



Zapraszamy do zapoznania się z raportem na temat **Grupy Kapitałowej Energa SA** przygotowanym przez analityków Stowarzyszenia Inwestorów Indywidualnych.

Spis treści:

1. Profil działalności
2. Analiza rynku i pozycja Grupy Energa SA
3. Analiza finansowa
4. Plany strategiczne i perspektywy
5. Ostatnie rekomendacje
6. Analiza techniczna i wskaźniki rynkowe
7. Podsumowanie raportu i wnioski

GK Energa

1. Profil działalności

Grupa Kapitałowa Energa jest jedną z czterech największych krajowych grup energetycznych. Podstawowa działalność Spółki obejmuje dystrybucję, wytwarzanie oraz obrót energią elektryczną i ciepłą. W związku z tym Energa wydziela trzy kluczowe segmenty działalności:

- Segment Dystrybucji - podstawowy dla rentowności operacyjnej Grupy, polegający na dystrybucji energii elektrycznej na terenie północnej i środkowej Polski, na którym Spółka jest naturalnym monopolistą (jest to działalność regulowana, oparta o taryfy zatwierdzone przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki - URE),



- Segment Wytwarzanie - działa w oparciu o cztery linie biznesowe: Elektrownia w Ostrołęce, Woda, Wiatr i Pozostałe (w tym kogeneracja oraz fotowoltaika),
- Segment Sprzedaży - sprzedaż energii elektrycznej, gazu oraz dodatkowych produktów okołoenerygetycznych i usług.

Energa dostarcza energię elektryczną do ponad 2,9 mln klientów. Sieć dystrybucyjna Spółki składa się z linii energetycznych o łącznej długości około 184 tys. km i obejmuje swoim zasięgiem obszar blisko 75 tys. km kw., co stanowi około 24% powierzchni Polski.

Lokalizacja kluczowych aktywów Grupy Kapitałowej Energa SA

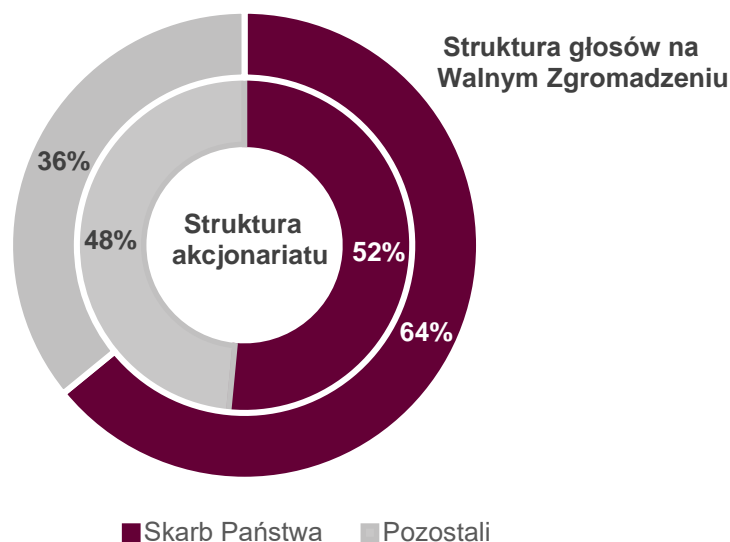


Źródło: Energa SA



Na koniec III kw. 2016 roku Energa posiadała elektrownie o łącznej mocy 1,34 GWe, z czego około 38% stanowiły odnawialne źródła energii (OZE). Spółka posiada 45 elektrowni wodnych, 5 farm wiatrowych, 2 farmy fotowoltaiczne oraz instalację spalającą biomasę. Energa jest relatywnie małym producentem energii (choć drugim w kraju pod względem produkcji z OZE), a główny nacisk kładzie na Segment Dystrybucji. W III kw. bieżącego roku Grupa wytworzyła brutto 0,9 TWh energii elektrycznej, z czego 77% pochodziło z węgla kamiennego, 14% z wody, 7% z wiatru i 2% z biomasy. Z kolei wolumen dostarczonej energii elektrycznej wyniósł 5,3 TWh, a sprzedaż 6 TWh. Powoduje to, że Energa jest jednym z największych kupców energii i ma relatywnie niską ekspozycję na ceny rynkowe.

Struktura akcjonariatu GK Energa SA



Źródło: Energa SA

Głównym akcjonariuszem Energi, a zarazem jedynym, który posiada ponad 5% udziałów w kapitale zakładowym, jest Skarb Państwa. Akcje w jego posiadaniu są uprzywilejowane i dają prawo do dwóch głosów na Walnym Zgromadzeniu. Dlatego



udział Skarbu Państwa w kapitale zakładowym wynosi 51,52%, a udział w liczbie głosów na Walnym Zgromadzeniu 64,09%.

2. Analiza rynku oraz pozycja Grupy Energa SA

Polski rynek energetyczny zdominowany jest przez cztery grupy energetyczne: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., Tauron Polska Energia S.A., Enea S.A. oraz Energa SA.

Największym producentem energii elektrycznej w Polsce jest PGE. W 2015 roku spółka wyprodukowała 55,58 TWh energii elektrycznej netto, posiadając 12,77 GW zainstalowanej mocy produkcyjnej. Drugi pod tym względem jest Tauron, który wytworzył 16,64 TWh energii, posiadając zainstalowane moce na poziomie 5,1 GW. Z kolei Enea wytworzyła 13,14 TWh przy zainstalowanej mocy elektrycznej na poziomie 3,3 GW. Energa wyprodukowała w 2015 roku 4,14 TWh energii elektrycznej (Spółka podaje produkcję brutto), mając 1,37 GW zainstalowanych mocy w elektrowniach. Wśród istotnych producentów energii elektrycznej wymienić można również ZE PAK, EDF oraz ENGIE.

Pod względem wielkości sprzedaży detalicznej liderem również jest PGE. W 2015 roku spółka sprzedała 39 TWh energii elektrycznej. Na drugim miejscu uplasował się Tauron ze sprzedażą na poziomie 35,94 TWh. W dalszej kolejności znajdują się Enea i Energa ze sprzedażą w 2015 roku na poziomie odpowiednio 17,04 TWh i 16,77 TWh.

