



**Pozostałe informacje do rozszerzonego
skonsolidowanego raportu Enea SA
za I kwartał 2017 r.**



1. Podsumowanie operacyjne

ZASOBY



5,2 GW
zainstalowanej
mocy elektrycznej

3
pola
wydobywcze

121,3 tys. km
linii dystrybucyjnych
wraz z przyłączami

15,7 tys.
Pracowników

2,5 mln
Klientów

FINANSE
IQ 2017

2.710 mln zł
przychodów
ze sprzedaży netto

666 mln zł
EBITDA

321 mln zł
zysku netto

1.841 mln zł
CAPEX

CELE
DO 2025

10,9 mln ton
zapotrzebowania
własnego na węgiel
kamienny

5,8–6,3 GW
zainstalowanej
konwencjonalnej
mocy elektrycznej

20,1 TWh
sprzedaży
energii
elektrycznej

144 min/1,69
SAIDI/SAIFI

26,4 mld zł
podstawowego
budżetu
inwestycyjnego

1. Podsumowanie operacyjne	2-10
Wybrane dane finansowe	5
Kluczowe dane operacyjne i wskaźniki	6
Komentarz Zarządu	7-8
Najważniejsze wydarzenia w IQ 2017	9-10
2. Organizacja i działalność Grupy Enea	11-44
Struktura Grupy	12-15
Obszary działalności	16-22
Strategia korporacyjna	23-26
Perspektywy rozwoju w 2017 r.	27
Realizowane działania i inwestycje	28-31
Zawarte umowy	32-33
Otoczenie rynkowe i regulacyjne	34-44
3. Sytuacja finansowa	45-56
4. Akcje i akcjonariat	57-58
5. Władze	59-62
6. Inne informacje	63-69
Załączniki	70-75
Słowniczek pojęć	76-78

Szczegółowy indeks zagadnień zawartych w niniejszym dokumencie znajduje się na str. 79

W I kwartale 2017 r. Grupa Kapitałowa Enea wypracowała:

- **2.710 mln zł** przychodów ze sprzedaży netto
- **666 mln zł** EBITDA
- **321 mln zł** zysku netto

W analizowanym okresie najwyższa EBITDA, 262 mln zł, zrealizowana została w obszarze Dystrybucji. Najwyższy przyrost EBITDA, wynoszący 33 mln zł, wypracowany został w obszarze Obrotu, który I kwartał 2017 r. zamknął wynikiem EBITDA wynoszącym 51 mln zł. Wynik EBITDA obszaru Wytwarzania wyniósł w okresie styczeń-marzec 2017 r. 202 mln zł, natomiast obszaru Wydobycia, po wzroście o 18,6% r/r, 178 mln zł.

<p>+</p> <ul style="list-style-type: none"> • Spadek kosztów zakupu energii elektrycznej i gazu • Niższe koszty obowiązków ekologicznych • Wzrost sprzedaży usług dystrybucyjnych • Wzrost sprzedaży energii ciepłej • Stabilna i rentowna sprzedaż węgla 	<p>-</p> <ul style="list-style-type: none"> • Spadek wolumenu sprzedaży energii elektrycznej i gazu • Spadek ceny zielonych praw majątkowych • Wzrost kosztów zakupu usług przesyłowych • Wzrost rezerw na potencjalne roszczenia, w tym na wypowiedziane umowy na zakup praw majątkowych
---	--

W I kwartale 2017 r. GK Enea wydała na inwestycje 1.841 mln zł, z czego 1.347 mln zł pochłonęły inwestycje kapitałowe, 245 mln zł inwestycje w obszarze Wytwarzania, a 150 mln zł inwestycje w obszarze Dystrybucji.

Wskaźnik dług netto / EBITDA na koniec marca 2017 r. znajdował się na poziomie 2,4.

