

30 marca 2010

Aktualizacja raportu

**Sektor energetyczny**

Polska

Cena bieżąca	18,91 PLN
Cena docelowa	21,62 PLN
Kapitalizacja	8,35 mld PLN
Free float	1,53 mld PLN
Średni dzienny obrót (3 mies.)	10,64 mln PLN

Struktura akcjonariatu

Skarb Państwa	60,4%
Vattenfall	18,7%
EBOiR	2,5%

Pozostali	18,4%
-----------	-------

Strategia dotycząca sektora

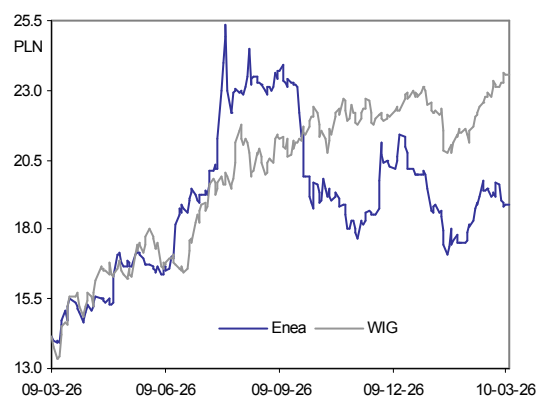
Polski sektor energetyczny powinien wykazywać coraz większą korelację z rynkami UE, co będzie oznaczać stopniową konwergencję cen. Dodatkowo ten proces powinien być wspierany przez wzrost konsumpcji, przy jednoczesnym braku inwestycji w nowe moce wytwórcze. Może to w przyszłości prowadzić do deficytu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

Profil spółki

ENEA jest jedną z największych zintegrowanych polskich grup energetycznych, a jej udział w rynku dystrybucji sięga 14% (Spółka obsługuje 2,3 mln klientów). W skład Grupy wchodzi Elektrownia Kozienice (2,88 GW), która rocznie wytwarza około 11,8 TWh energii elektrycznej (8% krajowej produkcji). W ramach planów inwestycyjnych moce tego zakładu mają być zwiększone w perspektywie 2016 roku o kolejne 2 GW. ENEA zamierza również rozwijać portfel energii odnawialnej w oparciu o projekty farm wiatrowych oraz biogazownie.

Ważne daty

17.05- publikacja raportu za 1Q'10
31.08- publikacja raportu za 1H'2010

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

(48 22) 697 47 06

kamil.klischcz@dibre.com.pl

www.dibre.com.pl

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

ENEA

ENAE.WA ENA.PW

Akumuluj

(Niezmieniona)

2010 rok będzie lepszy

Po słabych wynikach sentyment na akcjach Enei wyraźnie się pogorszył, ale naszym zdaniem w przyszłości Spółka nie powinna już negatywnie zaskakiwać wynikami i zrealizuje zakładaną przez nas 27% dynamikę wzrostu zysku netto. Obecna wycena rynkowa nadal implikuje znaczne dyskonto (30% dla EV/EBITDA) w relacji do podmiotów z branży i choć uważamy, że częściowo jest ono uzasadnione ze względu na skalę planowanych w najbliższych latach inwestycji, to wyceniając akcje Enei na 21,62 PLN dostrzegamy prawie 15% potencjał wzrostowy i utrzymujemy rekomendację akumuluj. Zwracamy uwagę, że duży wpływ na zmianę naszej wyceny w relacji do poprzedniego raportu miał spadek stopy wolnej od ryzyka.

4Q'2009- rozczarowanie przede wszystkim w dystrybucji

EBIT wygenerowany przez Spółkę w ostatnim kwartale roku wyniósł zaledwie 66 mln PLN vs. oczekiwane 166 mln PLN. Częściowo, odchylenie było konsekwencją ujemnego salda na działalności operacyjnej na -35,5 mln PLN (odpis wartości ciepłowni, rezerwy na roszczenia) oraz wyższej o 13,5 mln PLN amortyzacji. Za pozostałą gotówkową część różnicy odpowiedzialny jest przede wszystkim gorszy wynik dystrybucji związany z wyższymi kosztami strat sieciowych oraz wynagrodzeń. Poniżej naszych oczekiwań uplasował się także rezultat na wytwarzaniu, na czym zaważyło utrzymanie w ujęciu q/q wysokiego poziomu kosztów remontowych oraz rozliczenia praw do emisji. Pozytywne zaskoczenie pojawiło się na działalności obrotu, gdzie osiągnięcie aż 83,9 mln PLN zysku operacyjnego było możliwe dzięki niższym kosztom zakupu energii i wzroście wolumenów. Wysokie wyłączenia konsolidacyjne wskazują jednak, że część tego rezultatu była wygenerowana na transakcjach wewnątrz Grupy.

Rewizja prognoz

Słabsze niż oczekiwaliśmy wyniki 2009, skłoniły nas do rewizji naszych prognoz na lata kolejne, głównie z uwagi na konieczność implementowania wyższych kosztów działalności w segmentach wytwarzania i dystrybucja. Nadal jednak oczekujemy dodatniej dynamiki w 2010 roku, co z jednej strony będzie konsekwencją zaniżonej bazy 2009 (odpisane rekompensaty KDT i wartość firmy), a z drugiej efektem wyższych taryf sieciowych i spodziewanego wzrostu wolumenów.