Pod względem dystrybucji energii liderem jest Tauron, który przesłał w 2015 roku 49,2 TWh energii elektrycznej do ponad 5,4 mln klientów. Usługi dystrybucyjne spółka świadczy za pośrednictwem 258 tys. km linii energetycznych. Drugie miejsce przypada PGE - 33,38 TWh dostarczonej energii do 5,3 mln klientów,



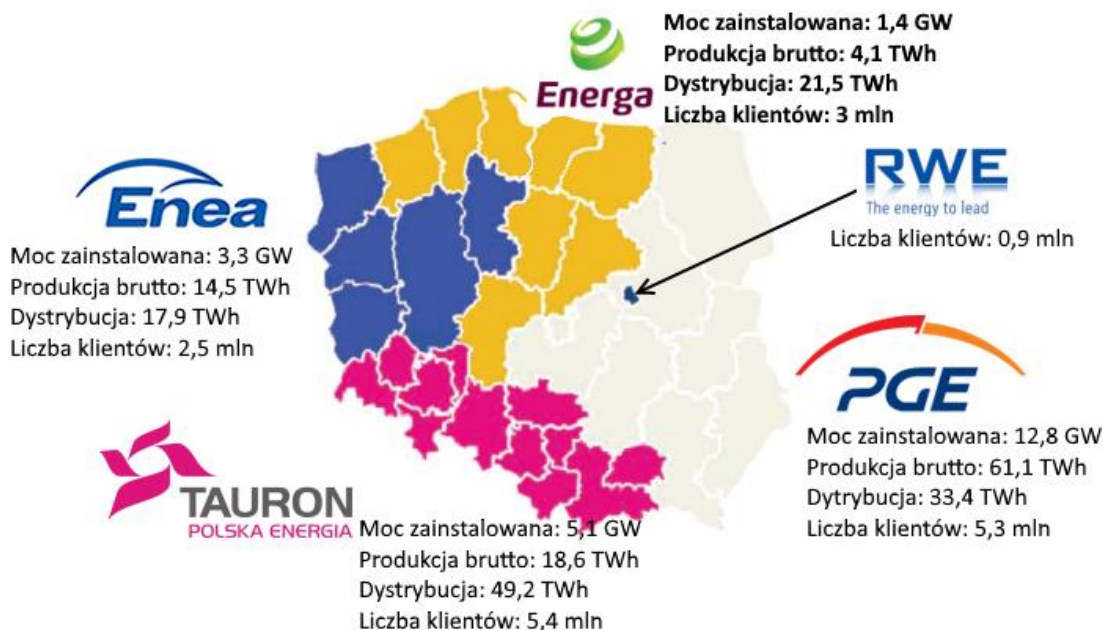
długość sieci około 183,8 tys. km. Na trzecim miejscu plasuje się Energa, która dostarczyła 21,49 TWh energii do 2,9 mln klientów. Spółka posiadała 182 tys. km linii energetycznych. Stawkę zamyka Enea z wynikiem 17,94 TWh dostarczonej energii do 2,4 mln klientów, posiadając 134 tys. km linii dystrybucyjnych wraz z przyłączami. Dodatkowo wymienić należy RWE Stoen Operator, który swoje usługi dystrybucyjne świadczy na terenie Warszawy dla 0,9 mln klientów.

Takie porównanie pokazuje różnice pomiędzy największymi grupami energetycznymi w Polsce. Przykładowo PGE produkuje znacznie więcej energii elektrycznej niż jej sprzedaje (61,1 TWh wobec 39 TWh w 2015 roku). W Enei wartości te są do siebie zbliżone (14,5 TWh wobec 17,04 TWh w 2015 roku). Odwrotne proporcje charakteryzują Tauron i Enerę. W przypadku Taurona produkcja brutto w 2015 roku wyniosła 18,6 TWh, a sprzedaż była niemal dwa razy większa - 35,94 TWh. Największe różnice na tej płaszczyźnie widoczne są w przypadku Energii. Spółka wyprodukowała w 2015 roku 4,1 TWh energii elektrycznej brutto, podczas gdy sprzedaż wyniosła 16,77 TWh, a więc była ponad czterokrotnie większa. Powoduje to, że Spółka ma niską ekspozycję na ceny rynkowe energii elektrycznej ze względu na relatywnie małe zainstalowane moce, a co za tym idzie niski udział Segmentu Wytwarzanie w wynikach całej Grupy.

Największy udział Segmentu Dystrybucji w wynikach całej grupy charakteryzuje Enerę. W 2015 roku segment ten odpowiadał za 76% zysku EBITDA całej Grupy Kapitałowej Energa. W pozostałych omawianych spółkach było to odpowiednio 67% w Tauronie, 53% w Enei i 33% w PGE. Wspomnieć należy również, że Tauron oraz Enea (od listopada 2015 roku) wyszczególniają dodatkowo Segment Wydobycie.



Grupa Energa na tle branży (dane za 2015 rok)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie informacji ze spółek

Najważniejsze czynniki zewnętrzne, które mają istotne znaczenie dla osiągniętych wyników finansowych przez spółki z sektora elektroenergetycznego, to: sytuacja makroekonomiczna, produkcja i zużycie energii elektrycznej oraz jej ceny zarówno w kraju, jak i w krajach sąsiednich, wymiana międzysystemowa Polski, ceny praw majątkowych oraz uprawnień do emisji CO₂, a także opłata za operacyjną rezerwę mocy.

W Polsce istnieje dodatnia korelacja pomiędzy wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną a wzrostem gospodarczym. Można jednak zauważyć, że korelacja ta ulega osłabieniu ze względu na ogólną, malejącą energochłonność gospodarki. W ciągu ostatnich 10 lat realny PKB Polski wzrósł około czterokrotnie silniej niż zapotrzebowanie na energię elektryczną brutto.



Zgodnie z raportami miesięcznymi PSE (Polskie Sieci Elektroenergetyczne) krajowe zużycie energii elektrycznej w okresie od stycznia do października 2016 roku wyniosło 135,3 GWh wobec 133,3 GWh w analogicznym okresie roku poprzedniego (+1,5% rok do roku). W tym samym okresie krajowa produkcja wyniosła 132,6 GWh wobec 133,2 GWh (-0,5% rdr). Największa część produkcji pochodziła z elektrowni zawodowych ciepłych opartych na węglu kamiennym - 66,7 GWh, i węgla brunatnym - 42,3 GWh (łącznie ponad 82% krajowej produkcji). Pozostała część krajowego zapotrzebowania została zrealizowana z nadwyżki importu nad eksportem, która wyniosła 2,7 GWh wobec 0,1 GWh przed rokiem.

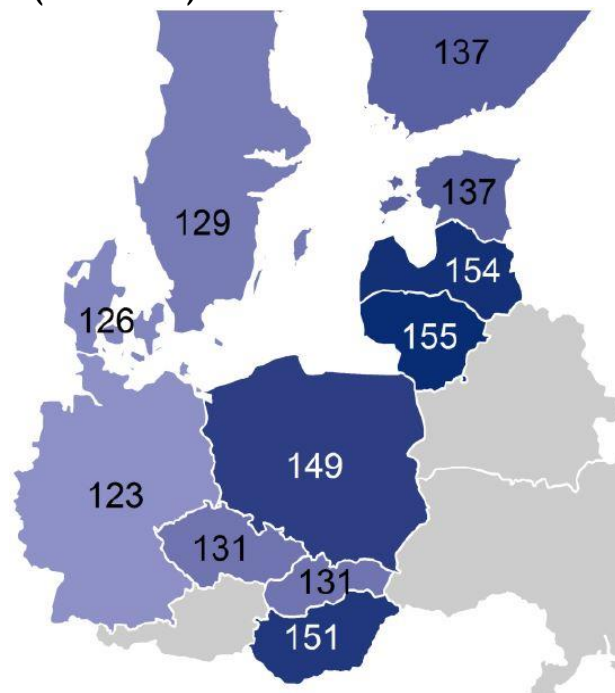
Na znaczny wzrost importu wpływ miały: uruchomienie nowych połączeń pomiędzy Polską a Litwą LitPol Link, Nordbalt na linii Litwa-Szwecja, a także stały wzrost importu energii z Ukrainy. Jednocześnie największa dynamika wzrostu importu została odnotowana w I połowie 2016 roku, do czego istotnie przyczynił się zwiększony import Litwy i Ukrainy. W III kw. bieżącego roku zjawisko to uległo pewnemu wyhamowaniu. Głównym źródłem importu pozostaje natomiast Szwecja.

