolnienie tego segmentu rynku, jego liberalizacja, ale na razie trudno przewidzieć kiedy to mogłoby nastąpić. Warto jednak zwrócić uwagę, że osiągnięta przez Tauron marża EBITDA w obrocie (2,7%) jest niższa od rentowności raportowanej przez koncern ENEA (4,8%) czy PGE (5,3%). Nie wynika to jednak z innej efektywności tych podmiotów czy prowadzonej polityki cenowej, ale przede wszystkim ze stopnia integracji pionowej. Tauron posiada „krótką” pozycję na rynku energii (znacznie więcej sprzedaje niż produkuje), co oznacza że traci istotną część marży hurtowej na rzecz na przykład PGE. Udział energii z własnych elektrowni w sprzedaży finalnej w śląskim koncernie wynosi tylko 61%, podczas gdy w ENEA wskaźnik ten sięga 73%, a w PGE 179%.

Wyniki Segmentu Obrotu oraz prognozy DI BRE

(mln PLN)	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P
Przychody	6 863	9 947	11 522	11 726	12 150	12 792
EBIT	19	90	302	272	266	265
marża EBIT	0%	1%	3%	2%	2%	2%
Amortyzacja	1	3	4	6	9	12
% udział w Grupie Tauron	0%	0%	0%	0%	1%	1%
EBITDA	20	93	306	278	275	277
marża EBITDA	0%	1%	3%	2%	2%	2%
% udział w Grupie Tauron	1%	6%	12%	11%	10%	10%
Wolumen sprzedanej energii w TWh	33,9	34,7	30,4	31,3	32,4	33,2

Źródło: Tauron, szacunki DI BRE

Segment pozostałe

- Segment koncentruje się na regulowaną i niskorentowną działalność dystrybucji ciepła (10 000 TJ rocznie) i ma marginalny wpływ na wyniki skonsolidowane.
- W ramach tej działalności uwzględniana jest również KW Czatkowice zajmująca się wydobywaniem wapienia wykorzystywanego w procesie odsiarczania spalin.

W ramach segmentu pozostałej działalności sklasyfikowana jest przede wszystkim dystrybucja ciepła prowadzona przez PEC Katowice (w 95,7% kontrolowane przez Tauron- zakup udziałów od Skarbu Państwa i konsolidacja od maja 2008 stąd widoczny wzrost przychodów segmentu), PEC Dąbrowa Górnicza (w 85% kontrolowane przez Tauron) oraz docelowo SCE Jaworzno (obecnie w 64,5% własność PKE, stąd nie jest konsolidowana metodą pełną). Pierwsze dwa podmioty mają własne ciepłownie o mocach odpowiednio 22 MWt i 174 MWt, natomiast dystrybutor z Jaworzna opiera się w 98% na dostawach z elektrociepłowni znajdującej się w kompleksie Jaworzno II (częściowo również Jaworzno III). PEC Katowice funkcjonuje w 5 miastach (Katowice, Chorzów, Świętochłowice, Siemianowice Śląskie oraz Mysłowice), natomiast PEC Dąbrowa Górnicza oprócz macierzystej lokalizacji obsługuje także Sosnowiec. Roczna sprzedaż ciepła przez te dwa przedsiębiorstwa jest podobna i sięga w każdym po 5000 TJ. Działalność dystrybucji ciepła jest w pełni regulowana przez URE (naturalny monopol) i charakteryzuje się niskim poziomem rentowności, co jest widoczne w poniższych rezultatach. Na razie nie zakładamy aby ta sytuacja mogła ulec znaczącej zmianie w kolejnych latach. Warto również dodać, że w ramach segmentu „pozostałe” funkcjonuje także Kopalnia Wapienia Czatkowice, która na bazie własnego surowca wytwarza sorbenty wykorzystywane w procesie mokrego odsiarczania spalin w elektrowniach.

Wyniki segmentu „pozostałe” oraz prognozy DI BRE

(mln PLN)	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P
Przychody	251	363	518	505	507	534
EBIT	-15	-25	7	3	1	9
<i>marża EBIT</i>	<i>-6%</i>	<i>-7%</i>	<i>1%</i>	<i>1%</i>	<i>0%</i>	<i>2%</i>
Amortyzacja	27	39	55	55	56	57
% udział w Grupie Tauron	2%	3%	4%	4%	4%	4%
EBITDA	12	15	62	58	57	65
<i>marża EBITDA</i>	<i>5%</i>	<i>4%</i>	<i>12%</i>	<i>12%</i>	<i>11%</i>	<i>12%</i>
% udział w Grupie Tauron	1%	1%	2%	2%	2%	2%

Źródło: Tauron, szacunki DI BRE

Finansowanie działalności- zadłużenie netto

Zadłużenie netto Taurona na koniec ubiegłego roku wyniosło 868 mln PLN, czyli plasowało się na bardzo niskim poziomie w relacji zarówno do kapitałów własnych, jak i strumienia EBITDA, co potwierdza m.in. wysoki rating agencji Fitch (BBB). Na dług finansowy w kwocie 1,9 mld PLN składały się m.in. zobowiązania z wyemitowanych w ramach finansowania budowy bloku 460 MW w Elektrowni Łagisza obligacji w kwocie 597 mln PLN, preferencyjne kredyty od BOŚ i NFOŚiGW na kwotę 322 mln PLN (również na inwestycję w blok 460 MW), kredyty na modernizację bloków w Elektrowni Siersza na kwotę 243 mln PLN (zobowiązanie denominowane w USD- jedyna istotna pozycja bilansowa eksponowana na ryzyko walutowe) oraz 115 mln PLN na sfinansowanie budowy IOS w Elektrowni Łaziska. W ostatnim roku kalendarzowym, dzięki wysokim przepływom z działalności operacyjnej (prawie 2 mld PLN) i mniejszym niż w poprzednich latach wydatkom inwestycyjnym udało się istotnie zredukować zadłużenie Grupy. W naszej opinii ten niski poziom dźwigni finansowej (0,3xEBITDA) uda się jeszcze utrzymać w tym roku, ale założony przez Zarząd program inwestycyjny będzie w kolejnych okresach przyczyniał się do wzrostu skonsolidowanego zadłużenia. Według naszych szacunków wydatki związane z zapowiadanymi projektami będą najwyższe w latach 2013-15 (szczyt w 2014 roku) i doprowadzą w perspektywie 5 lat do wzrostu wskaźnika dług_netto/EBITDA powyżej 3,0. Wykorzystanie finansowania dłużnego w takich relacjach uważamy jednak za realne i w pełni bezpieczne, biorąc pod uwagę charakter prowadzonej działalności. Najbliższy okres Zarząd będzie chciał wykorzystywać do przygotowania Grupy do takiej perspektywy poprzez skoncentrowanie zarządzania płynnością spółek zależnych w spółce matce (cash pooling, obligacje wewnątrzgrupowe), co powinno obniżyć koszty finansowania, poprawić efektywność zarządzania przepływami pieniężnymi oraz pozwolić na zwiększenie zdolności kredytowej koncernu.

Zadłużenie netto Grupy Tauron

(mln PLN)	2007	2008	2009
Kredyty i pożyczki	1 576	1 358	1 179
długoterminowe	1 190	871	664
krótkoterminowe	386	487	515
Obligacje	420	718	597
długoterminowe	345	555	516
krótkoterminowe	75	162	81
Leasing	182	155	124
Dług finansowy	2 178	2 231	1 900
Środki pieniężne	974	950	1 032
Dług netto	1 204	1 281	868
Dług netto/Kapitał własny	0,11	0,12	0,07
Dług netto/EBITDA	0,87	0,79	0,34

Źródło: Tauron

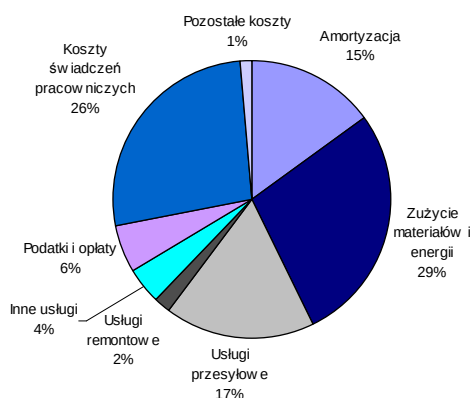
Polityka dywidendowa

W ostatnich 2 latach jednostka dominująca Grupy wypłaciła w formie dywidendy 20 mln PLN (w 2008 roku) oraz 51 mln PLN (w 2009 roku), co stanowiło odpowiednio 13% i 39% skonsolidowanego zysku z lat 2007 i 2008. Zysk z roku 2009 został w całości pozostawiony w Spółce, poza kwotą 8,3 mln PLN wypłaty z zysku dla MSP w związku z obowiązującymi jeszcze Taurona regulacjami w tym zakresie. W odniesieniu do lat obrotowych 2010-12 Zarząd Spółki zamierza rekomendować wypłatę dywidendy na poziomie nie niższym niż 30% skonsolidowanego zysku netto przypisanego akcjonariuszom jednostki dominującej z zastrzeżeniem uwzględnienia aktualnego poziomu rozwoju Spółki, prowadzonych inwestycji, wskaźników finansowej płynności i zadłużenia oraz sytuacji na rynkach finansowych (koszty finansowania dłużnego). W dłuższej perspektywie Tauron mógłby wypłacać akcjonariuszom nawet 40-50% skonsolidowanego zysku netto. Biorąc pod uwagę brak emisji nowych akcji w planowanej ofercie IPO i zakładany ambitny plan inwestycyjny raczej należy zakładać że Spółka najbliższe lata będzie wykorzystywać do akumulowania środków na finansowanie wydatków, których kulminacja nastąpi w latach 2013-15. W naszych prognozach w średnim terminie stopę dywidendy zakładamy więc na poziomie 20% skonsolidowanego zysku netto. Należy przy tym zwrócić uwagę, że dodatkowym utrudnieniem wypłat z zysku całej Grupy jest jej obecna struktura kapitałowa, gdzie główne ośrodki generowania przepływów pieniężnych znajdują się w spółkach zależnych.

Struktura kosztów- potencjał do oszczędności

W strukturze kosztów Taurona, podobnie jak w przypadku innych polskich koncernów energetycznych, największą pozycję wydatków stałych stanowią świadczenia pracownicze, które w 2009 roku wyniosły aż 2,3 mld PLN. Wynikający z uwarunkowań historycznych przerost zatrudnienia w polskim sektorze na pierwszy rzut oka oferuje znaczny potencjał do redukcji kosztów w przyszłości (tak jak opisywaliśmy wcześniej w przypadku Taurona jest on nawet większy niż dla ENEL czy PGE). Warto w tym miejscu zwrócić jednak uwagę że obowiązujące w Grupie umowy społeczne gwarantujące zatrudnienie w spółkach energetycznych średnio do 2014 roku, rozszerzające ochronę przedemerytalną pracowników do 6 lat po upływie okresu gwarancji oraz wymuszające coroczne podwyżki płac, a także bardzo silna pozycja związków zawodowych raczej nie pozwolą Zarządowi na dostarczenie tych oszczędności. Pewnej redukcji wydatków i poprawy rentowności można oczekiwać jedynie w związku z realizacją procesu integracji kapitałowej Grupy, który ma się zakończyć do 2011 roku (centralizacja pewnych grup kosztowych oraz zmniejszenie kosztów ogólnego zarządu przez możliwe połączenia niektórych już wówczas w 100% kontrolowanych przez spółkę matkę podmiotów).