Prywatyzacja dopiero w czerwcu, wcześniej przetarg na PAK

Minister Skarbu zapowiedział, że będzie chciał zaprosić inwestorów branżowych do negocjacji w sprawie nabycia pakietu 51% akcji Enei w drugiej połowie czerwca tego roku. Wcześniej oczekuje rozstrzygnięcia w przetargu na ZE PAK, w którym Spółka jest jednym z oferentów. Wystawione na sprzedaż aktywa uważamy za interesujące, aczkolwiek kluczowa dla oceny tej transakcji będzie jej cena. Zwracamy bowiem uwagę, że majątek wytwórczy PAK jest w znacznej części zdekaptalizowany i wycena na podstawie bieżących wyników powinna być ostrożna.

(mln PLN)	2008	2009	2010P	2011P	2012P
Przychody	6 157,8	7 167,3	7 519,7	7 602,7	7 982,0
EBITDA	882,7	1 167,0	1 365,4	1 379,8	1 487,4
marża EBITDA	14,3%	16,3%	18,2%	18,1%	18,6%
EBIT	251,4	505,6	698,8	699,5	795,0
Zysk netto	215,4	513,6	653,4	654,8	677,4
DPS	0,23	0,46	0,58	0,74	0,59
P/E	38,8	16,3	12,8	12,7	12,3
P/CE	9,9	7,1	6,3	6,3	6,1
P/BV	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8
EV/EBITDA	6,8	6,5	4,5	5,2	5,9
DYield	1,2%	2,4%	3,1%	3,9%	3,1%

4Q'2009- znacznie poniżej oczekiwań, częściowo przez one-offy

Wyniki Grupy ENEA za 4Q'09 okazały się znacząco niższe od naszych oczekiwań i rynkowego konsensusu. Największa negatywna niespodzianka pojawiła się w segmencie dystrybucji, gdzie Spółka raportowała stratę operacyjną na poziomie -26 mln PLN vs. -17 mln PLN rok temu i 56,8 mln PLN naszej prognozy. Koszty operacyjne tego segmentu wyniosły aż 676 mln PLN wobec średniej dla poprzednich kwartałów na poziomie 500 mln PLN. Trudno tłumaczyć to sezonowością, gdyż w poprzednim roku takich znaczących odchyień nie było. Prawdopodobnie wyższe koszty korespondują z zaksięgowanymi w segmencie wyższymi przychodami (650 mln PLN vs. średnia 550 mln PLN w poprzednich kwartałach), co z kolei może wynikać z typowo księgowych rozliczeń jakichś płatności. Pozostała część odchylenia może być natomiast efektem wyższych kosztów wynagrodzeń (wzrost skonsolidowanych kosztów pracowniczych o 41 mln PLN q/q w związku z rocznym rozliczaniem funduszu płac oraz naliczoną premią roczną) oraz częściowo ujemnego salda na pozostałej działalności operacyjnej związanego z rezerwami na potencjalne roszczenia (-35,5 mln PLN, z czego jednak -16 mln PLN odpisu wartości firmy zostało zaksięgowane w segmencie pozostałe i stanowiło rozliczenie transakcji nabycia MEC Piła i PEC Oborniki). Spółka gorszy wynik na tej działalności tłumaczy również wyższymi kosztami zakupu energii na pokrycie straty bilansowej, które według naszych szacunków bazujących na sprzedaży międzysegmentowej w segmencie obrotu w ujęciu q/q wzrosły o 43 mln PLN i 32 mln PLN r/r.

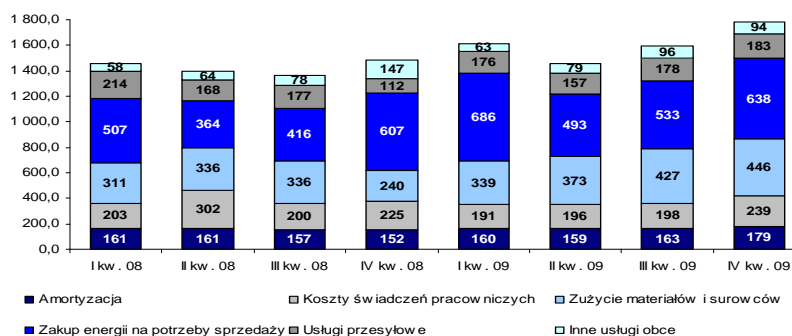
Skonsolidowane wyniki kwartalne Grupy ENEA

(mln PLN)	IVQ2009	IVQ2008	zmiana	IVQ2009P	wynik vs. prognoza	konsensus	wyniki vs. konsensus	2009	2008	zmiana
Przychody	1 927,9	1 623,2	18,8%	1 357,8	42,0%	1 655	16,5%	7 167,3	6 157,8	16,4%
EBITDA	245,3	231,7	5,9%	331,9	-26,1%	-	-	1 167,0	882,7	32,2%
marża EBITDA	12,7%	14,3%	-	24,4%	-	-	-	16,3%	14,3%	-
EBIT	66,2	79,5	-16,7%	166,3	-60,2%	162	-59,1%	505,6	251,4	101,1%
Zysk brutto	96,4	76,9	25,3%	181,1	-46,8%	-	-	653,1	293,5	122,5%
Zysk netto	67,2	58,1	15,7%	151,2	-55,6%	161	-58,3%	513,6	215,4	138,5%