Hurtowe ceny energii w Polsce pozostają jednymi z najwyższych spośród krajów ościennych. Nie zmienił tego fakt spadku cen na rynku krajowym, przy jednoczesnych wzroście cen na rynkach zagranicznych. Średnią cenę energii elektrycznej w poszczególnych krajach w III kw. 2016 roku przedstawia grafika poniżej. Jedne z najniższych cen kształtują się w Szwecji dzięki tamtejszym elektrowniom atomowym i wodnym. W Polsce w III kw. 2016 roku średni poziom indeksu Rynku Dnia Następnego (IRDN 24) energii elektrycznej wyniósł 155,24 zł/MWh i był o 16,81 zł/MWh niższy niż przed rokiem. Największa różnica w cenie została odnotowana w sierpniu - 140,5 zł/MWh wobec 176,9 zł/MWh przed rokiem (o 36,4 zł/MWh mniej). Spadek cen tłumaczą między innymi niskie ceny



surowców i praw do emisji dwutlenku węgla, większy wolumen importu, mniejsze ubytki mocy w związku z mniejszymi obciążeniami remontowymi, czy też większa produkcja w elektrowniach wiatrowych.

Średnia cena hurtowa energii elektrycznej w Polsce i krajach ościennych w III kw. 2016 roku (PLN/MWh)



Źródło: PGE S.A.

Silna presja cenowa widoczna jest na prawach majątkowych pochodzących z odnawialnych źródeł energii - tak zwanych „zielonych” certyfikatach (z perspektywy posiadanej struktury wytwórczej Energi są one najistotniejsze spośród praw majątkowych). W III kw. 2016 roku ich średnia cena wyniosła 49 zł/MWh wobec 110 zł/MWh w analogicznym okresie roku poprzedniego (-55% rdr). Główną przyczyną presji cenowej jest nadpodaż zielonych certyfikatów wyprodukowanych w latach poprzednich połączona z rosnącą produkcją energii ze źródeł odnawialnych. W II półroczu 2016 roku, wraz z wejściem w życie ustawy o odnawialnych źródłach energii, wyodrębniony został obowiązek umorzeń



certyfikatów biogazowych na poziomie 0,65%, natomiast obowiązek umorzeń „zielonych” został ustalony na poziomie 14,35% (wobec 15% wcześniej).

Na początku 2016 roku nastąpiło załamanie na rynku uprawnień do emisji CO₂. Ceny spadły z poziomu ponad 8 EUR/tonę poniżej 4 EUR/tonę. W okresie trzech kwartałów 2016 roku średnia cena uprawnień wyniosła 5,30 EUR/tonę, a na koniec września bieżącego roku było to 4,97 EUR/tonę. Głównymi przyczynami mocnej przeceny na początku roku były obniżenie notowań cenowych towarów takich jak ropa naftowa, gaz, węgiel i energia elektryczna w Niemczech oraz zwiększenie wolumenu aukcyjnego w 2016 roku. Ponowny skokowy spadek cen został odnotowany pod koniec czerwca i zbiegł się w czasie z zawirowaniami na rynkach finansowych w związku z Brexitem.

Działalność spółek z sektora energetycznego podlega w dużym stopniu regulacjom prawnym, zarówno krajowym, jak i zagranicznym (UE). Dotyczy to między innymi metodologii ustalania taryf, które następnie muszą zostać zatwierdzone przez Prezesa URE. W 2016 roku pierwszy raz do taryfy zostały wprowadzone elementy regulacji jakościowej, które wyrażają się między innymi takimi wskaźnikami jak SAIDI (wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy), SAIFI (wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw), czy też czas realizacji przyłączenia. Współczynnik realizacji regulacji jakościowej uwzględniony zostanie w ustaleniu kwoty zwrotu z kapitału od 2018 roku. Z ostatnich zmian regulacyjno-prawnych można wymienić między innymi nowelizację ustawy o odnawialnych źródłach energii, która zmienia model systemu wsparcia dla OZE, czy też przyjęcie ustawy odległościowej, wprowadzającej znaczące zmiany dotyczące warunków lokalizacji elektrowni wiatrowych. Z kolei w przyszłości ważne będą między innymi kolejne nowelizacje ustawy o OZE, określające systemy wsparcia produkcji energii (model aukcyjny), wdrożenie rynku mocy (ważny dla realizacji budowy



Ostrołęki C), wdrożenie ustawy Prawo wodne, czy też poziom obowiązku umorzeń świadectw pochodzenia energii z OZE. Ministerstwo Energi chce wdrożyć rynek mocy pod koniec 2017 roku, a obecnie rozpoczęło konsultacje społeczne ustawy o rynku mocy.

Wraz z postępującą liberalizacją rynek staje się coraz bardziej konkurencyjny. Monitoring URE wykazał, że do końca października 2016 roku zmiany sprzedawcy energii elektrycznej dokonało 452,24 tys. gospodarstw domowych i 173,2 tys. innych podmiotów. Powoduje to konieczność dostosowania się największych podmiotów do zmieniającego się otoczenia.

3. Analiza finansowa

Wybrane dane finansowe (mln zł)	9M 2016 r.	9M 2015 r.	2015 r.	2014 r.	2013 r.
Przychody ze sprzedaży	7 373	7 957	10 804	10 590	11 429
Wynik EBITDA (skorygowana)	1 529	1 725	2 226	2 338	2 220
Wynik EBIT	384	1 037	1 280	1 446	1 194
Wynik brutto	149	870	1 052	1 248	1 022
Wynik netto	71	696	832	982	764
Przepływy operacyjne	1 051	1 052	1 604	1 952	2 007
Przepływy inwestycyjne	-1 177	-870	-1 139	-1 580	-2 787
Przepływy finansowe	-1 139	-594	-718	-244	1 101

Źródło: Energa SA

Energa wypracowała 7,37 mld zł przychodów po trzech kwartałach 2016 roku. Wynik ten jest o 7,3% niższy niż w analogicznym okresie roku poprzedniego. Spadek przychodów był najbardziej widoczny w I kw., a w kolejnych odnotowano wyhamowanie negatywnej tendencji. Największy udział w łącznych przychodach w okresie I-III kw. 2016 roku miał Segment Sprzedaży - 51,1%, a następnie Segment Dystrybucji - 41,3%, i Segment Wytwarzanie - 7,6%. Przychody Spółki zmniejszyły



się w każdym z segmentów. W Segmencie Sprzedaży (-4% rdr) spadek wynikał z niższego łącznego wolumenu sprzedaży energii elektrycznej, chociaż już w III kw. bieżącego roku przychody tego segmentu zwiększyły się o 2% rdr. W Segmencie Wytwarzania (-25% rdr) przyczyną był spadek przychodów ze sprzedaży w liniach biznesowych Elektrownia w Ostrołęce i Wiatr w efekcie spadku przychodów z tytułu sprzedaży energii elektrycznej oraz praw majątkowych. Natomiast w Segmencie Dystrybucji (-4% rdr) powodem był spadek wolumenu dystrybuowanej energii elektrycznej i mniejsze przychody z przyłączy.