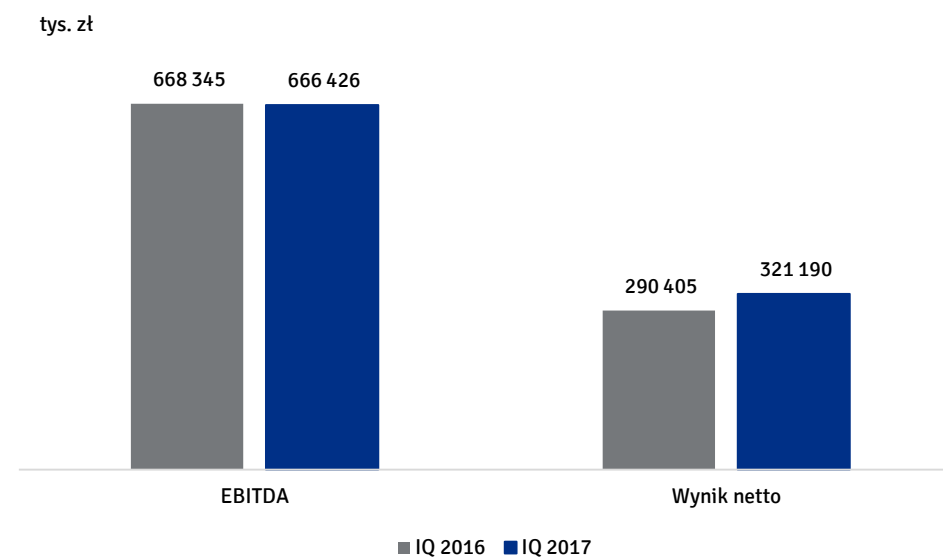
Produkcja energii elektrycznej w Grupie wyniosła 3.756 GWh - wzrost o 12,1% r/r. Sprzedaż usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym ukształtowała się na poziomie 4.975 GWh, czyli zwiększyła się o 5,2% w stosunku do analogicznego okresu ub. r.

W I kwartale br. Enea SA zwiększyła wolumen sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym o 120 GWh, czyli 2,4% r/r.



[tys. zł]	IQ 2016	IQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	2 936 751	2 709 690	-227 061	-7,7%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	388 637	382 579	-6 058	-1,6%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	366 965	402 805	35 840	9,8%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	290 405	321 190	30 785	10,6%
EBITDA	668 345	666 426	-1 919	-0,3%
Przepływy pieniężne netto z:				
działalności operacyjnej	395 232	572 270	177 038	44,8%
działalności inwestycyjnej	-573 393	-1 732 991	-1 159 598	-202,2%
działalności finansowej	60 967	55 166	-5 801	-9,5%
Stan środków pieniężnych	1 704 900	1 234 662	-470 238	-27,6%
Średnioważona liczba akcji [szt.]	441 442 578	441 442 578	-	-
Zysk netto na akcję [zł]	0,62	0,67	0,05	8,1%
Rozwodniony zysk na akcję [zł]	0,62	0,67	0,05	8,1%

[tys. zł]	31 grudnia 2016	31 marca 2017	Zmiana	Zmiana %
Aktywa razem	24 536 519	24 982 881	446 362	1,8%
Zobowiązania razem	11 524 790	11 656 751	131 961	1,1%
Zobowiązania długoterminowe	8 606 757	8 908 565	301 808	3,5%
Zobowiązania krótkoterminowe	2 918 033	2 748 186	-169 847	-5,8%
Kapitał własny	13 011 729	13 326 130	314 401	2,4%
Kapitał zakładowy	588 018	588 018	-	-
Wartość księgową na akcję [zł]	29,48	30,19	0,71	2,4%
Rozwodniona wartość księgową na akcję [zł]	29,48	30,19	0,71	2,4%



	J.m.	IQ 2016	IQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	tys. zł	2 936 751	2 709 690	-227 061	-7,7%
EBITDA	tys. zł	668 345	666 426	-1 919	-0,3%
EBIT	tys. zł	388 637	382 579	-6 058	-1,6%
Zysk netto	tys. zł	290 405	321 190	30 785	10,6%
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	tys. zł	395 232	572 270	177 038	44,8%
CAPEX	tys. zł	380 808	1 841 407	1 460 599	383,6%
Dług netto / EBITDA ¹⁾	-	1,8	2,4	0,6	33,3%
Rentowność aktywów (ROA) ¹⁾	%	5,1%	5,1%	-	-
Rentowność kapitału własnego (ROE) ¹⁾	%	9,4%	9,6%	0,2 p.p.	-
Obrót					
Sprzedaż energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom końcowym	GWh	4 903	5 023	120	2,4%
Liczba odbiorców (Punkty Poboru Energii)	tys.	2 394	2 406	12	0,5%
Dystrybucja					
Sprzedaż usług dystrybucji odbiorcom końcowym	GWh	4 727	4 975	248	5,2%
Liczba klientów (stan na koniec okresu sprawozdawczego)	tys.	2 497	2 527	30	1,2%
Wytwarzanie					
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej, w tym:	GWh	3 351	3 756	405	12,1%
<i>ze źródeł konwencjonalnych</i>	GWh	3 198	3 549	351	11,0%
<i>z odnawialnych źródeł energii</i>	GWh	153	207	54	35,3%
Wytwarzanie ciepła brutto	TJ	2 280	2 282	2	0,1%
Sprzedaż energii elektrycznej, w tym:	GWh	4 275	4 371	96	2,2%
<i>ze źródeł konwencjonalnych</i>	GWh	4 122	3 996	-126	-3,1%
<i>z odnawialnych źródeł energii</i>	GWh	153	186	33	21,6%
<i>z zakupu</i>	GWh	-	189	189	100,0%
Sprzedaż ciepła	TJ	1 970	2 093	123	6,2%
Wydobycie					
Produkcja netto	tys. t	2 335	2 422	87	3,7%
Sprzedaż węgla	tys. t	2 184	2 389	205	9,4%
Zapas na koniec okresu	tys. t	380	158	-222	-58,4%
Roboty chodnikowe	km	6,8	8,1	1,3	19,1%