Źródło: ENEA, PAP, szacunki DI BRE

Wyniki segmentu wytwarzania również okazały się gorsze od naszych oczekiwań (61,8 mln PLN wobec 109,7 mln PLN), co miało związek z utrzymaniem wyższych kosztów remontowych z 3Q (średni poziom kosztów usług obcych w 1H'09 wynosił 71 mln PLN vs. 95 mln PLN w 2H'09) i prawdopodobnie ponoszonych wydatków na zakup brakujących praw do emisji CO2 (w całym roku 1 mln ton o wartości 63 mln PLN). Wbrew naszym wcześniejszym przypuszczeniom odpisy wartości firmy przejętych ciepłowni, nie obciążąły rachunku tego segmentu (-16 mln PLN) tylko segment pozostałe. Ponowna analiza całorocznej rentowności ENEI na działalności wytwarzania, skłania nas do obniżenia prognoz na kolejne lata również dla tego segmentu. Pozytywnej rewizji szacunków po 4Q'09 dokonaliśmy natomiast w przypadku segmentu obrotu, który wygenerował aż 83,9 mln PLN zysku operacyjnego vs. oczekiwane 23,2 mln PLN. Pozytywne odchylenie na tej działalności częściowo odbyło się jednak prawdopodobnie kosztem zysków poprzednich segmentów (efekt obniżenia cen w kontrakcie z Koźenicami oraz wyższa sprzedaż do operatora na pokrycie strat sieciowych), co zdają się m.in. potwierdzać wyższe wyłączenia konsolidacyjne (-28,5 mln PLN vs. oczekiwane -11,6 mln PLN). Lepsze wyniki na handlu energią to ponadto zasługa wyższych wolumenów (najlepszy kwartał w roku) oraz niższych jednostkowych cen zakupu energii spoza Grupy, w szczególności jeśli chodzi o świadectwa pochodzenia.

Główne kategorie kosztów w ujęciu kwartalnym



Źródło: ENEA

Na poziomie skonsolidowanego wyniku operacyjnego dodatkowym negatywnym czynnikiem okazały się wyższe niż się spodziewaliśmy koszty nieprzypisane (ogólnego zarządu), które sięgnęły 23 mln PLN vs. 15,6 mln PLN rok temu i 12,7 mln PLN średnio w poprzednich kwartałach 2009 roku. Ostatecznie odchylenie na poziomie EBIT w relacji do naszej prognozy sięgnęło więc aż 100 mln PLN, aczkolwiek zwracamy uwagę, że po uwzględnieniu wspomnianych czynników jednorazowych i wyższej niż oczekiwaliśmy amortyzacji (+13,5 mln PLN) byłoby ono znacznie mniejsze i wynosiłoby 50 mln PLN (-30%).

Skonsolidowane wyniki kwartalne Grupy ENEA według segmentów

(mln PLN)	I kw. 08	II kw. 08	III kw. 08	IV kw. 08	I kw. 09	II kw. 09	III kw. 09	IV kw. 09
Przychody	1 573,3	1 465,3	1 487,7	1 623,2	1 884,7	1 707,2	1 647,5	1 927,9
EBIT	83,7	12,2	59,1	79,5	223,6	200,3	15,4	66,2
wytworzenie	35,4	2,3	11,1	11,1	123,5	100,7	-70,5	61,8
dystrybucja	78,1	-4,4	22,1	-17,1	48,2	64,1	54,8	-26,3
obróć	10,4	14,4	46,0	94,6	69,8	47,1	34,7	83,9
pozostałe	13,3	-15,2	-10,0	10,3	7,9	1,9	21,4	-1,3
wyłączenia konsolidacyjne	-1,8	0,8	0,0	-3,8	-14,1	-1,5	-10,4	-28,5
koszty nieprzypisane	-51,7	14,3	-10,0	-15,6	-11,7	-12,0	-14,5	-23,3
EBITDA	244,6	173,5	216,0	231,7	383,9	359,0	178,8	245,3
Wolumen produkcji energii w GWh	b/d	b/d	b/d	b/d	2 888	2 937	3 135	3 162
Wolumen dystrybucji energii GWh	4 570	4 275	4 250	4 358	4 247	3 741	3 767	3 942

Źródło: ENEA, PAP, szacunki DI BRE

Na poziomie zysku netto mimo wyższego niż oczekiwaliśmy dodatniego salda na działalności finansowej (+30 mln PLN vs. 14,8 mln PLN), nie udało się istotnie zmniejszyć negatywnego odchylenia od naszej prognozy ze względu na zaksięgowanie wysokiego podatku implikującego efektywną stopę podatkową na poziomie 30%. Dobrą informacją w raporcie za 4Q jest wysoki poziom przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej (326 mln PLN w kwartale i 850 mln PLN w całym roku), aczkolwiek wyższe niż w poprzednich kwartałach nakłady inwestycyjne (338 mln PLN) nie pozwoliły na zwiększenie stanu gotówki netto na bilansie. Do negatywnych zaskoczeń można natomiast doliczyć propozycję Zarządu dotyczącą wypłaty dywidendy na poziomie zaledwie 91,6 mln PLN (30% jednostkowego zysku), co implikuje wypłatę niecałych 21 groszy na akcję, czyli yield 1% (naszym zdaniem Spółka mogłaby wypłacić cały zeszłoroczny zysk).