Struktura kosztów rodzajowych Grupy Tauron (2009 rok)



Źródło: Tauron

Doraźnych oszczędności trudno oczekiwać również w pozostałych grupach kosztowych, w tym w kluczowej pozycji wydatków zmiennych a więc kategorii zużycia materiałów i energii. Około 85% kosztów w tej grupie stanowią zakupy paliw do elektrowni (węgiel, gaz, biomasa), a redukcja ich zużycia będzie dopiero możliwa po realizacji inwestycji zwiększających efektywność bloków (szerzej temat ten był opisany w poprzednich rozdziałach). Jeśli chodzi o koszty usług przesyłowych, które stanowią 17%, to warto zwrócić uwagę że są to wydatki w całości przenoszone na klientów gdyż Tauron jest tylko pośrednikiem w pobieraniu tych opłat w imieniu PSE. Podatki i opłaty, które sięgnęły w 2009 roku 488 mln PLN, są z kolei kształtowane przede wszystkim przez organy administracyjne (podatki od nieruchomości, opłaty ekologiczne) i także trudno oczekiwać ich redukcji w kolejnych latach.

Wyniki skonsolidowane Grupy Tauron za 1Q'2010

W 1Q'2010 Grupa Tauron wygenerowała 476 mln PLN zysku z działalności operacyjnej, co oznacza wzrost w ujęciu r/r o 42%. Największy wpływ na poprawę wyników miał segment dystrybucji, który wypracował EBIT na poziomie 117 mln PLN wobec -18 mln PLN straty przed rokiem (mimo dodatkowych kosztów napraw uszkodzonych sieci w związku z niskimi temperaturami i opadami śniegu). Główną przyczyną takiej poprawy są wyższe o ponad 100 mln PLN przychody w związku z nowymi taryfami przyznanymi przez URE oraz lekko wyższym wolumenem przesłanej energii. W kolejnych okresach te czynniki również powinny wspierać rentowność w tym obszarze działalności, ale ze względu na sezonowość spodziewamy się już nominalnie słabszych rezultatów. Dodatnią dynamikę w ujęciu r/r zanotował także segment wytwarzania, aczkolwiek miało to związek z zaksięgowaniem wyższych przychodów z tytułu rekompensat KDT (74 mln PLN vs. 30 mln PLN w 1Q'09). Po oczyszczeniu o tę pozycję wynik byłby słabszy, głównie ze względu na nieco niższe realizowane ceny energii przy wyższym o 11% wolumenie produkcji. Rezultaty osiągane w tym obszarze, jak zwraca uwagę Spółka, podlegają istotnym wahaniom sezonowym i nie można oczekiwać liniowego rozłożenia prognozy rocznej w poszczególnych kwartałach. Przykładem może być wynik z roku 2009, kiedy to znaczna część rocznych zysków oczyszczonych o przychody z rekompensat KDT (145 mln PLN ze 193 mln PLN) została wygenerowana w 1Q'09. W kolejnych kwartałach zyski były już budowane przede wszystkim przez wspomniane rekompensaty kosztów osieroconych (450 mln PLN w okresie 2-4Q'09). Jeśli chodzi o segment obrotu to Spółka zanotowała 25% spadek zysku operacyjnego w tym obszarze, co miało związek przede wszystkim z dodatkowymi kosztami świadectw pochodzenia energii w taryfie G oraz rosnącą konkurencją na rynku odbiorców przemysłowych, ale te czynniki uwzględniamy w naszej rocznej prognozie. Segment wydobywczy utrzymał poziom EBIT z roku ubiegłego, mimo spadku jednostkowych cen węgla dzięki wzrostowi produkcji z 1,1 mln ton do 1,4 mln ton. Spadek zysków w zakresie energetyki odnawialnej ma zapewne związek z sezonowym niższym obciążeniem elektrowni wodnych. W obszarze pozostałej działalności, która obejmuje przede wszystkim sprzedaż i produkcję ciepła, nastąpiła poprawa wyników dzięki sprzyjającym niskim temperaturom i oczywiście przy rocznej prognozie dla tego obszaru nie można zapominać o sezonowości.

Skonsolidowane wyniki Grupy Tauron za 1Q'2010 na tle całorocznych prognoz DI BRE

(mln PLN)	1Q 2010	1Q 2009	zmiana	2010P	%realizacji	2009	% realizacji
Przychody ze sprzedaży	3 794,3	3 549,5	7%	13 816,5	27,5%	13 633,6	26,0%
w tym KDT	73,6	29,7	148%	141,0	52,2%	484,0	6,1%
EBIT, w tym	476,0	334,7	42%	1 144,2	41,6%	1 259,7	26,6%
Wydobycie	43,0	44,7	-4%	122,3	35,2%	147,0	30,4%
Wytwarzanie energii	184,9	175,0	6%	409,9	45,1%	677,1	25,8%
Energetyka odnawialna	13,9	17,1	-19%	57,9	24,1%	55,1	31,0%
Dystrybucja energii	117,0	-18,4	-	292,6	40,0%	94,6	-
Segment obrotu	84,4	112,9	-25%	272,2	31,0%	301,8	37,4%
Pozostała działalność	26,3	14,7	79%	12,2	-	6,6	-
Pozycje nieprzypisane	6,6	-11,2	-	-22,9	-	-22,6	49,7%
EBITDA	822,7	659,3	25%	2 529,9	32,5%	2 581,0	25,5%
Amortyzacja	346,6	324,6	7%	1 385,8	25,0%	1 321,2	24,6%
Działalność finansowa	-26,3	-28,8	-9%	-113,5	23,2%	-94,7	30,4%
Zysk brutto	449,7	305,9	47%	1 030,7	43,6%	1 165,0	26,3%
Podatek dochodowy	90,1	84,8	6%	195,8	46,0%	266,3	31,9%
Zyski mniejszości	67,8	35,0	94%	114,6	59,1%	166,3	21,1%
Zysk netto	291,8	186,0	57%	720,3	40,5%	732,4	25,4%

Źródło: Tauron, szacunki DI BRE

W wynikach 1Q'10 warto również odnotować wysoki poziom przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej (210 mln PLN vs. 14 mln PLN w 1Q'09), aczkolwiek z uwagi na wydatki inwestycyjne na poziomie 318 mln PLN na koniec kwartału dług netto Spółki wzrósł w relacji do grudnia 2009 o 228 mln PLN do 971 mln PLN. Wydatki inwestycyjne w 1Q stanowią tylko 17% naszej rocznej prognozy, ale wydaje się że ma to związek z trudnymi warunkami pogodowymi w tym okresie i w kolejnych kwartałach nakłady powinny wzrosnąć. Podsumowując, wyniki Grupy Tauron za 1Q'10 oceniamy bardzo pozytywnie, aczkolwiek mimo wykonania naszej rocznej prognozy na poziomie EBIT w 42% uważamy że ze względu na wspomniane czynniki sezonowe oraz oczekiwane rozłożenie przychodów z rekompensat KDT, nie ma w tym momencie podstaw do weryfikacji naszych szacunków w górę. Spodziewamy się, że ostatecznie całoroczny wynik EBITDA w 2010 roku będzie zbliżony do poziomu z roku 2009.

Prognoza wyników za 2Q'2010

W 2Q'2010 spodziewamy się sezonowego pogorszenia wyników Grupy Tauron, co znajdzie odzwierciedlenie w niższym o 30% poziomie EBITDA w relacji do 1Q'2010. W ujęciu segmentowym oczekujemy obniżenia zysków w segmencie wydobywczym z uwagi na niższe wydobywanie węgla (1,2 mln ton vs 1,4 mln ton w poprzednim kwartale) oraz wytwórczym w związku z niższymi oczekiwanymi przychodami z rekompensat KDT (50 mln PLN vs. 74 mln PLN) i spadkiem wolumenów (elektrownie z Grupy Tauron nie są typowymi wytwórcami peakload i w okresie mniejszego zapotrzebowania na energię dostają niższe dyspozycje z PSE). W efekcie powyższych czynników zysk operacyjny tych segmentów obniży się naszym zdaniem q/q o około 100 mln PLN. Sezonowe obniżenie wolumenu przesłanej energii będzie miało również negatywny wpływ na zysk w obszarze dystrybucji, który wyniesie 29 mln PLN vs. 117 mln PLN w 1Q. Różnica w ujęciu q/q to również efekt odłożonych w czasie ze względu na warunki pogodowe remontów (koszty z tego tytułu w 1Q'10 w ujęciu r/r były niższe o około 85 mln PLN). Na poziomie działalności finansowej nie oczekujemy istotnych różnic q/q i ostatecznie po uwzględnieniu wyłączeń dla akcjonariuszy mniejszościowych zysk netto Tauronu w 2Q powinien sięgnąć 145 mln PLN.

Prognozowane skonsolidowane wyniki Grupy Tauron za 2Q'2010

(mln PLN)	IIQ2010P	IIQ2008	zmiana	I-IIQ 2010P	I-IIQ 2009	zmiana	2010P	wykonanie %	2009
Przychody	3 180,3	-	-	6 974,6	-	-	13 816,5	50%	13 633,6
EBITDA	578,5	-	-	1 401,2	-	-	2 675,3	52%	2 580,8
marża EBITDA	18,2%	-	-	20,1%	-	-	19,4%	-	18,9%
EBIT	239,9	-	-	715,9	-	-	1 144,2	63%	1 259,7
Zysk brutto	220,4	-	-	670,1	-	-	1 030,7	65%	1 165,0
Zysk netto	145,3	-	-	437,1	-	-	720,3	61%	732,4

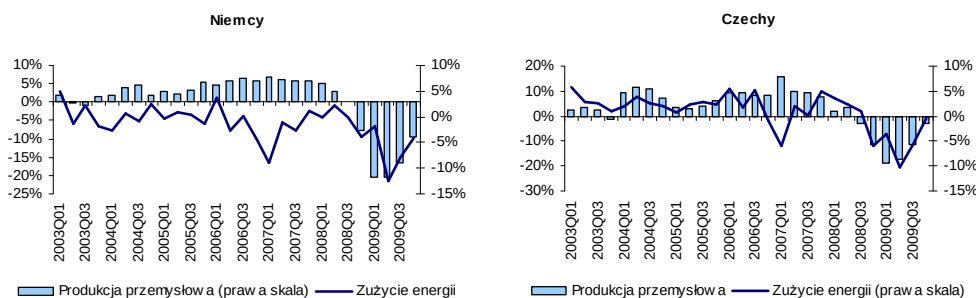
Źródło: Tauron, szacunki DI BRE

Rynek energii w Europie Środkowo-Wschodniej

- Powolna stabilizacja popytu na energię po załamaniu- największe ujemne dynamiki w końcówce 2008 roku skorelowane z załamaniem produkcji przemysłowej. Obecnie widoczny jest już wzrost konsumpcji w ujęciu r/r.
- Załamanie notowań energii na giełdach europejskich w odpowiedzi na spadek popytu- realne efekty spadku cen ze względu na mechanizmy hedgingowe widoczne dopiero w 2010 i 2011 roku – w Polsce ceny stabilne po wzroście w 2009 roku.
- Odbudowanie cen energii możliwe w związku z rosnącymi cenami paliw energetycznych (węgiel, gaz rosyjski).