Na poziomie wyniku operacyjnego Energa pokazała 384 mln zł zysku wobec 1 037 mln zł przed rokiem. Zysk netto wyniósł natomiast 71 mln zł wobec 696 mln zł rok wcześniej. Wyniki te nie są ze sobą porównywalne ze względu na liczne odpisy aktualizujące. W I kw. 2016 roku Spółka dokonała odpisów aktualizujących wartość rzeczowych aktywów trwałych i wartości firmy w Segmencie Wytwarzanie o łącznej wartości 304,6 mln zł. Przestankami były zmiany w otoczeniu rynkowym, takie jak spadek cen świadectw pochodzenia energii oraz utrzymujące się niskie ceny energii elektrycznej. W II kw. odpisy dotyczyły istniejących i projektowanych farm wiatrowych i obniżyły raportowane zyski o 247 mln zł. Przestanką była ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, czyli tak zwana ustawa odległościowa. Z kolei wyniki III kw. zostały podwyższone o 110 mln zł w związku z rozwiązaniem odpisu dotyczącego budowy elektrowni Ostrołęka C. Sumarycznie wyniki w okresie I-III kw. 2016 roku zostały obniżone o 441,6 mln zł w związku z wykonanymi odpisami. Ponadto, wynik netto Spółki za 9 miesięcy 2016 roku został obniżony przez udział w stracie Polskiej Grupy Górniczej w wysokości 60 mln zł.

Miarą pozwalającą na porównanie wyników jest EBITDA, która zgodnie z definicją obowiązującą od stycznia 2016 roku jest powiększana o dokonane odpisy na

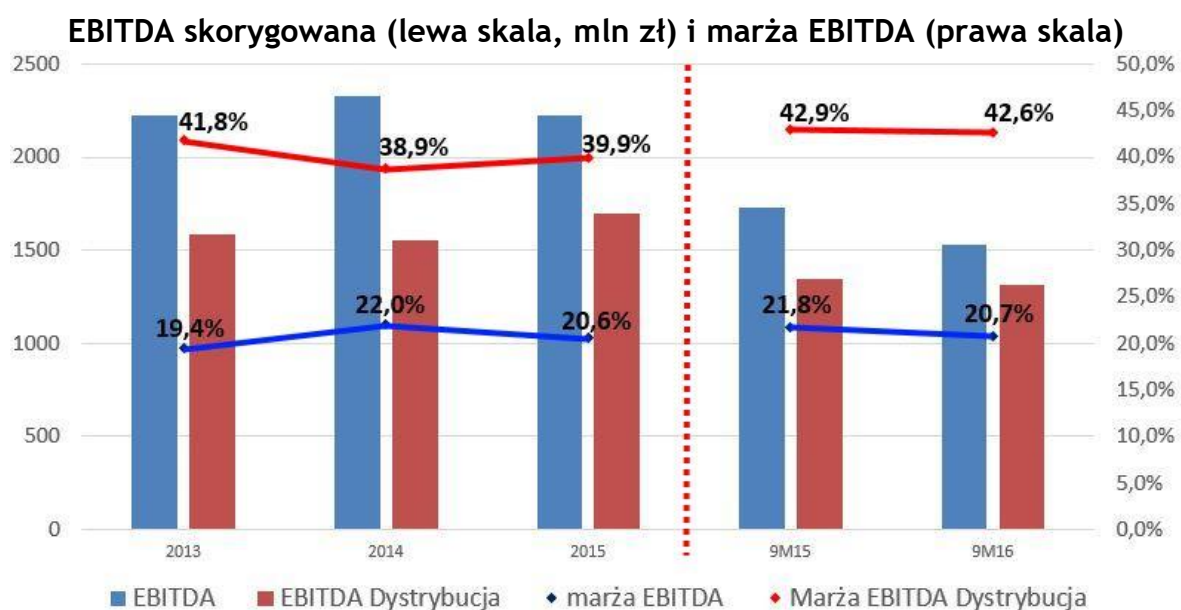


niefinansowych aktywach trwałych. Od 2015 roku Energa odnotowuje spadek zysku EBITDA, który w tym roku wyniósł 4,8%. W okresie 9 miesięcy 2016 roku dynamika spadkowa przyspieszyła i wyniosła 11,4%. Największą kontrybucję w spadku EBITDA miał Segment Wytwarzanie. W 2014 roku odnotował on bardzo dobre wyniki dzięki wyjątkowo dobrym warunkom hydrologicznym i wyższym cenom zielonych praw majątkowych oraz poprawie wyników Elektrowni w Ostrołęce, przede wszystkim dzięki wzrostowi średnich cen sprzedaży energii elektrycznej. Ostrołęka wygenerowała 338,7 mln zł EBITDA wobec straty EBITDA na poziomie 204,6 mln zł w 2013 roku. 2015 rok przyniósł pogorszenie warunków rynkowych, wyjątkowo niekorzystne warunki hydrologiczne, a także remont jednego z bloków w Ostrołęce, co przełożyło się na spadek EBITDA tego segmentu o 46% rdr, do poziomu 375 mln zł. Negatywne tendencje są kontynuowane w 2016 roku, a EBITDA Segmentu Wytwarzanie spadła po 9 miesiącach roku o 36% rdr, do poziomu 195 mln zł. Do spadku zysku EBITDA przyczyniły się między innymi wprowadzona od 1 stycznia 2016 roku Ustawa o OZE, która wstrzymała wsparcie dla elektrowni wodnych o mocy powyżej 5 MW (elektrownia przepływowa we Włocławku), ograniczyła wsparcie dla źródeł współpalających biomasę (Elektrownia w Ostrołęce), a także spadek cen „zielonych” certyfikatów.