Udział w przetargu na ZE PAK

W ostatnich tygodniach Zarząd ENEI poinformował, iż złożył wstępną ofertę nabycia od MSP 50% udziałów w Zespole Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin oraz 85% pakietów w kopalniach węgla brunatnego w Koninie i Adamowie, które dostarczają paliwo do elektrowni PAK. Oprócz ENEI zainteresowane nabyciem tych aktywów są jeszcze 4 podmioty, w tym CEZ, Rafako, J&T oraz RPG Partners. W najbliższych dniach zapadnie decyzja, którzy inwestorzy zostaną dopuszczeni do etapu due dilligence, a oferty wiążące będą oni składać do czerwca. Resort skarbu chciałby zamknąć transakcję, łącznie z odpowiednimi decyzjami UOKiK, do września tego roku. Nabywcy pakietu ZE PAK będą musieli również przeprowadzić negocjacje z kontrolującym obecnie operacyjnie ten zespół elektrowni Elektrimem, który posiada tam 47% (kontrola operacyjna pakietu mniejszościowego to efekt podpisanych w przeszłości umów prywatyzacyjnych).

Główne aktywa ZE PAK to 3 elektrownie opalane węglem brunatnym, w ramach których można wyodrębnić następujące jednostki produkcyjne Pątnów (6 bloków po 200 MW, z których pierwszy uruchomiono w 1967 roku), Pątnów II (blok 474 MW o parametrach nadkrytycznych uruchomiony w 2008 roku produkujący ponad 30% energii wytwarzanej przez ZE PAK), Konin (248 MWe i 336 MWt) oraz Adamów (600 MW uruchomione w 1964 roku). Łączna moc zainstalowana tych aktywów to 2522 MW, a ich wartość odtworzeniową, bazując na kosztach budowy bloku energetycznego w Bełchatowie przez PGE, można szacować na 11,7 mld PLN. Warto jednak zwrócić uwagę, że poza blokiem Pątnów II większość aktywów produkcyjnych PAK jest już mocno zdekapitalizowana (średni wiek bliski 40 lat) i wymaga gruntownej modernizacji lub zastąpienia. W tym kontekście aktualną wartość elektrowni wchodzących w skład PAK można szacować na około 2,5-2,8 mld PLN. Należy również uwzględnić aktualny poziom zadłużenia netto, który na podstawie uproszczonego bilansu szacujemy na 550-600 mln PLN (przypominamy, że budowa Pątnów II była częściowo finansowana z kredytu na 227 mln EUR).

ZE PAK zamierza opublikować wyniki finansowe za 2009 roku po WZ, czyli prawdopodobnie w czerwcu. W naszej opinii bieżące zyski ze względu na niską amortyzację i konieczność poniesienia wysokich nakładów odtworzeniowych przez nowego inwestora nie powinny być głównym czynnikiem branym pod uwagę przy negocjacji ceny w transakcji.

Prezentacja danych finansowych i operacyjnych ZE PAK

	2007	2008
Sprzedaż energii TWh	11,529	10,179
Moc zainstalowana MW	2522	2522
Zysk netto	43,6	119,9
Kapitał własny	1139,8	1258,8
Aktywa trwałe	1882,1	1976,4
P/E (mediana sektora)	12,4	11,3
Implikowana wartość w mln PLN*	542,2	1349,6

*przedstawiona wycena porównawcza zaprezentowana tylko w celach poglądowych
 Źródło: ZE PAK, szacunki DI BRE

Kopalnie węgla brunatnego w Koninie i Adamowie stanowią zaplecze surowcowe elektrowni PAK i dlatego sprzedawane są w ramach tego samego przetargu. KWB Konin wydobywa rocznie 9,5 mln ton, a KWB Adamów 4,5 mln ton surowca. Wartość księgowa kopalni wynosi łącznie 460 mln PLN, tak więc pakiet 85% akcji powinien być szacowany na 391 mln PLN. Zwracamy jednak uwagę, że kluczowy dla przyszłego inwestora branżowego będzie potencjał wydobywczy tych aktywów i skala ewentualnych inwestycji odtworzeniowych jakie będzie trzeba ponieść w celu utrzymania wydobycia na dotychczasowym poziomie. Przykładowo, bazując na cenie po jakiej PGE odkupowała od Skarbu Państwa mniejszościowe pakiety udziałów w kopalniach w Turowie i Bełchatowie i uwzględniając wyższą efektywność tych aktywów (wydobycie w przeliczeniu na zatrudnionego), należałoby jednak wycenić 85% akcji kopalń w Koninie i Adamowie na tylko 290 mln PLN.

KWB w Koninie i Adamowie na tle aktywów wydobywczych PGE

	KWB Konin	KWB Adamów	KWB Turów (PGE)	KWB Bełchatów (PGE)
Wydobycie w mln ton	9,5	4,5	12,1	32,9
Zatrudnienie	3 923	1 728	3 764	7 387
Wydobycie tys. ton/osobę	2,4	2,6	3,1	4,5
Kapitał własny w mln PLN	292	168	243	1 050

Źródło: Ministerstwo Skarbu, PGE, szacunki DI BRE

Założenia makroekonomiczne

W poniższej tabeli przedstawiamy założenia makroekonomiczne przyjęte do modelu DCF.