Kryzys na europejskim rynku energetycznym rozpoczął się na przełomie 3Q i 4Q 2008 roku i był dokładnie skorelowany z załamaniem produkcji przemysłowej. Na spadek wolumenów dość szybko zareagowały ceny na giełdzie EEX, a negatywne tendencje w tym zakresie korespondowały z przeceną na rynkach głównych paliw, czyli węgla i gazu. Ujemne dynamiki konsumpcji energii w 2Q'09 sięgały nawet kilkunastu procent, aczkolwiek w całym roku 2009 spadek zużycia prądu w Europie Środkowo-Wschodniej można szacować na poziomie 6-7%. Na największym rynku regionu, czyli w Niemczech po trzech kwartałach popyt zmniejszył się aż o 7,4%, aczkolwiek już w grudniu ze względu na efekt bazy ujemne odczyty sięgały już tylko 1,6%, co pokrywało się z podobnymi tendencjami na produkcji przemysłowej. W kolejnych miesiącach zapewne ten trend będzie kontynuowany, aczkolwiek ostatnie nieco rozczarowujące odczyty dotyczące odbudowania się przemysłu wskazują (dopiero dane za luty okazały się nieco lepsze od oczekiwań rynkowych), że rok 2010 pod względem wolumenów zużycia energii na benchmarkowym rynku niemieckim może być zbliżony do 2009.

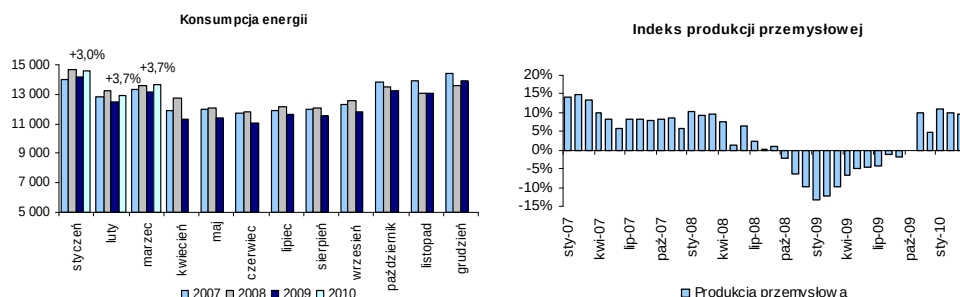
Dynamika zużycia energii elektrycznej w Niemczech i Czechach na tle indeksu produkcji przemysłowej



Źródło: Eurostat

Nieco lepiej wygląda sytuacja w Czechach i w Polsce, gdzie w tym roku można oczekiwać nawet niewielkiej dodatniej dynamiki popytu na energię w związku z szybszym odbiciem gospodarek tych krajów. Według danych operatora sieci przesyłowej PSE-Operator, w Polsce już w grudniu zanotowano wzrost zużycia prądu w ujęciu r/r o 2,3%, a średnia w 1Q'2010 dynamika sięgnęła +3,4%. Na rynku czeskim z kolei w styczniu zużycie prądu było wyższe niż rok wcześniej o 0,8% i choć pozytywna dynamika nieco spadła w relacji do tej zanotowanej w grudniu (+3,2%) to należy to raczej traktować jako efekt bazy. Dane o wzroście produkcji przemysłowej o ponad 7% w styczniu i lutym wydają się potwierdzać, że 2010 rok powinien przynieść wyraźne odbicie popytu na energię także w Czechach.

Konsumpcja energii elektrycznej w Polsce i dynamika produkcji przemysłowej

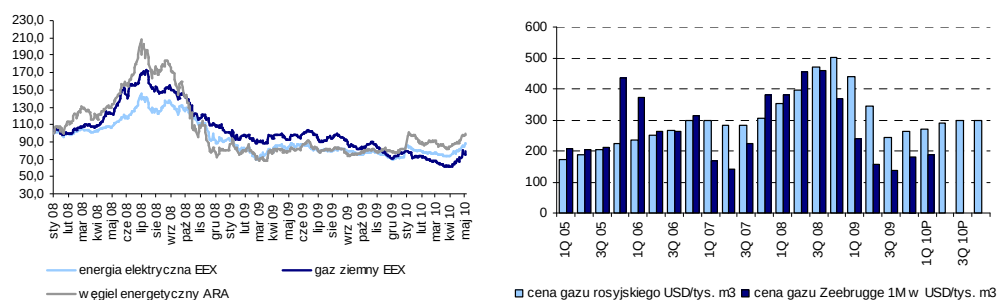


Źródło: GUS, PSE

Załamanie popytu na energię i pogorszenie perspektyw makroekonomicznych bardzo szybko przełożyły się na notowania cen prądu na giełdach europejskich. Kontrakty terminowe na EEX minimum osiągnęły w marcu 2009 roku, podobnie sytuacja wyglądała na rynku polskim, gdzie 1MWh kosztowała wówczas 140 PLN vs. 194 PLN średnio w całym 2008 roku. W miarę postępującego ożywienia w światowej gospodarce nastroje zaczęły się jednak poprawiać również na EEX i ceny szybko wróciły do poziomu z początku roku. Ten optymizm okazał się jednak przedwczesny, gdyż przyrost wykorzystania mocy w przemyśle postępował wolniej niż oczekiwano, a dynamiki zużycia prądu w kolejnych miesiącach nadal były mocno ujemne w ujęciu r/r. Znalazło to odzwierciedlenie w ponownym spadku notowań na EEX, który na początku 2010 roku został dodatkowo wzmocniony przez pojawiające się wątpliwości co do tezy, iż gospodarka wchodzi w nowy cykl wzrostowy, a obserwowane ożywienie nie jest tylko odzwierciedleniem po recesji. Analizując te tendencje na rynku należy oczywiście pamiętać, że ze względu na rozwinętą działalność hedgingową spółek z sektora, negatywne efekty spadku cen będą odzwierciedlane w ich wynikach ze znacznym opóźnieniem. W 2009 zainfekowane zostały przede wszystkim wolumeny i sprzedaż spotowa. Pierwsze widoczne spadki średniej realizowanej ceny za 1MWh na takich rynkach jak Czechy czy Niemcy pojawiają się w 2010 roku i przesuną także na 2011 rok. Przykładowo RWE jeszcze do końca 2008 roku, a więc po relatywnie wysokich cenach, zakontraktowało sprzedaż 60% energii na rok 2010 i 20% energii na 2011. Ten fakt należy oczywiście brać pod uwagę np. przy porównywaniu aktualnych cen hurtowych w Europie Zachodniej i w Polsce (ceny giełdowe nie będą bowiem dobrym benchmarkiem).

Sytuacja na rynku energii bezpośrednio wpływała na nastroje na głównych rynkach paliw zasilających elektrownie, a więc gazu i węgla (udział kosztów tych paliw w kosztach operacyjnych po uwzględnieniu certyfikatów CO₂ wynosi odpowiednio około 50% i 70%). Węgiel energetyczny w portach ARA jest obecnie tańszy od rekordowych poziomów z 2008 roku o 58%, a gaz ziemny potaniał w tym czasie o 57%. Biorąc to pod uwagę oraz fakt spadku cen praw do emisji dwutlenku węgla z 31 EUR/t do 13 EUR/t, spadek cen energii od lipca 2008 o 46% wydaje się dobrze odzwierciedlać zmianę sytuacji kosztowej europejskich elektrowni. Według naszych kalkulacji opartych o dane zaprezentowane przez koncern RWE, ceny terminowe prądu na rok 2011 kształtują się jednak poniżej teoretycznego długoterminowego krańcowego kosztu nowo wybudowanej elektrowni węglowej. Różnica ta wynosi około 10%, a w przypadku elektrowni CCGT nawet 11%. Oczywiście odchylenia te są zbyt małe, aby bazując na tego rodzaju wyliczeniach, obciążonych założeniami dotyczącymi kosztów budowy nowych bloków, formułować tezę o perspektywie dopasowania cen prądu. W naszej opinii wskazują one jednak, iż potencjał spadku notowań na EEX wyczerpuje się już, tym bardziej że ceny paliw energetycznych, w szczególności gazu ziemnego, w ciągu ostatniego roku zachowywały się wyraźnie gorzej od innych surowców, takich jak miedź czy ropa naftowa. Rozluźnienie korelacji cenowej przede wszystkim z ropą to prawdopodobnie efekt znacznej podaży gazu LNG na rynkach światowych powiązany z ograniczoną możliwością jego magazynowania. W najbliższych miesiącach oczekujemy jednak, że ceny tego surowca w Europie znajdą się pod wpływem rosnącego kosztu gazu rosyjskiego wynikającego z formuły cenowej Gazpromu.

Ceny energii na tle notowań węgla i gazu (styczeń 2008=100) oraz relacje cenowe gazu rosyjskiego i gazu w Zeebrugge

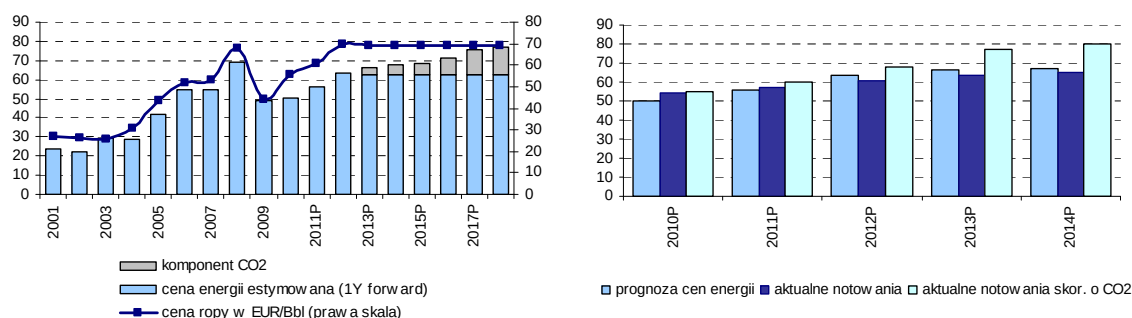


Źródło: Eurostat

W naszych długoterminowych prognozach cen energii tradycyjnie opieramy się na dotychczasowej ich korelacji z cenami ropy naftowej. Z uwagi na perspektywę wdrożenia postanowień pakietu klimatycznego z początkiem 2013 roku nasza estymacja uwzględnia komponent wynikający z wyższych kosztów związanych z zakupem certyfikatów CO₂. Zakładamy, że do roku 2020 oczekiwany wzrost cen praw do emisji dwutlenku węgla (prognozy Komisji Europejskiej mówią o cenie 40 EUR/t) w całości zostanie przełożony na ceny energii w związku z wygasaniem darmowego przydziału tych certyfikatów. Nasze

szacunki kształtują się blisko aktualnych notowań kontraktów terminowych na lata 2011-12, ale powyżej aktualnych notowań kontraktów terminowych na lata 2013-15 na giełdzie EEX. W dużej mierze jednak tę różnicę można wyjaśnić kwestią przyjętych założeń dotyczących cen praw do emisji CO₂. Aktualnie certyfikaty te są wyceniane na rynku na poziomie około 15 EUR/t, podczas gdy w naszych szacunkach w związku z perspektywą wdrożenia pakietu klimatycznego zakładamy ich wzrost do poziomu 30 EUR/t w 2013 roku, co powinno znaleźć odzwierciedlenie w cenach energii (zwracamy uwagę, że certyfikat kupiony dzisiaj może być wykorzystany w kolejnych latach, więc producenci mogą w ten sposób zabezpieczać ten koszt po bieżącej niskiej cenie).