Najważniejszym segmentem dla Energi pod względem generowanych zysków jest Segment Dystrybucji. Generuje on największą część zysku EBITDA całej Grupy, co jest szczególnie widoczne w 2016 roku, w którym wszystkie trzy segmenty działalności Energi notują spadek zysków (przy czym w Segmencie Dystrybucji jest on najmniejszy). Po 9 miesiącach 2016 roku Dystrybucja wygenerowała blisko 86% zysku EBITDA Grupy. Obrazuje to powyższy wykres. Znaczny wzrost EBITDA segmentu odnotowany w 2015 roku - 10% rdr, w dużej mierze wynikał ze wzrostu marży na dystrybucji. W okresie I-III kw. 2016 roku EBITDA segmentu wyniosła 1 310 mln zł i była niższa o około 2% wobec analogicznego okresu roku



poprzedniego. Spadek wynikał między innymi z niższej taryfy obowiązującej w 2016 roku. Marża EBITDA Segmentu Dystrybucji oscyluje wokół 40%. Po 9 miesiącach 2016 roku wyniosła 42,6% i była o 0,3 p.p. mniejsza niż w analogicznym okresie roku poprzedniego. Marża całej Grupy utrzymuje się powyżej 20%.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie informacji publikowanych przez Energa SA

Segment Sprzedaży generuje największe przychody, jednak charakteryzuje się najniższą rentownością. Marża EBITDA tego segmentu po 9 miesiącach 2016 roku wyniosła 1,6% wobec 2,8% przed rokiem. Nominalna EBITDA spadła natomiast o 46% rdr, do poziomu 63 mln zł. Jest to efekt między innymi uzyskania niższej marży jednostkowej na skutek większego spadku cen energii elektrycznej do odbiorców niż kosztu zakupu energii elektrycznej. Kontynuowany jest pozytywny wpływ działalności związanej z obrotem gazem, jednak jest on mniejszy niż w poprzednich kwartałach ze względu na efekt bazy - intensyfikacji sprzedaży w II połowie 2015 roku.



Energa generuje dodatnie przepływy pieniężne z działalności operacyjnej, chociaż od 2013 roku widać w nich trend spadkowy. Po trzech kwartałach 2016 roku wyniosły one 1 051 mln zł i były niemal identyczne do tych osiągniętych rok wcześniej. Przepływy inwestycyjne były ujemne i większe niż przed rokiem, do czego przyczyniło się między innymi zaangażowanie kapitałowe w PGG, częściowo zrekompensowane przez sprzedaż jednostek uczestnictwa w funduszu ENERGA Trading. Z kolei ujemne przepływy z działalności finansowej wynikały w głównej mierze z wykupu obligacji serii A za kwotę 578 mln zł i spłaty kredytu w kwocie 350 mln zł.

Wybrane elementy bilansu (mln zł)	Wrzesień 2016 r.	2015 r.	2014 r.	2013 r.
Aktywa trwałe	14 330	13 873	13 241	12 650
Rzeczowe aktywa trwałe	12 993	12 912	12 315	11 761
Aktywa obrotowe	3 326	4 583	18 117	17 085
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	393	1 658	1 911	2 351
Kapitał własny przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej	8 685	8 770	8 516	8 034
Zobowiązania długoterminowe	6 657	7 402	7 250	6 520
Kredyty i pożyczki	2 303	2 475	2 390	1 812
Zobowiązania z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych	2 583	3 116	3 117	3 119
Zobowiązania krótkoterminowe	2 267	2 240	2 313	2 516
Bieżąca część kredytów i pożyczek	233	203	171	274
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	650	877	869	890
Rezerwy krótkoterminowe	753	471	374	444
Suma bilansowa	17 656	18 456	18 117	17 085

Źródło: Energa SA

Majątek Energi stanowią głównie rzeczowe aktywa trwałe, które na koniec września 2016 roku stanowiły blisko 74% sumy bilansowej. Nową pozycją w aktywach trwałych w 2016 roku są udziały i akcje w jednostkach stowarzyszonych wyceniane metodą praw własności o wartości 305 mln zł. Pozycja



ta dotyczy inwestycji w PGG. Spadek wartości aktywów obrotowych wynika głównie ze spadku środków pieniężnych i ekwiwalentów z ponad 1,6 mld zł do 393 mln zł.

Kapitały własne Energi wynosiły na koniec września 2016 roku 8,7 mld zł, co stanowiło 49% sumy bilansowej. Zobowiązania Spółki są w większości zobowiązaniami długoterminowymi, dotyczącymi kredytów, pożyczek i obligacji. Największa część zobowiązań wygasa w 2020 roku - blisko 2,5 mld zł. Po stronie zobowiązań krótkoterminowych największe pozycje na koniec września bieżącego roku stanowiły rezerwy krótkoterminowe (wzrost rezerw z tytułu obowiązku umorzenia świadectw), a także zobowiązania z tytułu dostaw i usług.

Dług netto, rozumiany jako zobowiązania oprocentowane pomniejszone o stan środków pieniężnych, wyniósł 4 781 mln zł na koniec września 2016 roku. Był on większy niż na koniec 2015 roku - 4 201 mln zł, pomimo spadku zobowiązań w tym okresie. Wynikało to z większego spadku stanu środków pieniężnych, które pomniejszają zadłużenie netto. W połączeniu ze spadkiem wyniku EBITDA przełożyło się to na zwiększenie wskaźnika długu netto do 2,4x wobec 1,9x na koniec 2015 roku.

Wybrane wskaźniki finansowe	Wrzesień 2016 roku	2015 rok
Dług netto/EBITDA	2,4x	1,9x
Wskaźnik ogólnego zadłużenia	50,5%	52,2%
Wskaźnik bieżącej płynności	1,47	2,05

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych Energa SA

Wskaźnik ogólnego zadłużenia na koniec września 2016 roku wyniósł 50,5% i spadł w porównaniu do końca 2015 roku o 1,7 p.p. Znaczny spadek odnotował wskaźnik bieżącej płynności - z 2,05 do 1,47. Jest to jednak efektem zmniejszenia aktywów obrotowych na skutek spadku stanu środków pieniężnych, natomiast zobowiązania



krótkoterminowe pozostały na niezmiennym poziomie. Poziom wskaźnika należy uznać za bezpieczny.

4. Plany strategiczne i perspektywy

W dniu 15 listopada bieżącego roku Energa opublikowała strategię na lata 2016-2025. Jest ona odpowiedzią na zmieniające się otoczenie rynkowe, które wymusza dostosowanie modelu biznesowego do nowych wyzwań.

Strategia Energi koncentruje się wokół dwóch obszarów - Klienta i Infrastruktury. W pierwszym obszarze Spółka planuje wdrożyć nowy model biznesowy zorientowany na klienta i rozwinąć nowe obszary działalności. W ramach programu zaplanowano między innymi wprowadzenie 96 nowych produktów i usług do 2018 roku, nowych kanałów sprzedaży dopasowanych do segmentów klientów, nowej organizacji procesów sprzedaży, obsługi i rozliczeń, a także wdrożenie nowych rozwiązań IT.

Celem w obszarze Infrastruktury jest rozwój nowoczesnej infrastruktury energetycznej, w sposób pozwalający na posiadanie stabilnej bazy przychodów. Jego realizacja ma nastąpić poprzez cztery programy:

- rozbudowa inteligentnej i niezawodnej sieci dystrybucji energii, w tym między innymi wprowadzenie do 2025 roku 100% inteligentnych, zdalnie obsługiwanych układów pomiarowych,
- rozwój infrastruktury szerokopasmowego dostępu do Internetu - model biznesowy rozpoczęcia udostępniania sieci światłowodowej,
- wykorzystanie regulacji stabilizujących przychody w zakresie Rynku Mocy i taryf na ciepło - inwestycja w Ostrołękę C,



- utrzymanie silnej pozycji w zakresie OZE - realizacja 2 stopnia elektrowni wodnej na Wiśle.