	2008	2009	2010P	2011P	2012P	2013P	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P
Cena ropy Brent USD/Bbl	98,0	62,0	75,0	80,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0
Cena energii EEX EUR/MWh	54,9	69,1	49,3	50,2	55,8	63,3	66,6	67,3	68,1	71,4	75,4	77,0
Cena energii w Polsce w PLN/MWh	154,3	195,0	190,0	190,8	200,9	221,5	233,1	235,7	238,4	249,8	263,8	269,4
Cena certyfikatu CO2 EUR/t	23,9	13,8	14,0	17,6	22,3	30,0	31,5	33,0	34,6	36,3	38,1	40,0
Cena węgla energetycznego PLN/t	193,0	277,9	240,2	247,7	284,9	274,7	274,7	274,7	274,7	274,7	274,7	274,7
PLN/USD średniorocznie	2,42	3,12	3,00	2,90	2,80	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70
EUR/PLN średniorocznie	3,48	4,33	4,05	3,80	3,60	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50
Produkcja energii ENEA (TWh)	11,9	12,2	12,2	12,2	12,5	12,7	13,0	13,0	20,1	27,0	25,5	24,7
węgiel kamienny	11,8	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	19,0	25,9	24,2	23,4
energia wodna	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
wiatr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,5	0,7	0,7	1,0	1,0	1,2	1,2
Wolumen dystrybucji(TWh)	16,5	15,7	16,5	16,8	17,1	17,4	17,6	17,8	18,0	18,1	18,1	18,1

Źródło: Bloomberg, ENEA, szacunki DI BRE

Prognoza wyników i wycena

Na podstawie modelu DCF i wyceny porównawczej cenę docelową akcji ENEI szacujemy w perspektywie 9-mcy na poziomie 21,62 PLN. Większą wagę przyjmujemy dla wyceny DCF z uwagi na oczekiwane w latach 2013-15 olbrzymie w relacji do bieżących przepływów nakłady inwestycyjne.

	waga	cena
Wycena porównawcza	30%	21,18
Wycena DCF	70%	19,65
	cena wynikowa	20,11
	cena docelowa za 9 m-cy	21,62

Wycena DCF

Założenia modelu

1. Przepływy pieniężne dyskontujemy na koniec marca 2010. Przy ustalaniu wartości firmy uwzględniamy szacowane kapitały mniejszości oraz dług netto na koniec 2009 roku.
2. W modelu uwzględniamy przedstawione wcześniej założenia makroekonomiczne.
3. W wycenie bierzemy pod uwagę wartość posiadanych aktywów w jednostkach konsolidowanych metodą praw własności w kwocie 190 mln PLN (głównie pakiet w Elektrociepłowni Białystok) oraz pakiet 1,4% akcji LWB Bogdanka (37,1 mln PLN).
4. Wycenę powiększamy również o oczekiwany zwrot nadpłaconej akcyzy od strat sieciowych, który szacujemy na 65 mln PLN oraz o część przysługujących Elektrowni Kozienice rekompensat KDT w kwocie 187 mln PLN (szerzej tę kwestię opisaliśmy w poprzednim rozdziale raportu).
5. Capex po roku 2019 (uwzględniany w wartości rezydualnej) podwyższamy do poziomu 10% przychodów, co jest zgodne z modelem przyjętym dla PGE i odzwierciedla długoterminowe odtworzenie potrzeby inwestycyjne. Wielkość amortyzacji korygujemy do poziomu nakładów inwestycyjnych, a więc 1,5 mld PLN.
6. Przy obliczaniu FCF_{TV} do wartości rezydualnej przyjmujemy dynamikę sprzedaży oraz marżę EBITDA z roku 2019.
7. Po roku 2019 zakładamy wzrost FCF na poziomie 2%. Ponadto przyjmujemy stopę wolną od ryzyka na poziomie 5,6% (wcześniej było 6,15%), współczynnik beta na poziomie 0,9.



Model DCF wyceny akcji ENEA

(mln PLN)	2010P	2011P	2012P	2013P	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2019+
Przychody ze sprzedaży	7 520	7 603	7 982	8 641	9 101	9 262	11 389	14 219	14 307	14 239	14 172
zmiana	4,9%	1,1%	5,0%	8,3%	5,3%	1,8%	23,0%	24,9%	0,6%	-0,5%	-0,5%
EBITDA	1 365,4	1 379,8	1 487,4	1 718,8	1 907,3	1 870,8	2 641,0	3 086,4	3 280,2	3 310,6	3 294,9
marża EBITDA	18,2%	18,1%	18,6%	19,9%	21,0%	20,2%	23,2%	21,7%	22,9%	23,3%	23,3%
Amortyzacja	666,6	680,3	692,4	772,0	815,4	850,7	1 714,1	1 714,4	1 723,4	1 756,1	1 483,2
EBIT	698,8	699,5	795,0	946,8	1 091,9	1 020,1	926,9	1 372,0	1 556,8	1 554,5	1 811,7
marża EBIT	9,3%	9,2%	10,0%	11,0%	12,0%	11,0%	8,1%	9,6%	10,9%	10,9%	12,8%
Opodatkowanie EBIT	132,8	132,9	151,0	179,9	207,5	193,8	176,1	260,7	295,8	295,4	344,2
NOPLAT	566,1	566,6	643,9	766,9	884,4	826,3	750,8	1 111,3	1 261,0	1 259,2	1 467,5
CAPEX	-1 103	-2 032	-2 688	-3 430	-4 936	-4 008	-2 115	-1 315	-1 236	-1 267	-1 483
Kapitał obrotowy	-74,0	-3,4	-15,6	-27,1	-18,9	-6,6	-87,3	-116,2	-3,6	2,8	2,8
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	56,0	-788,7	-1 366,7	-1 917,9	-3 255,4	-2 337,4	262,8	1 394,2	1 744,5	1 751,5	1 470,3
WACC	10,1%	10,1%	10,0%	9,1%	7,8%	6,8%	6,8%	7,3%	8,0%	8,4%	8,8%
współczynnik dyskonta	93,0%	84,5%	76,8%	70,4%	65,3%	61,2%	57,2%	53,3%	49,4%	45,6%	45,6%
PV FCF	52,1	-666,5	-1 050,3	-1 350,6	-2 126,7	-1 429,4	150,5	743,5	861,5	798,0	
WACC	10,1%	10,1%	10,0%	9,1%	7,8%	6,8%	6,8%	7,3%	8,0%	8,4%	8,8%
Koszt długu	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%
Stopa wolna od ryzyka	5,60%	5,60%	5,60%	5,60%	5,60%	5,60%	5,60%	5,60%	5,60%	5,60%	5,60%
Premia za ryzyko	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Efektywna stopa podatkowa	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%
Dług netto / EV	0,0%	0,0%	2,9%	20,5%	48,6%	68,9%	68,7%	57,9%	44,5%	36,1%	28,0%
Koszt kapitału własnego	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%
Premia za ryzyko	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Beta	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Wzrost FCF po okresie prognozy						2,0%	Analiza wrażliwości				
Wartość rezydualna (TV)					21 721	Wzrost FCF w nieskończoności					
Zdyskontowana wartość rezydualna (PV TV)					9 897		0,0%	1,0%	2,0%	3,0%	4,0%
Zdyskontowana wartość FCF w okresie prognozy					-4 018	WACC +1,0pp	13,72	15,63	18,02	21,12	25,30
Wartość firmy (EV)					5 879	WACC +0,5pp	14,63	16,75	19,47	23,05	27,98
Dług netto 2009					-2 387	WACC	15,63	18,02	21,12	25,30	31,23
Udziałowcy mniejszościowi					31	WACC -0,5pp	16,75	19,47	23,05	27,98	35,24
Wartość udziałów w LWB Bogdanka					37	WACC -01,0pp	18,02	21,12	25,30	31,23	40,31
Rekompensaty KDT					187						
Pozostałe aktywa					190						
Należny zwrot akcyzy od strat sieciowych					65						
Ostateczna wartość ENEA					8 676						
Liczba akcji (mln)					441,4						
Wartość firmy na akcję (PLN)					19,65						
9-cio miesięczny koszt kapitału własnego					7,5%						
Cena docelowa					21,12						
EV/EBITDA('10) dla ceny docelowej					5,1						
P/E('10) dla ceny docelowej					14,3						
Udział TV w EV					168%						