IQ 2017:

- Konsekwentny rozwój GK Enea: nakłady CAPEX na poziomie 1.841 mln zł przy wartości wskaźnika dług netto/EBITDA na poziomie 2,4
- Wzrost zysku netto o 31 mln zł (10,6%)
- Wzrost wytworzonej energii elektrycznej o 405 GWh
- Wzrost sprzedaży węgla o 205 tys. t



1) Definicje wskaźników znajdują się na str. 76



Szanowni Państwo,

w I kwartale 2017 r. Grupa Enea konsekwentnie realizowała cele wytyczone w Strategii Rozwoju w perspektywie do 2030 r., umacniając swoją rynkową pozycję i jednocześnie wpisując się w politykę gospodarczą Polski i wzmacniając jej bezpieczeństwo energetyczne.

Jednym z najważniejszych elementów rozwoju Grupy jest zwiększenie sprzedaży energii elektrycznej do Klientów końcowych do poziomu 20,1 TWh w 2025 r. Zgodnie ze Strategią, wzrost ten będzie osiąganym poprzez zwiększenie własnych, konwencjonalnych mocy wytwórczych, zaangażowanie w budowę nowych źródeł lub akwizycje już istniejących.

Kamieniem milowym na drodze do realizacji tego celu była zakończona sukcesem transakcja zakupu od ENGIE Elektrowni Połaniec, która już jako Enea Połaniec stała się częścią naszej Grupy.

Wzmacniamy naszą pozycję rynkową - pozyskaliśmy cenne aktywo na korzystnych warunkach finansowych

W pełni skorzystaliśmy z szansy, która pojawiła się na rynku. W optymalnej cenie pozyskaliśmy jedną ze sprawniejszych elektrowni systemowych w kraju, która przeszła w ostatnich latach wart ok. 1,5 mld zł intensywny program modernizacyjny. Jedną transakcją uzyskaliśmy szereg korzyści. Skokowo zwiększyliśmy możliwości wytwórcze energii elektrycznej Grupy z 3,3 GW do 5,2 GW, z czego ponad 200 MW to jeden z największych na świecie „zielonych bloków” wykorzystujących biomasę. Włączenie Połania do Grupy sprawiło, że roczna produkcja energii zwiększyła się z ok. 14 TWh do ok. 24 TWh, dzięki czemu Enea stała się silnym wiceliderem na polskim rynku wytwarzania energii elektrycznej. Jednocześnie w Grupie zbilansowana została produkcja i sprzedaż energii elektrycznej. Transakcja zapewniła też zbyt dla dużego wolumenu węgla wydobywanego w Grupie Enea - Elektrownia Połaniec zużywa rocznie ok. 3,9 mln ton surowca, z czego ponad połowa pochodzi z LW Bogdanka. Tym samym, Grupa tworzy oparty o własny surowiec, efektywny kosztowo i operacyjnie, obszar wydobywco-wytwórczy Kozienice-Bogdanka-Połaniec.

Enea przy finansowaniu transakcji o wartości ok. 1,26 mld zł skorzystała głównie ze środków własnych, w tym także ze środków pozyskanych w ramach pierwszej publicznej emisji oraz emisji dostępnej w ramach programu gwarantowanego przez Bank Gospodarstwa Krajowego.