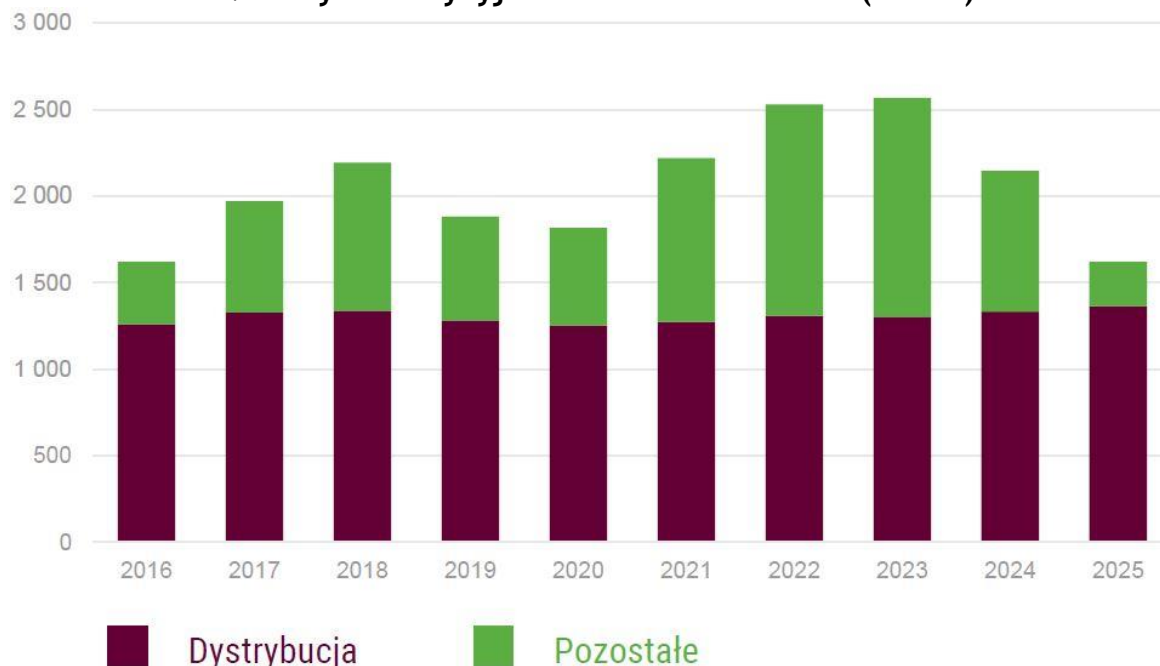
Istotnym projektem inwestycyjnym Energi jest budowa bloku węglowego klasy 1000 MW w Ostrołęce. W 2012 roku Spółka zamroziła projekt budowy elektrowni Ostrołęka C i powróciła do niego dopiero w III kw. bieżącego roku, rozwiązując dokonany kilka lat temu odpis aktualizujący. Przestanką ku temu był postęp prac zmierzających do budowy, a także podpisanie z PGG Ogólnych Warunków Współpracy określających zasady dostawy węgla do elektrowni. Jednak wejście w życie umowy jest uzależnione od dwóch czynników: powstania Rynku Mocy lub innego mechanizmu wsparcia oraz objęcia Ostrołęki C tym mechanizmem, a także zapewnienia finansowania projektowi. W tej drugiej kwestii Spółka podpisała umowę inwestycyjną z Eneą. Do realizacji inwestycji Energa zbędzie akcje spółki Elektrownia Ostrołęka SA, stanowiące 50% w kapitale zakładowym na rzecz Enei, w kwocie około 101 mln zł. Spółka nie wyklucza zaangażowania w projekt inwestorów finansowych, z zastrzeżeniem zachowania współkontroli nad projektem wraz z Eneą. Ustalone zasady współpracy powinny przyczynić się do ogłoszenia przetargu na wybór generalnego podwykonawcy bloku energetycznego do końca 2016 roku. Elektrownia Ostrołęka C ma produkować od 5 do 7 TWh netto energii elektrycznej. Planowana data oddania Ostrołęki C do eksploatacji to II połowa 2023 roku, a koszty budowy oscylują w granicach 5,5 mld zł - 6 mld zł. Bazowy scenariusz zakłada, że Energa poniesie 50% nakładów.

W segmencie OZE kluczową inwestycją jest 2 stopień elektrowni wodnej na Wiśle. Energa spodziewa się uzyskać decyzję środowiskową w 2017 roku, a pozwolenie na realizację w 2020 roku. Planowana data oddania elektrowni do eksploatacji to 2026 rok. Elektrownia ma zwiększyć zainstalowaną moc o 80 MWe, produkcję o 0,4



TWh netto, a planowane nakłady inwestycyjne to 1 mld zł. Pozostałe inwestycje w OZE mają przyczynić się do zwiększenia mocy o kolejne 50 MW do 2020 roku.

Nakłady inwestycyjne w latach 2016-2025 (mln zł)



Źródło: Energa SA

Planowane nakłady inwestycyjne Energi do 2025 roku wynoszą 20,6 mld zł, przy czym największe, przekraczające 2,5 mld zł mają wystąpić w latach 2022-2023 (w tym okresie również największa część inwestycji będzie dotyczyć pozostałej działalności poza dystrybucyjną). Znaczna część zostanie przeznaczona na Segment Dystrybucji - 13 mld zł. Inwestycje w tym segmencie będą wahać się rokrocznie w granicach 1,3 mld zł - 1,4 mld zł. Ponad 5 mld zł zostanie przeznaczonych na wydatki związane z poprawą niezawodności dostaw, a 4,5 mld zł związane z przyłączeniem odbiorców. Pozostałe inwestycje będą dotyczyć wykorzystania regulacji stabilizujących przychody - 3,7 mld zł, utrzymania silnej pozycji w zakresie OZE - 1,4 mld zł, wdrożenia nowego modelu biznesowego - 0,1 mld zł, a pozostała część nieprzypisana do programów - 2,4 mld zł.



Celem finansowym Energi jest osiągnięcie 2,4 mld zł EBITDA do 2020 roku i 3 mld zł EBITDA do 2025 roku. Przyczynić się ma do tego nowa oferta produktowa, która będzie widoczna już w wynikach za 2017 rok w wysokości 5 mln zł EBITDA. W 2020 roku zysk EBITDA z tej działalności ma się zwiększyć do 100 mln zł, a w 2025 roku do 300 mln zł. Drugim czynnikiem wspierającym wyniki ma być poprawa efektywności, której kontrybucję w wyniku EBITDA oszacowano na 130 mln zł w 2020 roku i 150 mln zł w 2025 roku.

Ambitne plany inwestycyjne są priorytetem dla Energi, Spółka nie zamraża jednak dywidendy dla akcjonariuszy i dostrzega możliwości jej wypłaty. Trzeba jednak liczyć się z faktem, że dywidenda w najbliższych latach będzie podporządkowana planom inwestycyjnym, a co za tym idzie może być mniejsza (nominalnie) i nieregularna.

Spółka zamierza utrzymać wskaźnik długu netto do EBITDA poniżej 3,0x, czyli poniżej poziomów wynikających z kowenantów (3,5x). Zamiarem jest również utrzymanie ratingu inwestycyjnego. W dniu 28 listopada bieżącego roku Energa poinformowała, że agencja Fitch potwierdziła długoterminowe oceny ratingowe w walucie obcej i krajowej na poziomie BBB z perspektywą stabilną.