Prognozy cen energii i aktualne notowania na EEX*

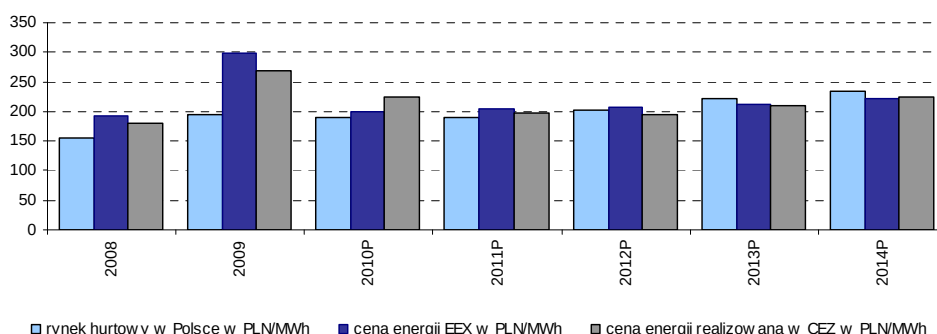


*prognozy i notowania cen energii dotyczą kontraktu terminowego 1Y (przykładowo prognoza 2010P dotyczy kontraktu na sprzedaż energii w roku 2011)

Źródło: Bloomberg, szacunki DI BRE

Rok 2009 przyniósł w Polsce nie notowany do tej pory skokowy wzrost cen energii (+26%), co było pochodną napiętej sytuacji rynkowej w 2008 roku, kiedy brakowało węgla, a popyt na prąd wzrósł do rekordowych poziomów. Mimo takiej podwyżki aktualne średnie ceny hurtowe nadal odbiegały istotnie od tych realizowanych przez producentów w Niemczech czy Czechach. W tym roku ten spread powinien zostać co prawda w dużym stopniu zniwelowany, ale głównie z uwagi na spadek cen na EEX (European Energy Exchange) w związku z osłabieniem koniunktury gospodarczej i niższy kurs EUR. Przy porównywaniu stawek pomiędzy poszczególnymi rynkami należy jednak pamiętać o mechanizmie zabezpieczania cen przez producentów na płynnych giełdach energii, który w Polsce jeszcze nie funkcjonuje (dostawy na rok kolejny są w dużej części kontraktowane w ostatnich miesiącach roku poprzedzającego). Dobrze ilustruje to poniższy wykres, gdzie obok aktualnych notowań cen terminowych na EEX przedstawiliśmy oczekiwaną średnią cenę realizowaną przez koncern CEZ.

Ceny energii w Polsce na tle EEX oraz cen realizowanych przez CEZ

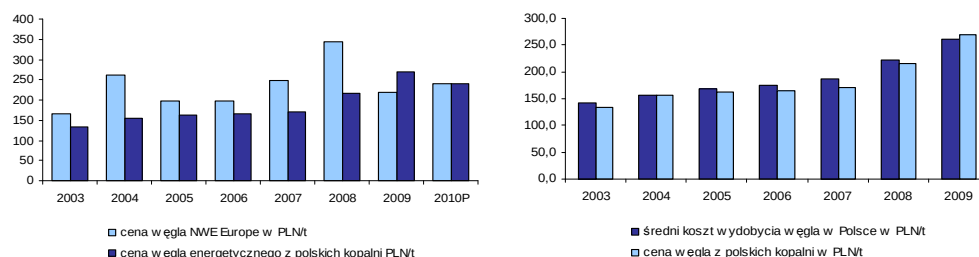


Źródło: Bloomberg, URE, PGE, CEZ, szacunki DI BRE

W tym kontekście naszym zdaniem nadal istnieje potencjał do konwergencji cen energii w Polsce do poziomów europejskich. Z uwagi na ograniczone moce przesyłowe konektorów i brak istotnych inwestycji w tym zakresie, proces ten nie będzie się jednak odbywał na zasadzie arbitrażu pomiędzy poszczególnymi krajami, ale poprzez wzrost kosztów paliw, w szczególności węgla kamiennego. Jeszcze do niedawna znaczna różnica w cenach energii w Polsce w relacji do rynku niemieckiego była możliwa do utrzymania dzięki podobnemu odchyleniu cen węgla w polskich kopalniach w relacji do notowań z portów ARA. Spread na poziomie surowców w ostatnim roku uległ jednak istotnemu zawężeniu, a obserwowane agresywne wejście wolumenów z importu powinno zwiększyć korelację cen z polskich kopalń z

trendami globalnymi. Warto w tym miejscu odnotować, że w związku z istotnym wzrostem kosztów wydobycia u producentów śląskich, ich marże w obecnej sytuacji uległy mocnemu zawężeniu, tak więc ewentualne ożywienie na rynkach ościennych i związane z tym zmniejszenie presji konkurencji importowej, na pewno będą chcieli wykorzystać do przeprowadzenia podwyżek. Oznacza to, że w kolejnych latach ceny energii w Polsce również powinny podążać za tendencjami na głównych europejskich rynkach, co zakładamy w naszych modelach.

Ceny węgla w Polsce na tle notowań w portach ARA oraz kosztów wydobycia



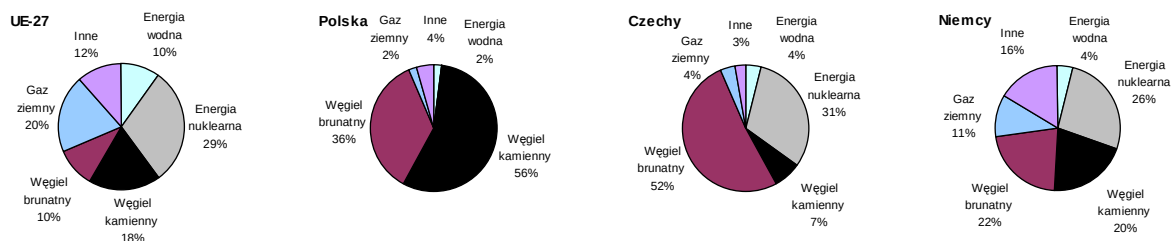
Źródło: Bloomberg, Ministerstwo Gospodarki

Rynek energii w Polsce

- Dominacja bloków węglowych (58% węgiel kamienny, 36% węgiel brunatny). Prognoza utrzymania dominującej roli węgla w sektorze w przyszłości (45% produkcji energii w perspektywie roku 2015).
- Wzrost konsumpcji energii skorelowany ze wzrostem PKB. Prognozy dalszego zwiększania popytu na prąd w latach 2010-20 przy CAGR 1,8%. W 2009 roku z uwagi na kryzys spadek konsumpcji energii o 4,0%, ale już w 1Q'10 wzrost o 3,4%.
- Niski poziom rezerwowych mocy, szczególnie w okresach szczytowego poboru. Około 40% zainstalowanych mocy ma ponad 30 lat i wymaga zastąpienia. Inwestycje odtworzeniowe szacowane na 15-20 mld EUR. Wzrost popytu na energię to potrzeba dodatkowych 6000 MW.
- Utrzymanie regulacji cen dla gospodarstw domowych (24% rynku) w najbliższych latach i efekt subsydiowania skrośnego przez klientów biznesowych. Uwolnienie cen dla odbiorców domowych możliwe za 3-4 lata.
- Konwergencja cen energii w Polsce do średnich europejskich zrealizowała się w dużej mierze dzięki wzrostom cen krajowych w 2009 i spadku cen w Europie w 2010 roku.
- W dłuższej perspektywie oczekiwany dalszy realny wzrost cen energii w związku z rozbudową infrastruktury interkonektowej, wpływem zacieśniających się dyrektyw emisyjnych UE oraz wzrostem zapotrzebowania.

Sektor energetyczny w Polsce jest zdominowany przez bloki węglowe, co oczywiście ma swoje uzasadnienie przede wszystkim w ogromnych zasobach tego surowca w kraju, które historycznie zadecydowały o oparciu inwestycji w nowe bloki w latach siedemdziesiątych ubiegłego wieku właśnie o to paliwo. W efekcie obecnie aż 56% energii produkowane jest z węgla kamiennego, a kolejne 36% z węgla brunatnego. Analiza planowanych projektów inwestycyjnych w energetyce wskazuje, że dominacja węgla w produkcji w najbliższych latach zostanie utrzymana, mimo rosnącej presji unijnego programu ograniczania emisji CO₂ i systematycznej utraty konkurencyjności kosztowej tego surowca (koszty certyfikatów, opłaty środowiskowe). Znaczących zmian w strukturze wytwarzania można spodziewać się dopiero w perspektywie 10 lat, co będzie wynikać z wdrażania kolejnych zobowiązań ekologicznych, starzenia się istniejących bloków oraz planowanych inicjatyw w zakresie energetyki jądrowej.

Produkcja energii elektrycznej wg. paliwa



Źródło: Eurostat, opracowanie DI BRE

Zmiany w strukturze podmiotów wytwórczych obserwowane w ostatnich latach choć zauważalne, to jednak ze względu na brak wielu nowych inwestycji nie wpływają istotnie na fakt dominacji bloków węglowych. Głównym motorem tych zmian pozostają zaostrzające się normy ekologiczne. Największą dynamikę wzrostu mocy obserwujemy w przypadku bloków przystosowanych do współspalania biomasy, które gwarantują generowanie tzw. zielonych certyfikatów (świadectwa pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych). Na przestrzeni ostatnich 4 lat wolumen energii wyprodukowanej w tego rodzaju instalacjach wzrosła ponad 2,6 krotnie (łącznie z elektrociepłowniami przemysłowymi), a jej udział w produkcji ogółem zwiększył się z 1,1% do 3,2% w 2009 roku. Dynamicznie rozwija się również energetyka wiatrowa. W tej kategorii pierwsze turbiny zostały zainstalowane w 2006 roku, a obecnie ich moc osiągalna wynosi już 720 MW. Na razie jednak udział tego źródła w całkowitej energii wytworzonej w ubiegłym roku jest nieznaczący (0,5%). Pewnym wyznacznikiem rozwoju elektrowni wiatrowych może być ilość zgłoszonych projektów tego typu instalacji i przyznanych przez URE aż 102 promes koncesyjnych na łączne moce 2,5 GW. Oczywiście ten wysyp projektów instalacji wiatrowych ma częściowo swoje źródło w uwarunkowaniach administracyjnych i chęcią zablokowania potencjalnych dogodnych lokalizacji, których w Polsce ze względu na warunki wietrzne nie ma zbyt wiele. W tym kontekście do tych planów należy podchodzić z dystansem. Trzecią grupą instalacji wytwórczych, które mają szansę na

zwiększenie swej roli w bilansie energetycznym Polski mogą być elektrownie opalane gazem ziemnym. Wolumen energii wytworzonej z elektrowni gazowych w latach 2006-09 wzrósł o 19%, a jej udział w całkowitej produkcji to 3,3%. Zapowiedzi koncernów energetycznych i PGNiG wskazują, że w najbliższych 5 latach wybudowane zostaną bloki o mocy 1800 MW.