Wycena porównawcza

Wycenę mnożnikową przeprowadziliśmy dla wskaźników P/CE i EV/EBITDA w horyzoncie 2010-2012. Do grupy porównawczej wybraliśmy spółki energetyczne prowadzące swoją działalność zarówno w segmencie produkcji energii jak i dystrybucji. Uzupełniliśmy ją także o PGNiG, które wśród polskich spółek wydaje się również zbliżone do profilu utility. W porównaniu do podobnych europejskich podmiotów, ENEA przy aktualnej cenie rynkowej oferuje dyskonto na poziomie EV/EBITDA dochodzące nawet do 40% i niewielką premię na poziomie mnożnika P/CE. Atrakcyjność wskaźników opartych o EV to przede wszystkim efekt relatywnie wysokich zasobów gotówki pozyskanych w drodze IPO. Mnożniki te nie do końca są jednak miarodajne ze względu na oczekiwany wzrost nakładów inwestycyjnych w latach 2013-15, które będą istotnie wyższe od bieżących przepływów pieniężnych i doprowadzą do znaczącej zmiany struktury bilansu Spółki.

	Cena	P/CE				EV/EBITDA			
		2009	2010P	2011P	2012P	2009	2010P	2011P	2012P
EDF	38,79	6,6	6,1	5,7	5,3	7,0	6,4	6,0	5,6
E.ON AG	27,01	5,8	5,8	5,7	5,6	6,8	6,6	6,5	6,4
IBERDROLA SA	6,31	6,8	6,5	6,0	5,6	9,3	8,8	8,1	7,5
ENEL SPA	4,15	4,1	4,1	4,0	3,9	6,2	6,1	5,9	5,8
RWE AG	64,61	6,7	6,0	5,7	5,1	7,1	6,3	6,1	5,5
ENDESA SA	21,88	4,8	5,7	5,6	5,3	6,1	6,3	6,2	6,0
FORTUM OYJ	19,38	9,5	9,6	9,6	8,8	10,1	10,2	10,1	9,4
PGE	23,00	6,6	6,8	6,3	5,8	5,2	5,6	5,2	4,7
PGNiG	3,65	6,9	5,2	5,4	5,2	6,9	4,8	5,0	4,7
CEZ	893,00	6,5	6,6	6,6	6,4	6,6	6,9	6,9	6,6
Maksimum		9,5	9,6	9,6	8,8	10,1	10,2	10,1	9,4
Minimum		4,1	4,1	4,0	3,9	5,2	4,8	5,0	4,7
Mediana		6,6	6,0	5,7	5,5	6,9	6,4	6,1	5,9
ENEA	18,9	7,1	6,3	6,3	6,1	5,1	4,3	4,3	4,0
(premia / dyskonto) do mediany		7,9%	4,8%	9,5%	11,7%	-26,1%	-31,7%	-29,6%	-32,3%
Implikowana wycena									
Mediana		6,6	6,0	5,7	5,5	6,9	6,4	6,1	5,9
Waga wskaźnika			50,0%			50,0%			
Waga roku		0,0%	33,3%	33,3%	33,3%	0,0%	33,3%	33,3%	33,3%
Implikowana wartość ENEA (PLN)		21,18							