W strategii Energa zaznaczyła, że realizacja celów wyłącznie przez rozwój organiczny może nie być możliwa. Dlatego Spółka zamierza brać udział w fuzjach i przejęciach, koncentrując się głównie na Polsce, lecz nie wykluczając inwestycji zagranicznych w celu pozyskania dostępu do know-how. W dniu 16 września bieżącego roku Energa wraz z Eneą, PGE oraz PGNiG wspólnie złożyła ofertę na zakup aktywów należących do EDF w Polsce, posiadających konwencjonalne aktywa wytwórcze oraz prowadzących działalność usługową. W dniu 26 października EDF poinformował, że prowadzi wyłączne rozmowy z IFM Investors w sprawie aktywów ciepłowniczych oraz z EPH w sprawie sprzedaży Elektrowni



Rybnik. W dniu 30 listopada Energa z partnerami złożyli nową ofertę w związku ze zbliżającym się terminem zakończenia obowiązywania oferty złożonej 16 września. Będzie ona ważna przez 90 dni od daty jej złożenia. Z najnowszych doniesień wynika jednak, że EDF nie rozważy nowej, podwyższonej oferty.

Energa poinformowała również o rozpoczęciu rozmów wraz z Eneą, PGE oraz PGNiG a Polimex-Mostostal, których celem jest wypracowanie struktury potencjalnego zaangażowania kapitałowego w budowlaną spółkę, borykającą się z problemami finansowymi. Na razie nie zapadły żadne wiążące deklaracje, nie poinformowano również o potencjalnej wysokości takiego zaangażowania, ani o potencjalnych korzyściach dla Spółki, wynikających z takiej inwestycji.

Istotnym czynnikiem dla zysków Segmentu Dystrybucji w 2017 roku będzie stawka taryfy zatwierdzona przez Prezesa URE. Obecnie Spółka jest w trakcie prowadzenia negocjacji taryfy.

Na zyski przyszłych okresów wpływ będzie miał zysk lub strata wykazywana przez PGG. W dniu 26 kwietnia 2016 roku Energa Kogeneracja (spółka zależna) podpisała Porozumienie w sprawie rozpoczęcia działalności Polskiej Grupy Górniczej (PGG). Inwestorzy zadeklarowali dokapitalizowanie podmiotu kwotą 2 mld 417 mln zł, z czego Energa zadeklarowała objęcie udziałów na kwotę 500 mln zł, co przełoży się na 17,1% w kapitale zakładowym PGG. Transakcja została podzielona na trzy transze, z czego dwie zostały już uiszczone i Spółka posiada 16,6% udziałów w PGG. Trzecia transza w wysokości 55,6 mln zł ma zostać zapłacona do 1 lutego 2017 roku. Zgodnie z planem biznesowym PGG ma osiągnąć rentowność w 2017 roku. Pozytywnym dla spółki czynnikiem jest dynamiczny wzrost cen węgla na światowych rynkach w ostatnim czasie. Osiągnięcie zysku przez PGG będzie miało przełożenie na wyniki Energi, dodatkowo wzmocnione przez efekt bazy, czyli udziale w stratach PGG wykazanych w 2016 roku.



W przypadku spółek z sektora energetycznego istotnym ryzykiem pozostaje czynnik polityczny. Co prawda, pod koniec listopada minister energii Krzysztof Tchórzewski powiedział, że spółki energetyczne nie będą już finansowały kopalń, jednak otwarta pozostaje kwestia podwyższania wartości nominalnej akcji, co wiąże się z koniecznością uiszczenia przez spółkę podatku. Operacja ta polega na przeniesieniu środków z pozostałych kapitałów (zyski zatrzymane, kapitały rezerwowe itp.) na kapitał zakładowy (podstawowy). Wśród czterech dominujących podmiotów z sektora na polskim rynku, Energa ma „najmniej miejsca” w bilansie na taką operację. Kapitał własny przypadający właścicielom jednostki dominującej na koniec września 2016 roku wynosił 8,7 mld zł, z czego kapitał podstawowy 4,5 mld zł. Oznacza to, że pozostaje około 4,2 mld zł w pozostałych kapitałach na potencjalne podwyższenie kapitału podstawowego. Ważną kwestią pozostają ambitne plany inwestycyjne Spółki, które najpewniej doprowadzą do wzrostu poziomu zadłużenia i dodatkowo zmniejszają przestrzeń na operacje tego typu.

5. Ostatnie rekomendacje

Data rekomendacji	Cena docelowa jednej akcji	Zalecenie	Instytucja
Listopad 2016 roku	9,00 zł	kupuj	Societe Generale
Listopad 2016 roku	10,20 zł	kupuj	DM BZ WBK
Październik 2016 roku	9,20 zł	kupuj	DM mBanku
Sierpień 2016 roku	9,00 zł	trzymaj	Raiffeisen
Sierpień 2016 roku	9,20 zł	sprzedaj	DM BZ WBK
Maj 2016 roku	9,41 zł	sprzedaj	Haitong Bank
Maj 2016 roku	11,50 zł	kupuj	DM PKO BP



Ostatnio wydane rekomendacje analityków zalecają kupno Energi. Najwyższą rekomendację dla Spółki wystawili analitycy DM BZ WBK w raporcie z dnia 23 listopada 2016 roku. Wycenili w nim jedną akcję na 10,20 zł.

6. Analiza techniczna i wskaźniki rynkowe



Źródło: Stooq.pl

Od szczytu w kwietniu 2015 roku na poziomie ponad 24 zł, kurs akcji Energi spadł w przeciągu półtora roku do okolic 8 zł. Daje to przecenę na poziomie 67%. Pierwsze dni grudnia przyniosły silne zwyżki kursu akcji Spółki, który z impetem przebił bliżej położoną linię trendu spadkowego oraz kluczowy opór w okolicach 8,50 zł. Tym samym kurs zanegował spadkową strukturę coraz niższych szczytów i dołków. Aktualnie cena testuje główną linię trendu spadkowego, a jej wybicie będzie potwierdzeniem omówionych, pozytywnych sygnałów klasycznej analizy



technicznej. Najbliższym wsparciem dla notowań jest poziom 8,50 zł, a poniżej historyczne minima w okolicach 6,90 zł.

Wskaźniki rynkowe na dzień 12 grudnia 2016 roku	Energa	PGE	Tauron	Enea
Kapitalizacja (mln zł)	3 602	18 006	4 732	4 163
EV/EBITDA*	4,13	3,48	4,08	3,66
C/WK	0,41	0,44	0,29	0,35

*EBITDA powiększona o odpisy na aktywach trwałych niefinansowych
Źródło: opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych spółek

Pod względem kapitalizacji giełdowej Energa jest najmniejszym podmiotem spośród czterech dominujących grup energetycznych. Jej wartość rynkowa wyniosła na koniec 12 grudnia 2016 roku 3 602 mln zł. Największe pod tym względem PGE zostało natomiast wycenione na 18 006 mln zł. Pod względem wskaźników takich jak wartość przedsiębiorstwa do EBITDA (EV - liczona jako kapitalizacja giełdowa powiększona o dług netto, EBITDA powiększona o odpisy na aktywach trwałych niefinansowych) i cena do wartości księgowej, wyceny spółek są ze sobą porównywalne. Wskaźniki dla Energi mieszczą się jednak w górnych zakresach na tle spółek porównawczych, wskaźnik EV/EBITDA wyniósł dla Spółki 4,13, a C/WK 0,41.