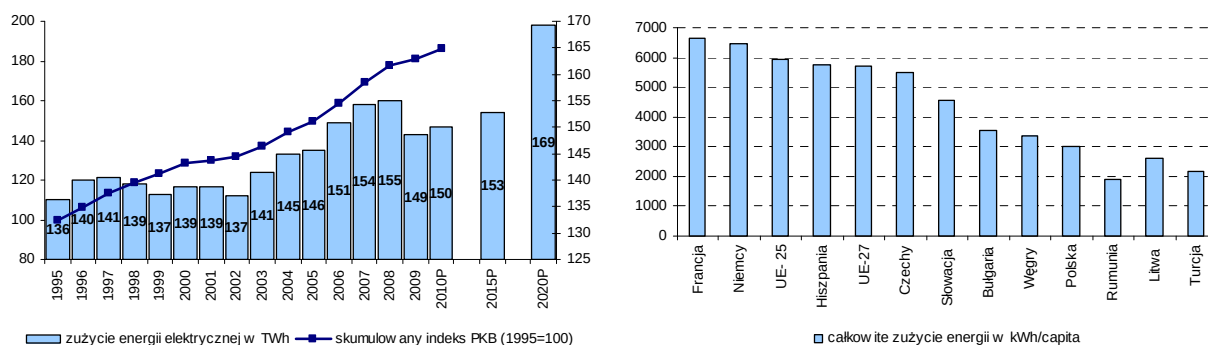
Produkcja energii elektrycznej brutto w Polsce według źródła w GWh w latach 2002-2009

(GWh)	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Elektrownie zawodowe	135 123	142 494	145 613	148 359	152 498	150 866	147 469	143 509
cieplne w tym	131 401	139 348	142 151	144 832	149 676	148 184	144 997	140 816
węgiel kamienny	82 659	87 821	86 477	86 246	90 961	91 498	84 347	81 640
węgiel brunatny	48 742	51 527	52 159	54 865	53 518	51 142	53 384	50 353
gaz	0	0	3 263	2 944	4 046	3 908	4 581	4 664
biomasa	0	0	252	777	1 151	1 636	2 685	4 159
wodne	3 722	3 146	3 462	3 527	2 822	2 682	2 465	2 683
Elektrownie przemysłowe	8 110	8 257	8 099	8 090	8 280	8 216	6 459	6 589
węgiel	b/d	b/d	7 329	7 226	7 408	6 954	5 356	5 465
gaz	b/d	b/d	228	231	195	539	440	392
biomasa	b/d	b/d	542	633	677	723	663	732
Pozostałe	b/d	b/d	447	489	69	446	1 646	1 599
Razem	143 233	150 751	154 159	156 938	160 847	159 528	155 574	151 697

Źródło: PSE

W ostatnich kilkunastu latach zużycie energii elektrycznej w Polsce rosło w dużej korelacji ze wzrostem PKB. Średniorocznie popyt zwiększał się o około 1%, co w pełni było zaspokajane przez wzrost produkcji w polskich elektrowniach. W 2008 roku konsumpcja kształtowała się w okolicach 155 TWh, a produkcja wyniosła 159 TWh. W pierwszych 9 miesiącach obserwowaliśmy wyraźny wzrost zapotrzebowania na prąd (średnio o 2,5%), co szczególnie w pierwszej połowie roku sprzyjało alarmującym doniesieniom o ryzyko zmniejszenia zasilania w okresie letnim. W miarę rozwijania się kryzysu gospodarczego dynamika konsumpcji jednak malała, co zmniejszyło presję na rynku. W ostatnich miesiącach roku, kiedy załamanie popytu na rynkach światowych zmusiło przemysł do znacznego ograniczenia produkcji, notowaliśmy już dynamiki ujemne w ujęciu r/r, które pogłębiły się szczególnie w listopadzie i grudniu (odpowiednio -6,2% i -5,9%). Ostatecznie konsumpcja prądu w 2008 roku wzrosła więc jedynie o 0,5%. W 2009 roku te negatywne tendencje były kontynuowane i w kwietniu ujemna dynamika sięgnęła nawet -10,8% r/r. W największym stopniu spadki popytu dotyczyły oczywiście grupy odbiorców przemysłowych, co oczywiście miało wpływ na zróżnicowane dynamiki wolumenów sprzedaży poszczególnych spółek energetycznych charakteryzujących się odmienną ekspozycją na tę kategorię klientów. W przypadku grupy taryfowej G, czyli gospodarstw domowych, spadek zużycia praktycznie nie został zanotowany (można nawet mówić o niewielkim wzroście). Pierwsze oznaki poprawy sytuacji na rynku energetycznym pojawiły się wraz z odbudową produkcji przemysłowej w końcu ubiegłego roku. Pozytywna dynamika zużycia została zanotowana już w grudniu 2009 (+2,3% r/r), a w pierwszych miesiącach 2010 roku kształtowała się na poziomie 3,0-3,7% r/r. Na pewno nie bez znaczenia dla tych tendencji były niskie temperatury, ale utrzymywanie się tych wzrostów również w marcu wskazuje, że nie jest to jedyny czynnik wspierający popyt w tym roku.

Zużycie energii elektrycznej w Polsce vs. wzrost PKB oraz konsumpcja per capita na tle UE

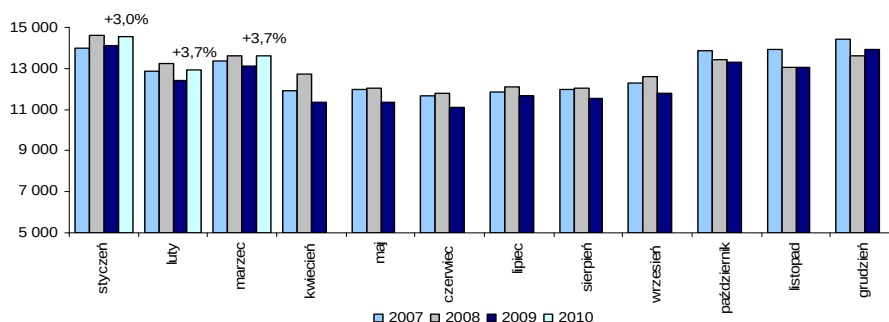


Źródło: Eurostat, ARE, URE, GUS, UCTE

Według przedstawianych kilka miesięcy temu prognoz zużycia energii w Polsce przez PSE-Operator, konsumpcja prądu powinna w tym roku wzrosnąć o około 1%. Odczyty z pierwszego

kwartału wskazują, że mogą to być prognozy zbyt konserwatywne, podobnie jak przygotowane na potrzeby polityki energetycznej polskiego rządu jeszcze w okresie kryzysu szacunki ARE, według których negatywna dynamika miała utrzymać się jeszcze w 2010 roku. Oczywiście trudno obecnie oczekiwać szybkiego powrotu konsumpcji prądu do rekordowego poziomu z 2008 roku, ale wydaje się że trend wzrostowy powinien być kontynuowany w kolejnych latach a średnioroczna dynamika prognozowana przez UCTE na poziomie 1,8%, może być zrealizowana (ARE szacuje, że w latach 2010-15 CAGR wyniesie 1,6%, a w latach 2015-20 około 2,1%). Częściowo ten długoterminowy wzrostowy scenariusz opiera się na konwergencji zużycia energii w przeliczeniu na mieszkańca do średnich poziomów notowanych w krajach Europy Zachodniej. Dysproporcja tego wskaźnika dla Polski waha się w zależności od kraju UE od 11% (Węgry) do nawet 55% (Francja, Niemcy). Podobne różnice pojawiają się również po oczyszczeniu tych danych o zużycie energii tylko przez gospodarstwa domowe. W tym wypadku osiągnięcie poziomu zużycia per capita obserwowanego obecnie na Słowacji, implikowałoby wzrost krajowej konsumpcji o 6,1 TWh, a więc o 4,1%.

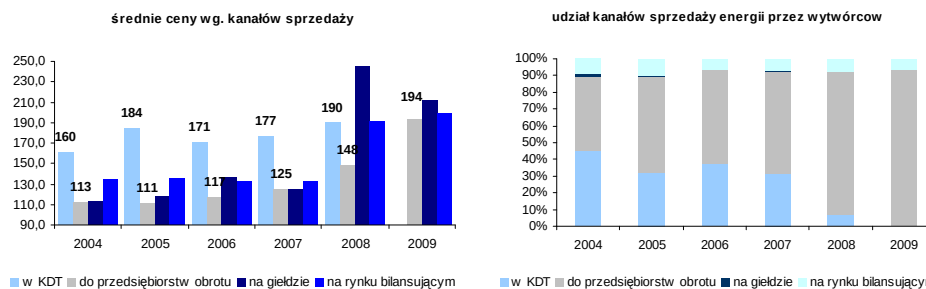
Zużycie energii elektrycznej w Polsce w ujęciu miesięcznym*



*na wykresie podano dynamiki konsumpcji r/r dla roku 2010
Źródło: PSE

Ważnym aspektem analizy polskiego rynku energii jest również kwestia jego struktury i dominacji zintegrowanych pionowo grup energetycznych (PGE, Tauron, ENEA, ENERGA). Trzej najwięksi wytwórcy dysponują ponad 55% w mocy zainstalowanej ogółem, w związku z czym większość obrotu jest generowane między elektrowniami i spółkami sprzedażowymi należącymi do tej samej grupy (ponad 58% uwzględniając obrót wielokrotny). Poprzez giełdę wytwórcy sprzedają zaledwie 0,3% swojej produkcji, a łączny obrót na TGE (wraz z rynkiem wtórnym) wynosi tylko 3,1 TWh (2,1% całkowitego zużycia prądu), stąd ceny giełdowe trudno traktować jako benchmark dla całego rynku. Alternatywny rynek giełdowy stanowi platforma POEE należąca do PGE, obrót na którym sięgnął w 2009 roku 4,4 TWh, ale faktem jest że większość kontraktów realizowana jest na podstawie umów dwustronnych. W związku z wprowadzeniem od sierpnia 2010 ustawowego obowiązku sprzedaży przez elektrownie co najmniej 15% swojej produkcji poprzez giełdę (w przypadku wytwórców objętych rekompensatami KDT nawet do 100%), sytuacja ta może się zmienić i wówczas ceny z TGE będą lepiej odzwierciedlały rzeczywistą sytuację rynkową, aczkolwiek ostatnie komunikaty największego producenta o podpisaniu długoterminowych kontraktów z własnymi spółkami obrotu mogą wskazywać że ten proces będzie powolny. Obecnie najlepszym źródłem informacji o średnich cenach energii na rynku hurtowym pozostają więc roczne publikacje URE, które wskazują na znaczący wzrost cen prądu w latach 2008 i 2009 związane przede wszystkim z uwolnieniem cen dla przemysłu (przypominamy że sprzedaż energii gospodarstwom domowym nadal podlega taryfikacji), wzrostem popytu oraz rosnącymi kosztami paliw.

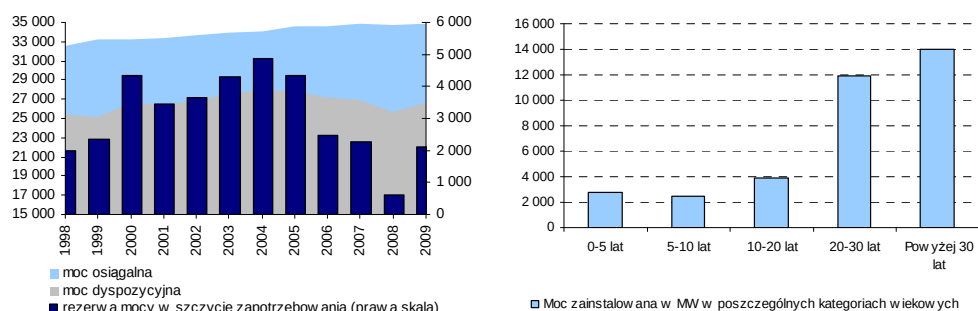
Ceny hurtowe energii wg. kanałów sprzedaży (PLN/MWh) i udział poszczególnych kanałów w sprzedaży energii przez wytwórców



Źródło: URE, opracowanie DI BRE

Polski sektor energetyczny wymaga ogromnych nakładów inwestycyjnych nie tylko ze względu na prognozy wzrostu popytu na prąd i konieczność zwiększenia mocy wytwórczych, ale również z uwagi na potrzebę zastąpienia bloków, których żywotność będzie powoli dobiegać końca. Tę potrzebę uzmysławia chociażby analiza danych dotyczących rezerw mocy przy szczytowym wzroście zapotrzebowania na przełomie 2007 i 2008 roku, kiedy to wskutek awarii niektórych jednostek bufor systemowy mocno się zmniejszył (w perspektywie wzrostu popytu i ograniczonych mocy może dochodzić do awarii systemu). Tymczasem około 40% zainstalowanej mocy ma już ponad 30 lat i w ciągu najbliższych 15-20 lat będzie musiało być wycofane z eksploatacji. Oznacza to konieczność odtworzenia około 14 GW mocy wytwórczych (w tym 12 GW w węglu kamiennym), co może kosztować w zależności od rodzaju paliwa od 15 do 20 mld EUR. Kwoty tego rzędu to wydatek, którego polskie koncerny energetyczne nie będą w stanie udźwignąć bez wsparcia banków i zagranicznych inwestorów branżowych.