EV/EBITDA w oparciu o dług netto na koniec 2009

Rachunek wyników

(mln PLN)	2006	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P
Przychody ze sprzedaży	5 383,7	5 445,8	6 157,8	7 167,3	7 519,7	7 602,7	7 982,0
<i>zmiana</i>	16,7%	1,2%	13,1%	16,4%	4,9%	1,1%	5,0%
w tym KDT	0,0	0,0	81,0	-77,4	0,0	0,0	0,0
EBIT, w tym	230,8	83,3	251,4	505,6	698,8	699,5	795,0
Wytwarzanie	0,0	11,8	68,0	215,5	284,1	255,6	326,8
Obrót	57,9	75,9	244,2	235,5	233,7	232,2	233,9
Dystrybucja	198,8	79,9	69,1	140,8	267,6	293,3	317,5
Pozostałe	50,2	39,0	6,2	29,8	27,3	30,8	38,0
Wyłączenia	-1,3	-6,9	-14,4	-54,5	-50,9	-47,9	-55,1
Koszty nieprzypisane	-74,8	-116,3	-121,6	-61,4	-63,0	-64,5	-66,2
EBIT	230,8	83,3	251,4	505,6	698,8	699,5	795,0
<i>zmiana</i>	369,5%	-63,9%	201,6%	101,1%	38,2%	0,1%	13,6%
<i>marża EBIT</i>	4,3%	1,5%	4,1%	7,1%	9,3%	9,2%	10,0%
Wynik na działalności finansowej	18,8	25,6	41,7	139,7	100,0	101,1	33,6
Wynik zdarzeń nadzwyczajnych	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pozostałe	-0,1	0,1	0,4	7,8	7,8	7,8	7,8
Zysk brutto	249,5	109,1	293,5	653,1	806,6	808,4	836,3
Podatek dochodowy	45,1	-412,6	78,1	139,4	153,3	153,6	158,9
Udziałowcy mniejszościowi	0,8	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Zysk netto	203,6	521,5	215,4	513,6	653,4	654,8	677,4
<i>zmiana</i>	461,2%	156,1%	-58,7%	138,5%	27,2%	0,2%	3,5%
<i>marża</i>	3,8%	9,6%	3,5%	7,2%	8,7%	8,6%	8,5%
Amortyzacja	403,5	470,6	631,4	661,3	666,6	680,3	692,4
EBITDA	634,3	553,9	882,7	1 167,0	1 365,4	1 379,8	1 487,4
<i>zmiana</i>	41,7%	-12,7%	59,4%	32,2%	17,0%	1,1%	7,8%
<i>marża EBITDA</i>	11,8%	10,2%	14,3%	16,3%	18,2%	18,1%	18,6%
Liczba akcji na koniec roku (mln.)	222,0	348,2	441,4	441,4	441,4	441,4	441,4
EPS	0,9	1,5	0,5	1,2	1,5	1,5	1,5
CEPS	2,7	2,8	1,9	2,7	3,0	3,0	3,1
ROAE	4,8%	9,4%	2,7%	5,6%	6,8%	6,6%	6,6%
ROAA	3,2%	6,4%	2,0%	4,2%	5,3%	5,1%	4,8%

**Bilans**

(mln PLN)	2006	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P
AKTYWA	6 395,9	9 816,2	11 985,9	12 229,7	12 656,5	12 987,7	14 976,1
Majątek trwały	5 368,5	7 951,1	8 204,0	8 374,7	8 810,8	10 162,7	12 157,8
Rzeczowe aktywa trwałe	5 316,3	7 871,2	7 944,8	8 060,7	8 479,8	9 789,0	11 705,3
Wartości niematerialne i prawne	25,7	40,5	36,6	48,0	64,9	107,6	186,5
Udziały w innych podmiotach	5,1	5,2	189,9	189,9	189,9	189,9	189,9
Pozostałe aktywa trwałe	21,4	34,2	32,7	76,1	76,1	76,1	76,1
Majątek obrotowy	1 027,4	1 865,1	3 781,9	3 855,0	3 845,8	2 825,0	2 818,3
Zapasy	44,3	149,1	270,0	300,8	315,6	319,1	335,0
Należności krótkoterminowe	625,0	715,1	780,1	925,5	971,0	981,7	1 030,7
Pozostałe aktywa obrotowe	6,4	60,1	111,1	1 726,1	73,6	73,6	73,6
Środki pieniężne i ich ekwiwalent	351,7	940,8	2 620,7	902,5	2 485,5	1 450,5	1 378,9

(mln PLN)	2006	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P
PASYWA	6 395,9	9 816,2	11 985,9	12 229,7	12 656,5	12 987,7	14 976,1
Kapitał własny	4 357,9	6 763,2	8 993,2	9 348,9	9 737,6	10 058,0	10 465,7
Kapitał akcyjny	368,2	494,8	588,0	588,0	588,0	588,0	588,0
Pozostałe kapitały własne	3 989,7	6 268,4	8 405,2	8 760,8	9 149,6	9 470,0	9 877,7
Kapitał mniejszości	6,0	3,2	31,1	23,8	23,8	23,8	23,8
Zobowiązania długoterminowe	1 217,2	1 387,2	1 518,0	1 450,4	1 496,1	1 496,1	2 635,2
Pożyczki i kredyty	31,0	184,4	152,8	107,1	152,8	152,8	1 291,9
Pozostałe	1 186,2	1 202,8	1 365,2	1 343,3	1 343,3	1 343,3	1 343,3
Zobowiązania krótkoterminowe	814,7	1 662,6	1 443,7	1 406,7	1 399,0	1 409,8	1 851,3
Pożyczki i kredyty	26,6	69,2	52,6	46,6	52,6	52,6	444,8
Zobowiązania handlowe	575,8	787,7	865,6	991,5	977,8	988,6	1 037,9
Pozostałe	212,4	805,7	525,5	368,6	368,6	368,6	368,6
Dług	57,5	253,6	205,4	153,7	205,4	205,4	1 736,7
Dług netto	-294,2	-687,2	-2 415,3	-748,9	-2 280,1	-1 245,1	357,8
(Dług netto / Kapitał własny)	-6,8%	-10,2%	-26,9%	-8,0%	-23,4%	-12,4%	3,4%
(Dług netto / EBITDA)	-0,5	-1,2	-2,7	-0,6	-1,7	-0,9	0,2
BVPS	19,6	19,4	20,4	21,2	22,1	22,8	23,7