7. Podsumowanie raportu i wnioski

Energa jest jednym z największych podmiotów na polskim rynku elektroenergetycznym. Swoją siecią dystrybucyjną obejmuje 24% obszaru Polski, działając w jej północno-środkowej części. Na koniec III kw. 2016 roku Spółka posiadała elektrownie o łącznej mocy 1,34 GWe, z czego około 38% stanowiły odnawialne źródła energii. Energa jest relatywnie małym producentem energii (najmniejszym spośród PGE, Tauronu i Enei, ale drugim pod względem mocy OZE).



Powoduje to jednak, że jest jednym z największych kupców energii i ma relatywnie niską ekspozycję na ceny rynkowe. W dniu 26 kwietnia 2016 roku Energa podjęła decyzję o inwestycji w Polską Grupę Energetyczną i objęciu udziałów na kwotę 500 mln zł, co przełoży się na udział 17,1% w kapitale zakładowym PGG.

Spadek zysków Energi na poziomie EBITDA, szczególnie widoczny po trzech kwartałach 2016 roku, jest pochodną mniejszych przychodów, a także w głównej mierze pogarszających się wyników Segmentu Wytwarzanie (który w 2014 roku odnotował bardzo dobre wyniki i wyciągnął wyniki całej Grupy). EBITDA, która zgodnie z definicją stosowaną przez Spółkę jest powiększana o dokonane odpisy na niefinansowych aktywach trwałych, wyniosła 1,5 mld zł i była mniejsza o 11,4% w relacji do I-III kw. 2015 roku. Z kolei EBITDA Segmentu Wywarzanie w tym samym okresie spadła o 36% rdr, do poziomu 195 mln zł. Głównym powodem spadku zysków segmentu jest otoczenie rynkowe, w tym wprowadzona od 1 stycznia 2016 roku Ustawa o OZE, która wstrzymała wsparcie dla elektrowni wodnych o mocy powyżej 5 MW (elektrownia przepływowa we Włocławku), ograniczyła wsparcie dla dużych źródeł współpalających biomasę (Elektrownia w Ostrołęce), a także spadek cen „zielonych” certyfikatów.

Najważniejszy segment pod względem generowanych zysków - Dystrybucja, notuje stabilne wyniki. Energa charakteryzuje się największą kontrybucją zysków Segmentu Dystrybucji w łącznym wyniku spośród czterech największych podmiotów na polskim rynku energetycznym. Udział tego segmentu w generowanym zysku EBITDA całej Grupy po 9 miesiącach 2016 roku wyniósł 86%. Oczyszczona EBITDA Dystrybucji wyniosła 1 587 mln zł w 2013 roku, 1 553 mln zł w 2014 roku i 1 697 mln zł w 2015 roku, a po trzech kwartałach 2016 roku 1 310 mln zł i była o 2% niższa niż w analogicznym okresie roku poprzedniego



(najmniejsza dynamika spadkowa spośród wszystkich segmentów). Spadek zysku wynikał między innymi z niższej taryfy obowiązującej w 2016 roku. Segment Dystrybucji generuje przy tym stabilną marżę zysku EBITDA, która oscyluje wokół poziomu 40%.

Ogłoszona strategia Energi na lata 2016-2025 koncentruje się wokół dwóch obszarów: Klienta i Infrastruktury. W pierwszym obszarze Spółka planuje wdrożyć nowy model biznesowy zorientowany na klienta i rozwinąć nowe obszary działalności. Do 2018 roku ma zostać wprowadzonych 96 nowych produktów i usług, których przełożenie na wyniki ma być widoczne już w 2017 roku - 5 mln zł EBITDA. W 2020 roku dodatkowa EBITDA z nowych produktów i usług ma zwiększyć się do 100 mln zł, a w 2025 roku do 300 mln zł.

W obszarze Infrastruktury Energa planuje szereg inwestycji, w tym między innymi w rozwój infrastruktury szerokopasmowego dostępu do Internetu. Dwie najważniejsze inwestycje to Ostrołęka C i realizacja 2 stopnia elektrowni wodnej na Wiśle. Ta pierwsza inwestycja ma zostać oddana do eksploatacji do II połowy 2023 roku, a koszty budowy elektrowni oscylują w granicach 5,5 mld zł - 6 mld zł (bazowy scenariusz zakłada, że Energa poniesie połowę tych kosztów). Łączne nakłady inwestycyjne do 2025 roku mają wynieść 20,6 mld zł, z czego największe są planowane na lata 2022-2023 (ponad 2,5 mld zł rocznie).

Celem finansowym Spółki jest osiągnięcie 2,4 mld zł EBITDA w 2020 roku i 3 mld zł w 2025 roku. Oprócz nowych produktów i usług, drugim czynnikiem wspierającym wyniki ma być poprawa efektywności, której kontrybucję w wyniku EBITDA oszacowano na 130 mln zł w 2020 roku i 150 mln zł w 2025 roku.

Ambitne plany inwestycyjne są priorytetem dla Energi, Spółka nie zamraża jednak dywidendy dla akcjonariuszy i dostrzega możliwości jej wypłaty. Trzeba jednak



liczyć się z faktem, że dywidenda w najbliższych latach będzie podporządkowana planom inwestycyjnym, a co za tym idzie może być mniejsza (nominalnie) i nieregularna.

Adrian Mackiewicz

Doradca inwestycyjny (571), Dyrektor działu analiz

amackiewicz@sii.org.pl

--

Autorzy niniejszej Analizy nie są powiązani w żaden sposób z Emitentem. Niniejsza Analiza powstała w związku z umową zawartą z Grupą Kapitałową Energa S.A., obejmującą swoim zakresem przygotowanie raportu analitycznego. W ciągu ostatnich 12 miesięcy SII świadczyło również inne usługi z zakresu relacji inwestorskich Grupie Kapitałowej Energa S.A. Ponadto Stowarzyszenie nie wyklucza złożenia oferty świadczenia takich usług Emitentowi w przyszłości.

Treść powyższej Analizy jest tylko i wyłącznie wyrazem osobistych poglądów jej autora i nie stanowi rekomendacji w rozumieniu przepisów Rozporządzenia Ministra Finansów z dnia 19 października 2005 r. w sprawie informacji stanowiących rekomendacje dotyczące instrumentów finansowych, ich emitentów lub wystawców (Dz. U. z 2005 r. nr 206, poz. 1715). Stowarzyszenie Inwestorów Indywidualnych oraz autor Analizy nie ponoszą jakiegokolwiek odpowiedzialności za decyzje inwestycyjne podejmowane na jej podstawie.