Moc dyspozycyjna elektrowni w Polsce i rezerwa mocy w szczycie zapotrzebowania oraz wiek energetycznych mocy wytwórczych



Źródło: PSE, ARE, ENEA, PGE, Tauron, opracowanie DI BRE

Jednym z głównych czynników determinujących procesy inwestycyjne w polskim sektorze energetycznym, obok kwestii finansowania poszczególnych projektów, będą ustalenia unijnego pakietu klimatycznego i związane z nimi ograniczenia emisji dwutlenku węgla. Nie bez znaczenia będą również obowiązujące limity na emisję tlenków siarki i azotu (część polskich elektrowni zostało objętych tzw. okresem derogacyjnym w czasie którego są zwolnione z obowiązku spełnienia zaostrzonych wymogów emisyjnych). Jeśli chodzi o dwutlenek węgla wpływ to zgodnie z unijnymi uzgodnieniami, polskie elektrownie zobowiązane zostały od 2013 roku do zakupu 30% uprawnień na emisję na aukcjach. Udział ten będzie się systematycznie zwiększał do 100% w 2020 roku. Przywilej darmowych certyfikatów będzie jednak dostępny tylko już istniejącym blokom albo tym, których budowa rozpoczęła się przed końcem 2008 roku. Pozostali będą zmuszeni do zakupu 100% uprawnień na rynku, co przy prognozowanym wzroście cen certyfikatów CO₂, może kwestionować opłacalność budowy nowych bloków węglowych. W takim scenariuszu jedyną szansą dla energetyki węglowej będzie budowa instalacji przystosowanych do wychwytu i składowania dwutlenku węgla (CCS), na które będzie można uzyskać wsparcie w wysokości 15% inwestycji ze środków pochodzących z aukcji uprawnień emisyjnych. Na razie jest jeszcze za wcześnie aby oceniać jak pakiet klimatyczny może wpłynąć na realizację przedstawionych planów budowy nowych elektrowni, gdyż nadal nie ma szczegółowych kryteriów „fizycznego rozpoczęcia inwestycji”, które projekty będą musiały spełnić, aby zakwalifikować się na częściowo darmowe uprawnienia w latach 2013-20 (dodatkowo do 2011 roku te elektrownie musiałyby otrzymać pozwolenia na emisję CO₂, czyli wg polskiego prawa zezwolenie na handel emisjami). Wstępnie Ministerstwo Gospodarki ze zgłoszonych przez przedsiębiorstwa projektów na 32,4 GW, w wyniku selekcji tych najbardziej zaawansowanych, utworzyło listę, w której znalazło się kilkanaście inwestycji zakładających łącznie budowę 16,7 GW nowych mocy wytwórczych do roku 2020, w tym 10 GW do roku 2015. Na razie nie wiadomo kiedy i czy ta propozycja zostanie zatwierdzona przez Komisję Europejską. Obecnie szacuje się, że negocjacje w tej sprawie powinny zostać zakończone na przełomie 2010 i 2011 roku, co pozwoliłoby na rozpoczęcie organizowania przez spółki energetyczne finansowania zewnętrznego dla swoich inwestycji.

Założenia makroekonomiczne

W poniższej tabeli przedstawiamy założenia makroekonomiczne przyjęte do modelu DCF.

	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P	2013P	2014P	2015P
Cena ropy Brent USD/Bbl	72,8	98,0	62,0	75,0	80,0	90,0	90,0	90,0	90,0
Cena energii EEX EUR/MWh	54,9	54,9	69,1	49,3	50,2	55,8	63,3	66,6	67,3
Cena energii w Polsce w PLN/MWh	142,8	154,3	195,0	190,0	190,8	200,9	221,5	233,1	235,7
Cena certyfikatu CO ₂ EUR/t	20,6	23,9	13,8	14,0	17,6	22,3	30,0	31,5	33,0
Cena węgla w PKW PLN/t	161,6	182,9	241,6	224,4	229,8	252,6	245,4	245,4	245,4
PLN/USD średniorocznie	2,77	2,42	3,12	3,00	2,90	2,80	2,70	2,70	2,70
EUR/PLN średniorocznie	3,79	3,48	4,33	4,05	3,80	3,60	3,50	3,50	3,50
Produkcja energii TAURON (TWh)	22,5	19,5	18,6	19,5	19,8	19,8	19,0	20,1	21,5
węgiel brunatny	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
węgiel kamienny	22,1	19,1	18,2	19,1	19,4	19,3	18,4	18,7	19,0
gaz ziemny	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	1,5
wiatr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,6
woda	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4

Źródło: Bloomberg, Tauron, szacunki DI BRE

Prognoza wyników i wycena

Na podstawie modelu DCF wyceniamy wartość koncernu Tauron na poziomie 8,27 PLN/akcję, a na podstawie wyceny porównawczej na 7,35 PLN/akcję. Wartość Spółki w perspektywie 9 miesięcy szacujemy na 8,42 PLN na akcję.

	waga	cena
Wycena porównawcza	50%	7,35
Wycena DCF	50%	8,27
	cena wynikowa	7,81
	cena docelowa za 9 m-cy	8,42

Wycena DCF

Założenia modelu

1. Przepływy pieniężne dyskontujemy na koniec maja 2010 r. Przy ustalaniu wartości firmy uwzględniamy kapitały mniejszości oraz dług netto na koniec 2009 roku.
2. W modelu uwzględniamy przedstawione wcześniej założenia makroekonomiczne oraz plany inwestycyjne.
3. Wycenę powiększamy o oczekiwany zwrot nadpłaconej akcyzy od strat sieciowych, który szacujemy na 85 mln PLN.
4. Wolne przepływy pieniężne dla lat prognozy oczyszczamy o część sporną rekompensat KDT, poprzez zwiększenie salda należności.
5. Przy obliczaniu wartości rezydualnej, korygujemy wielkość amortyzacji do 2,05 mld PLN zrównując tę pozycję do poziomu nakładów inwestycyjnych.
6. Po roku 2019 zakładamy wzrost FCF na poziomie 2%. Ponadto przyjmujemy stopę wolną od ryzyka na poziomie 5,82%, współczynnik beta na poziomie 0,9.

Model DCF wyceny akcji Tauron

(mln PLN)	2010P	2011P	2012P	2013P	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2019+
Przychody ze sprzedaży	13 816	14 320	15 202	16 464	17 438	17 996	18 544	19 145	19 736	19 936	20 138
zmiana	1,3%	3,6%	6,2%	8,3%	5,9%	3,2%	3,0%	3,2%	3,1%	1,0%	1,0%
EBITDA	2 529,9	2 675,3	2 887,2	2 911,9	3 312,3	3 676,5	4 130,8	4 542,5	4 724,2	5 206,3	5 259,0
marża EBITDA	18,3%	18,7%	19,0%	17,7%	19,0%	20,4%	22,3%	23,7%	23,9%	26,1%	26,1%
Amortyzacja	1 385,8	1 456,2	1 549,0	1 670,7	1 796,3	1 952,9	2 250,6	2 341,2	2 424,4	2 551,0	2 054,1
EBIT	1 144,2	1 219,1	1 338,2	1 241,2	1 516,0	1 723,6	1 880,2	2 201,3	2 299,9	2 655,2	3 204,9
marża EBIT	8,3%	8,5%	8,8%	7,5%	8,7%	9,6%	10,1%	11,5%	11,7%	13,3%	15,9%
Opodatkowanie EBIT	217,4	231,6	254,3	235,8	288,0	327,5	357,2	418,2	437,0	504,5	608,9
NOPLAT	926,8	987,5	1 083,9	1 005,4	1 228,0	1 396,1	1 523,0	1 783,0	1 862,9	2 150,7	2 595,9
CAPEX	-1 901	-2 549	-3 168	-4 606	-6 248	-5 314	-4 109	-2 645	-2 210	-2 054	-2 054
Kapitał obrotowy	-8,5	-93,8	-103,3	-111,8	-45,1	-25,8	-25,4	-27,8	-27,3	-9,2	-9,2
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	402,8	-198,7	-638,7	-2 042,1	-3 268,9	-1 991,0	-361,1	1 451,1	2 050,1	2 638,4	2 586,7
WACC	10,1%	9,9%	9,6%	8,8%	7,6%	6,9%	6,6%	6,9%	7,4%	8,0%	8,6%
współczynnik dyskonta	94,5%	86,0%	78,5%	72,1%	67,0%	62,7%	58,8%	55,0%	51,2%	47,5%	47,5%
PV FCF	380,8	-170,9	-501,2	-1 473,2	-2 191,4	-1 249,1	-212,5	798,6	1 050,6	1 252,0	
WACC	10,1%	9,9%	9,6%	8,8%	7,6%	6,9%	6,6%	6,9%	7,4%	8,0%	8,6%
Koszt długu	6,8%	6,8%	6,8%	6,8%	6,8%	6,8%	6,8%	6,8%	6,8%	6,8%	6,8%
Stopa wolna od ryzyka	5,82%	5,82%	5,82%	5,82%	5,82%	5,82%	5,82%	5,82%	5,82%	5,82%	5,82%
Premia za ryzyko	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Efektywna stopa podatkowa	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%
Dług netto / EV	4,4%	8,2%	15,1%	32,1%	56,5%	72,2%	77,3%	70,7%	61,2%	48,4%	35,0%
Koszt kapitału własnego	10,3%	10,3%	10,3%	10,3%	10,3%	10,3%	10,3%	10,3%	10,3%	10,3%	10,3%
Premia za ryzyko	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Beta	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)	38 948	Wzrost FCF w nieskończoności									
Zdyskontowana wartość rezydualna (PV TV)	18 481	0,0%1,0%2,0%3,0%4,0%									
Zdyskontowana wartość FCF w okresie prognozy	-2 316	WACC +1,0pp	5,00	6,00	7,26	8,90	11,12				
Wartość firmy (EV)	16 165	WACC +0,5pp	5,47	6,59	8,02	9,92	12,55				
Dług netto 2009	744	WACC	6,00	7,26	8,90	11,12	14,29				
Udziałowcy mniejszościowi	2 368	WACC -0,5pp	6,59	8,02	9,92	12,55	16,45				
Należny zwrot akcyzy od strat sieciowych	85	WACC -01,0pp	7,26	8,90	11,12	14,29	19,21				
Ostateczna wartość Grupy Tauron	13 138										
Liczba akcji (mln)	1 589,4										
Wartość firmy na akcję (PLN)	8,27										
9-cio miesięczny koszt kapitału własnego	7,6%										
Cena docelowa	8,90										
EV/EBITDA(*10) dla wyceny DCF	6,4										
P/E(*10) dla wyceny DCF	18,2										
Udział TV w EV	114%										