Przepływy pieniężne

(mln PLN)	2006	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P
Przepływy operacyjne	769,9	650,5	825,5	850,1	1 138,2	1 222,8	1 312,9
Zysk netto	203,6	521,5	215,4	513,6	653,4	654,8	677,4
Amortyzacja	403,5	470,6	631,4	661,3	666,6	680,3	692,4
Kapitał obrotowy	-4,7	20,2	-150,6	-210,2	-74,0	-3,4	-15,6
Pozostałe	167,6	-361,8	129,4	-114,6	-107,8	-108,9	-41,4
Przepływy inwestycyjne	-355,9	232,9	-899,5	-2 332,5	661,8	-1 918,9	-2 589,0
CAPEX	-351,8	-334,1	-631,7	-764,3	-1 102,7	-2 032,2	-2 687,5
Pozostałe	-4,0	567,0	-267,9	-1568,2	1764,4	113,3	98,5
Przepływy finansowe	-126,1	-294,3	1 753,9	-235,7	-217,0	-338,8	1 204,4
Emisja akcji	0,0	0,0	1 940,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Dług	-73,8	-252,9	-64,9	-50,6	51,7	0,0	1 531,3
Dywidenda (buy-back)	-51,3	-39,8	-100,6	-203,1	-256,8	-326,7	-261,9
Pozostałe	-1,0	-1,6	-20,8	18,0	-11,9	-12,2	-64,9
Zmiana stanu środków pieniężnych	287,9	589,1	1 679,9	-1 718,1	1 583,0	-1 035,0	-71,6
Środki pieniężne na koniec okresu	351,7	940,8	2 620,7	902,5	2 485,5	1 450,5	1 378,9
DPS (PLN)	0,23	0,11	0,23	0,46	0,58	0,74	0,59
FCF	232,7	652,6	22,4	53,0	35,5	-809,4	-1 374,6
(CAPEX / Przychody ze sprzedaży)	6,5%	6,1%	10,3%	10,7%	14,7%	26,7%	33,7%

Wskaźniki rynkowe

	2006	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P
P/E	20,6	12,6	38,8	16,3	12,8	12,7	12,3
P/CE	6,9	6,6	9,9	7,1	6,3	6,3	6,1
P/BV	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8
P/S	0,8	1,2	1,4	1,2	1,1	1,1	1,0
FCF/EV	6,0%	11,1%	0,4%	0,7%	0,6%	-11,4%	-15,7%
EV/EBITDA	6,2	10,7	6,8	6,5	4,5	5,2	5,9
EV/EBIT	16,9	70,8	23,7	15,1	8,7	10,2	11,0
EV/S	0,7	1,1	1,0	1,1	0,8	0,9	1,1
DYield	1,2%	0,6%	1,2%	2,4%	3,1%	3,9%	3,1%
Cena (PLN)	18,91						
Liczba akcji na koniec roku (mln)	222,0	348,2	441,4	441,4	441,4	441,4	441,4
MC (mln PLN)	4 197,2	6 584,9	8 347,7	8 347,7	8 347,7	8 347,7	8 347,7
Kapitał udziałowców mniej. (mln PLN)	6,0	3,2	31,1	23,8	23,8	23,8	23,8
EV (mln PLN)	3 909,0	5 900,8	5 963,5	7 622,6	6 091,3	7 126,3	8 729,2



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

Departament Analiz:

Marta Jeżewska tel. (+48 22) 697 47 37
Wicedyrektor
marta.jezewska@dibre.com.pl
Banki

Analitycy:

Kamil Kliszcz tel. (+48 22) 697 47 06
kamil.klischcz@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

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
michal.jakubowski@dibre.com.pl

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

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

„Prywatny Makler”

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

Paweł Szczepanik tel. (+48 22) 697 49 47
Sprzedaż
pawel.szczepanik@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 księgową

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 księgową) - 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 miedzy innymi z sytuacją makroekonomiczną kraju, zmianą regulacji prawnych, zmianami sytuacji na rynkach towarowych. Wyeliminowanie tych ryzyk jest praktycznie niemożliwe.

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

Raport nie został przekazany do emitenta przed jego publikacją.

DI BRE Banku S.A. otrzymuje wynagrodzenie od emitenta za świadczone usługi.

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

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

Adresatami rekomendacji są wszyscy Klienci Domu Inwestycyjnego BRE Banku SA .

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

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

Silne i słabe strony metod wyceny zastosowanych w rekomendacji:

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

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

Ostatnie wydane rekomendacje dotyczące Enea

rekomendacja	Kupuj	Akumuluj
data wydania	2010-02-12	2010-03-05
kurs z dnia rekomendacji	17,44	18,90
WIG w dniu rekomendacji	37322,52	39885,37