Wycena porównawcza

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

	Cena	P/CE				EV/EBITDA*			
		2009	2010P	2011P	2012P	2009	2010P	2011P	2012P
EDF	33,37	5,6	5,3	5,1	4,7	6,4	6,0	5,7	5,3
E.ON AG	22,79	4,6	4,7	5,0	4,8	6,1	6,1	6,2	6,1
IBERDROLA SA	5,44	6,0	5,6	5,3	4,9	8,7	8,1	7,7	7,1
ENEL SPA	3,82	3,8	3,6	3,6	3,4	6,0	5,7	5,7	5,5
RWE AG	53,32	5,5	4,9	5,1	4,8	6,4	5,6	5,7	5,4
ENDESA SA	18,80	4,2	4,5	4,7	4,5	5,7	5,8	5,8	5,5
FORTUM OYJ	18,54	9,1	8,5	8,7	8,2	9,7	9,3	9,5	8,9
PGE	22,04	6,3	6,5	6,0	5,6	5,0	5,4	5,0	4,5
PGNiG	3,47	6,5	4,9	5,1	4,9	6,5	4,5	4,7	4,5
CEZ	860,6	6,2	6,5	6,4	6,3	6,6	6,8	6,8	6,5
ENEA	18,94	7,1	6,3	6,3	6,1	5,1	4,4	4,3	4,0
Maksimum		9,1	8,5	8,7	8,2	9,7	9,3	9,5	8,9
Minimum		3,8	3,6	3,6	3,4	5,0	4,4	4,3	4,0
Mediana		6,0	5,3	5,1	4,9	6,4	5,8	5,7	5,5
Tauron		3,9	3,8	3,7	3,4	4,3	4,4	4,2	3,9
(premia / dyskonto) do mediany		-33,8%	-27,0%	-27,8%	-29,4%	-31,8%	-22,9%	-26,5%	-29,0%
Implikowana wycena									
Mediana		6,0	5,3	5,1	4,9	6,4	5,8	5,7	5,5
Waga wskaźnika			50,0%				50,0%		
Waga roku		0,0%	33,3%	33,3%	33,3%	0,0%	33,3%	33,3%	33,3%
Implikowana wartość TAURON (PLN)		7,35							

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

TAURON, CEZ, ENEA, PGE- analiza porównawcza

Podstawowe wskaźniki dla CEZ, ENEI, PGE i TAURONA

	Cena	P/E				P/CE				EV/EBITDA			
		2009	2010P	2011P	2012P	2009	2010P	2011P	2012P	2009	2010P	2011P	2012P
CEZ	860,60	8,7	10,0	10,1	9,9	6,2	6,5	6,4	6,3	6,6	6,8	6,8	6,5
ENEA	18,94	16,3	12,8	12,8	12,3	7,1	6,3	6,3	6,1	5,1	4,4	4,3	4,0
PGE	22,04	11,3	12,2	11,5	10,7	6,3	6,5	6,0	5,6	5,0	5,4	5,0	4,5
PGE skor. KDT	22,04	9,8	11,1	11,0	10,2	5,8	6,2	5,8	5,4	4,6	5,2	4,9	4,4
TAURON	5,10	11,1	11,3	10,8	10,1	3,9	3,8	3,7	3,4	4,3	4,4	4,2	3,9
mediana sektora	-	11,0	10,0	10,3	9,9	6,0	5,3	5,1	4,9	6,4	5,8	5,7	5,5
CEZ vs. mediana	-	-21%	0%	-1%	0%	4%	23%	26%	28%	3%	19%	19%	19%
ENEA vs. mediana	-	48%	28%	24%	24%	19%	20%	23%	25%	-20%	-24%	-24%	-27%
PGE vs. mediana	-	3%	21%	12%	8%	6%	23%	18%	14%	-21%	-6%	-12%	-17%
PGE skor. vs. mediana	-	-11%	11%	7%	3%	-2%	18%	15%	11%	-27%	-10%	-14%	-19%
TAURON vs mediana	-	1%	12%	6%	2%	-34%	-27%	-28%	-29%	-32%	-23%	-26%	-29%

Źródło: Bloomberg, szacunki DI BRE

Wskaźniki takie jak P/E czy EV/EBITDA bez uwzględnienia specyfiki poszczególnych spółek nie są w naszej opinii miarodajnym wyznacznikiem atrakcyjności inwestycyjnej. Ważnym parametrem w kontekście ekspozycji na ewentualny wzrost cen energii, obok skali produkcji, jest poziom integracji pionowej wytwarzania energii. Pod tym względem najatrakcyjniej

prezentują się CEZ i PGE, w przypadku których wzrost cen aż na 68-69% wolumenu bezpośrednio będzie się przekładał na zwiększenie marży, aczkolwiek Tauron również opierając się w 30% na dostawach węgla z własnych kopalń będzie w sposób znaczący korzystał z takiego scenariusza. Dodatkowo Tauron zapewnia najciekawszą ekspozycję na segment dystrybucji w kontekście wprowadzonej nowej metodologii dochodzenia do pełnego wynagradzania WRA. Według naszych prognoz zwrot z aktywów implikowany przez wynik segmentu w 2010 roku jest w tej Spółce obecnie najniższy, co oznacza że ścieżka wzrostu zysków z posiadanej infrastruktury będzie w kolejnych latach szybsza niż w ENEI czy PGE.

Podstawowe dane operacyjne regionalnych koncernów energetycznych

	CEZ	PGE	ENEA	TAURON
Produkcja energii TWh	71,3	53,1	12,1	18,6
elektrownie jądrowe	28,8	0,0	0,0	0,0
elektrownie zintegrowane z kopalniami	19,8	38,1	0,0	5,6
Wydobycie węgla w mln ton	23,0	40,7	0,0	4,8
% integracji pionowej	68%	72%	0%	30%
Wolumen dystrybucji TWh 2010	54,7	31,4	16,5	31,8
Aktywa segmentu dystrybucji/WRA	114 453	13 427	5 484	9 836
EBIT segmentu dystrybucji 2010P	9 259	488	268	293
Zwrot z aktywów	8,1%	3,6%	4,9%	3,0%
zagregowany CAPEX (2010-15)	398 104	45 909	18 196	23 787
zagregowana EBITDA (2010-15)	569 040	54 262	9 730	17 996
CAPEX w relacji do EBITDA %	70%	85%	187%	132%
Amortyzacja w relacji do EBIT	34%	49%	131%	123%

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

Bardzo ważnym aspektem w kontekście porównywania wskaźnika EV/EBITDA jest również w naszej opinii relacja spodziewanych nakładów inwestycyjnych w perspektywie najbliższych lat do prognozowanego w tym samym okresie strumienia EBITDA. Po tym względem najlepiej prezentuje się koncern czeski oraz PGE, natomiast Tauron podobnie jak ENEA zamierza przeprowadzić inwestycje o wartości przekraczającej bieżące przepływy generowane z działalności operacyjnej, stąd inwestorzy powinni spodziewać się wzrostu zadłużenia w tych podmiotach w najbliższych latach i brak znaczących dywidend. Analiza wskaźnika P/E z kolei powinna być dokonywana przy uwzględnieniu poziomu amortyzacji w poszczególnych spółkach, gdyż przykładowo w polskich koncernach ze względu na wysoką amortyzację infrastruktury przesyłowej przy braku pełnego wynagradzania tych aktywów powoduje, że odpisy amortyzacyjne „zdejmują” znaczną część zysków na poziomie EBIT. Dlatego też naszym zdaniem bardziej miarodajnym wskaźnikiem dla polskiego sektora jest P/CE.

Czynniki ryzyka dla prognoz i wyceny

Poniżej prezentujemy podstawowe czynniki ryzyka dla sporządzonych przez nas prognoz finansowych i wyceny Grupy Tauron Polska Energia:

- **kształtowanie się cen energii, certyfikatów emisji CO₂ oraz podstawowych surowców** - w naszych prognozach zakładamy określony poziom tych parametrów opierając się na dotychczasowych kształtujących je zależnościach oraz oczekując zwiększenia ich korelacji z rynkiem europejskim. Odchylenie od tych założeń może wpłynąć na realizację naszych prognoz i zmianę wyceny Spółki.
- **polityka regulacyjna URE** - niektóre obszary działalności Spółki (segment dystrybucji, rekompensaty KDT w wytwarzaniu, produkcja ciepła, sprzedaż energii do gospodarstw domowych) są objęte regulacją ze strony Urzędu Regulacji Energetyki, który ma za zadanie równoważyć interesy konsumentów i producentów oraz dystrybutorów energii. Decyzje regulatora m.in. poprzez przyznawane taryfy bezpośrednio wpływają na wyniki finansowe Spółki, tak więc bardziej restrykcyjna polityka URE może stanowić ryzyko dla naszych projekcji finansowych.
- **regulacje ekologiczne** – sektor energetyczny objęty jest licznymi restrykcjami związanymi z ochroną środowiska, w szczególności limitami emisji gazów cieplarnianych oraz koniecznością utrzymywania określonego udziału energii ze źródeł odnawialnych w sprzedaży ogółem. Potencjalne dodatkowe restrykcje w tym zakresie mogą mieć wpływ na wyniki finansowe Spółki. Istotnym ryzykiem w tym aspekcie jest również perspektywa wdrożenia postanowień pakietu klimatycznego, którego efekty mogą odbiegać od naszych założeń.



- **zagrożenia naturalne w kopalniach** - Spółka prowadzi działalność wydobywczą węgla kamiennego i jest ekspozycja na szeroki zakres ryzyk naturalnych występujących w kopalniach tego typu (wybuchy metanu, tapnięcia, wypadki górnicze), które mogą mieć wpływ na poziom produkcji.
- **potencjalne zmiany kosztów inwestycyjnych** - program inwestycyjny Spółki obejmuje szereg kosztownych projektów, których realizacja jest rozłożona w czasie. Ewentualne odchylenia w zakresie kosztów tych przedsięwzięć oraz harmonogramu prac inwestycyjnych mogą mieć wpływ na osiągnięte wyniki finansowe i wycenę Spółki.
- **wpływ związków zawodowych** – związki zawodowe funkcjonujące w Grupie obejmują prawie 75% jej pracowników i mogą mieć istotny wpływ na kształtowanie się kosztów operacyjnych w przyszłości poprzez wywieranie presji na wzrost płac czy ograniczanie optymalizacji zatrudnienia.

Rachunek wyników

(mln PLN)	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P	2013P
Przychody ze sprzedaży	12 264,0	12 448,7	13 633,6	13 816,5	14 320,3	15 202,1	16 463,5
zmiana	n/a	1,5%	9,5%	1,3%	3,6%	6,2%	8,3%
w tym KDT	0,0	192,2	484,0	141,0	125,0	107,0	0,0
EBIT, w tym	186,9	347,0	1 259,7	1 144,2	1 219,1	1 338,2	1 241,2
Wydobycie	-71,5	62,9	147,0	122,3	155,8	188,7	161,1
Wytwarzanie energii	70,8	-0,7	677,1	409,9	417,3	401,6	227,2
Energetyka odnawialna	45,5	44,0	55,1	57,9	54,5	89,3	100,4
Dystrybucja energii	109,5	193,9	94,6	292,6	349,1	411,0	473,2
Segment obrotu	18,7	90,1	301,8	272,2	266,1	264,8	280,0
Pozostała działalność	-15,2	-24,6	6,6	12,2	0,1	8,1	26,5
Pozycje nieprzypisane	29,0	-24,6	-22,6	-22,9	-23,7	-25,2	-27,3
EBIT	186,9	347,0	1 259,7	1 144,2	1 219,1	1 338,2	1 241,2
zmiana	n/a	85,7%	263,0%	-9,2%	6,6%	9,8%	-7,2%
marża EBIT	1,5%	2,8%	9,2%	8,3%	8,5%	8,8%	7,5%
Wynik na działalności finansowej	-37,3	-96,8	-94,7	-113,5	-132,1	-167,0	-287,4
Wynik zdarzeń nadzwyczajnych	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pozostałe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Zysk brutto	149,6	250,3	1 165,0	1 030,7	1 087,0	1 171,2	953,8
Podatek dochodowy	-0,2	68,0	266,3	195,8	206,5	222,5	181,2
Udziałowcy mniejszościowi*	-3,7	51,4	166,3	114,6	133,2	147,7	110,9
Zysk z działalności zaniechanej	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Zysk netto	153,5	130,8	732,4	720,3	747,3	801,0	661,7
zmiana	n/a	-14,8%	459,7%	-1,7%	3,8%	7,2%	-17,4%
marża	1,3%	1,1%	5,4%	5,2%	5,2%	5,3%	4,0%
Amortyzacja	1 197,7	1 268,7	1 321,0	1 385,8	1 456,2	1 549,0	1 670,7
EBITDA**	1 384,6	1 615,8	2 580,8	2 529,9	2 675,3	2 887,2	2 911,9
zmiana	n/a	16,7%	59,7%	-2,0%	5,7%	7,9%	0,9%
marża EBITDA	11,3%	13,0%	18,9%	18,3%	18,7%	19,0%	17,7%
Liczba akcji na koniec roku (mln.)	1 554,0	1 554,0	1 554,0	1 589,4	1 589,4	1 589,4	1 589,4
EPS	0,1	0,1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4
CEPS	0,9	0,9	1,3	1,3	1,4	1,5	1,5
ROAE	2,8%	1,2%	6,4%	5,8%	5,7%	5,8%	4,6%
ROAA	1,5%	0,6%	3,4%	3,2%	3,2%	3,3%	2,5%

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

Bilans

(mln PLN)	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P	2013P
AKTYWA	20 247,7	20 823,1	22 160,2	22 882,0	23 581,8	25 400,9	28 586,3
Majątek trwały	17 387,0	17 984,2	18 480,5	18 996,0	20 088,4	21 707,8	24 643,4
Rzeczowe aktywa trwałe	16 469,7	17 098,8	17 260,6	17 785,8	18 882,6	20 498,9	23 407,3
Wartości niematerialne i prawne	285,2	533,3	824,8	815,0	810,6	813,6	840,9
Pozostałe aktywa finansowe	537,1	176,9	179,7	179,7	179,7	179,7	179,7
Pozostałe aktywa niefinansowe	84,6	61,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	10,4	113,6	156,9	156,9	156,9	156,9	156,9
Majątek obrotowy	2 860,7	2 839,0	3 679,7	3 885,9	3 493,4	3 693,1	3 942,9
Zapasy	267,3	395,2	536,2	543,4	563,2	597,9	647,5
Należności z tytułu dostaw	1 230,0	1 275,3	1 875,0	1 896,3	1 954,8	2 057,3	2 204,0
Pozostałe aktywa obrotowe	387,5	217,1	230,4	230,4	230,4	230,4	230,4
Aktywa przeznaczone do sprzedaży	1,7	1,7	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Środki pieniężne i ich ekwiwalent*	974,2	949,7	1 032,1	1 209,9	668,5	668,5	668,5

(mln PLN)	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P	2013P
PASYWA	20 247,7	20 823,1	22 160,2	22 882,0	23 581,8	25 400,9	28 586,3
Kapitał własny	11 026,8	11 125,9	11 816,5	12 855,4	13 458,7	14 110,2	14 611,7
Kapitał akcyjny	13 698,6	13 698,6	13 986,3	14 304,9	14 304,9	14 304,9	14 304,9
Pozostałe kapitały własne	-2 671,9	-2 572,7	-2 169,8	-1 449,5	-846,2	-194,7	306,8
Kapitał mniejszości	2 179,3	2 219,5	2 367,7	2 030,6	2 072,1	2 113,3	2 106,0
Zobowiązania długoterminowe	4 042,7	4 098,3	4 078,7	4 078,7	4 078,7	4 762,8	6 458,7
Pożyczki i kredyty	1 535,1	1 426,2	1 179,4	1 179,4	1 179,4	1 863,5	3 559,3
Pozostałe	2 507,6	2 672,2	2 899,3	2 899,3	2 899,3	2 899,3	2 899,3
Zobowiązania krótkoterminowe	2 999,0	3 379,4	3 897,2	3 917,2	3 972,3	4 414,6	5 409,9
Pożyczki i kredyty	460,9	649,7	596,3	596,3	596,3	942,2	1 799,6
Zobowiązania handlowe	1 373,4	1 240,1	1 490,7	1 510,7	1 565,8	1 662,2	1 800,2
Pozostałe	1 164,6	1 489,5	1 810,2	1 810,2	1 810,2	1 810,2	1 810,2
Dług	1 996,1	2 075,9	1 775,7	1 775,7	1 775,7	2 805,7	5 359,0
Dług netto	1 021,8	1 126,2	743,6	565,8	1 107,2	2 137,2	4 690,4
(Dług netto / Kapitał własny)	9,3%	10,1%	6,3%	4,4%	8,2%	15,1%	32,1%
(Dług netto / EBITDA)	0,7	0,7	0,3	0,2	0,4	0,7	1,6
BVPS	7,1	7,2	7,6	8,1	8,5	8,9	9,2

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

Przepływy pieniężne

(mln PLN)	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P	2013P
Przepływy operacyjne	1 471,3	1 615,5	1 963,2	2 325,6	2 375,0	2 561,3	2 618,9
Zysk netto	153,5	130,8	732,4	720,3	747,3	801,0	661,7
Amortyzacja	1 197,7	1 268,7	1 321,0	1 385,8	1 456,2	1 549,0	1 670,7
Kapitał obrotowy	-130,1	-222,0	-462,7	-8,5	-93,8	-103,3	-111,8
Pozostałe	250,2	437,9	372,5	228,1	265,3	314,7	398,3
Przepływy inwestycyjne	-1 755,6	-1 514,2	-1 354,0	-1 862,9	-2 501,8	-3 125,6	-4 557,5
CAPEX	-1 819,4	-1 792,2	-1 440,3	-1 901,3	-2 548,5	-3 168,3	-4 606,4
Pozostałe	63,8	278,0	86,2	38,4	46,8	42,7	48,9
Przepływy finansowe	118,4	-95,7	-543,5	-284,9	-414,6	564,2	1 938,6
Emisja akcji	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dług	338,2	92,0	-329,3	0,0	0,0	1 030,0	2 553,3
Dywidenda (buy-back)	-32,3	-33,9	-58,2	0,0	-144,1	-149,5	-160,2
Pozostałe	-187,5	-153,9	-155,9	-284,9	-270,6	-316,3	-454,4
Zmiana stanu środków pieniężnych	-166,0	5,6	65,7	177,8	-541,4	0,0	0,0
Środki pieniężne na koniec okresu	901,4	906,9	972,7	1 150,5	609,1	609,1	609,1
DPS (PLN)	0,02	0,02	0,04	0,00	0,09	0,09	0,10
FCF	-564,7	-466,4	411,5	424,4	-173,6	-607,0	-1 987,5
(CAPEX / Przychody ze sprzedaży)	14,8%	14,4%	10,6%	13,8%	17,8%	20,8%	28,0%

Wskaźniki rynkowe

	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P	2013P
P/E	51,6	60,6	10,8	11,3	10,8	10,1	12,3
P/CE	5,9	5,7	3,9	3,8	3,7	3,4	3,5
P/BV	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6
P/S	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5
FCF/EV	-5,1%	-4,2%	3,8%	4,0%	-1,5%	-4,9%	-13,4%
EV/EBITDA	8,0	6,9	4,2	4,2	4,2	4,3	5,1
EV/EBIT	59,1	32,2	8,7	9,3	9,2	9,2	11,9
EV/S	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9
DYield	0,4%	0,4%	0,7%	0,0%	1,8%	1,8%	2,0%
Cena akcji w PLN	5,10						
Liczba akcji na koniec roku (mln)	1554,0	1554,0	1554,0	1589,4	1589,4	1589,4	1589,4
MC (mln PLN)	7 925,4	7 925,4	7 925,4	8 106,1	8 106,1	8 106,1	8 106,1
Kapitał udziałowców mniej. (mln PLN)	2179,3	2219,5	2367,7	2030,6	2072,1	2113,3	2106,0
EV (mln PLN)	11 041,9	11 186,6	10 952,1	10 618,0	11 200,9	12 272,0	14 818,0



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

Departament Analiz:

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

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

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

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

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

Departament Sprzedaży Instytucjonalnej:

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

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

Maklerzy:

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

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

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

Michał Jakubowski tel. (+48 22) 697 47 44
micchal.jakubowski@dibre.com.pl

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

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

Zespół Obsługi Rynków Zagranicznych

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

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

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

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

„Prywatny Makler”

Jarosław Banasiak tel. (+48 22) 697 48 70
Kierownik Zespołu Prywatnego Maklera
pawel.szczepanik@dibre.com.pl

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

Dom Inwestycyjny
BRE Banku S.A.
ul. Wspólna 47/49
00-950 Warszawa
www.dibre.com.pl



Wyjaśnienia użytych terminów i skrótów:

EV - dług netto + wartość rynkowa (EV- wartość ekonomiczna)

EBIT - Zysk operacyjny

EBITDA - zysk operacyjny przed operacjami finansowymi, opodatkowaniem i amortyzacją

BOOK VALUE - wartość księgowa

WNDB - wynik na działalności bankowej

P/CE - cena do zysku wraz z amortyzacją

MC/S - wartość rynkowa do przychodów ze sprzedaży

EBIT/EV - zysk operacyjny do wartości ekonomicznej

P/E - (Cena/Zysk) - Cena dzielona przez roczny zysk netto przypadający na jedną akcję

ROE - (Return on Equity - Zwrot na kapitale własnym) - Roczny zysk netto dzielony przez średni stan kapitałów własnych

P/BV - (Cena/Wartość księgowa) - Cena dzielona przez wartość księgową przypadającą na jedną akcję

Dług netto - kredyty + papiery dłużne + oprocentowane pożyczki - środki pieniężne i ekwiwalent

Marża EBITDA - EBITDA / Przychody ze sprzedaży

Rekomendacje Domu Inwestycyjnego BRE Banku S.A.

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

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

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

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

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

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

Rekomendacje są aktualizowane przynajmniej raz na 9 miesięcy.

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

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

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

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

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

Raport nie został przekazany do emitenta przed jego publikacją.

W ciągu ostatnich 12 miesięcy DI BRE Banku S.A. był prowadzącym księgę popytu w Polsce.

DI BRE Banku, jego akcjonariusze i pracownicy mogą posiadać długie lub krótkie pozycje w akcjach emitenta lub innych instrumentach finansowych powiązanych z akcjami emitenta.

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

Adresatami rekomendacji są wszyscy Klienci Domu Inwestycyjnego BRE Banku SA .

Nadzór nad działalnością Domu Inwestycyjnego BRE Banku SA sprawuje Komisja Nadzoru Finansowego.

Osoby, które nie uczestniczyły w przygotowaniu rekomendacji ale miały lub mogły mieć dostęp do rekomendacji przed jej przekazaniem do publicznej wiadomości, to osoby zatrudnione w DI BRE Banku S.A. upoważnione do bezpośredniego dostępu do pomieszczeń, w których opracowywane były rekomendacje, inne niż analitycy wymienieni jako sporządzający niniejszą rekomendację.

Silne i słabe strony metod wyceny zastosowanych w rekomendacji:

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

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

DI BRE Banku nie wydał w ciągu ostatnich 9 miesięcy rekomendacji dotyczącej Tauron.