LW Bogdanka zamierza pozostać liderem efektywności i innowacyjnych rozwiązań w górnictwie

Jednym z priorytetów Grupy Enea na najbliższe lata jest zbudowanie odpowiedniej synergii aktywów wydobywco-wytwórczych na bazie odpowiedzialnej w Grupie za obszar wydobywania spółki LW Bogdanka oraz nowoczesnych mocy wytwórczych koncernu. Grupa chce także nadal wyznaczać trendy, jeśli chodzi o innowacje, zarówno w energetyce jak i – poprzez LW Bogdanka – w sektorze górnictwa węgla kamiennego.

LW Bogdanka w I kwartale 2017 r. przedstawiła strategię rozwoju dla Obszaru Wydobywanie Grupy Enea do roku 2025, z perspektywą do roku 2030. Ogłoszona strategia jest zgodna ze Strategią Grupy Enea oraz wpisuje się zarówno w Plan na Rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju, jak i projekt Programu dla górnictwa węgla kamiennego w Polsce.

Fakt, że dwóch największych odbiorców Bogdanki stało się częścią jednej grupy kapitałowej pozwala na realizację, określonego w Strategii wydobywczej spółki, scenariusza elastycznego rozwoju ze średnią produkcją w latach 2017-2025 na poziomie 9,2 mln ton.

Poza ścisłą współpracą i realizacją synergii w ramach obszaru wydobywco-wytwórczego Kozienice-Bogdanka-Połaniec, LW Bogdanka w swojej Strategii za kluczowe inicjatywy uznaje również podwojenie bazy zasobów operacyjnych, a także wdrożenie szeregu innowacyjnych projektów strategicznych. Najważniejsze z nich to: realizacja, wspólnie z Grupą Enea, studium wykonalności projektu technologii zgazowania węgla dla produkcji energii elektrycznej (IGCC), wykorzystanie nowoczesnego wysokowydajnego kompleksu przodkowego, kontynuacja programu „Kopalnia Inteligentnych Rozwiązań”, efektywna gospodarka skałą płonną oraz rozwój usług operatorskich LW Bogdanka, oferowanych na bazie wysokich standardów techniczno-zarządczych Spółki. Niezmiennie priorytetowym elementem Strategii pozostaje utrzymanie najwyższego poziomu bezpieczeństwa pracy oraz prowadzenie działalności zgodnie z zasadami społecznej odpowiedzialności biznesu (CSR), które są ważne dla całej Grupy Enea.

Konsekwentnie budujemy ekosystem innowacji

Grupa stawia na innowacyjność we wszystkich ogniwach łańcucha wartości. Potwierdzeniem takiego podejścia jest zaangażowanie Enei w rozwój elektromobilności. W kwietniu br. Spółka została członkiem klastra „Polski Autobus Elektryczny – łańcuch dostaw dla elektromobilności”. Klastr został utworzony z inicjatywy firmy Solaris w listopadzie 2016 r., a do współpracy przystąpiły uczelnie, jednostki naukowe i przedsiębiorstwa.

Celem klastra jest współpraca na rzecz rozwoju e-mobilności, w szczególności autobusów elektrycznych i komponentów służących do ich budowy, które będą oparte na rozwiązaniach technicznych wypracowanych w Polsce. Projekt ustawy o elektromobilności, której wejście w życie planowane jest na styczeń 2018 r., zakłada, że od 2028 r. 30% miejskiej floty autobusowej będzie złożonych z pojazdów elektrycznych. Z perspektywy sektora elektroenergetycznego przewidywany rozwój e-mobilności wpłynie na zwiększenie zapotrzebowania na energię elektryczną oraz na przyszłe funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego.

Pojawiające się nowe technologie, rosnące oczekiwania Klientów oraz zmieniające się otoczenie gospodarcze w Polsce i na świecie wpływają na zmiany w sposobie funkcjonowania Operatorów Systemów Dystrybucyjnych. Odpowiedzialna w Grupie za obszar dystrybucji spółka Enea Operator z powodzeniem wdraża innowacyjne rozwiązania, koncentrując się na modernizacji i rozbudowie sieci dystrybucyjnej zgodnie z wiodącymi trendami w energetyce, którymi są m.in. rozwój inteligentnych sieci i nowoczesnych systemów IT wspierających zarządzanie siecią, czy nowe rozwiązania instytucjonalne i techniczne, takie jak klastry, spółdzielnie energetyczne, rynek prosumencki, magazyny energii, czy wspomniana już elektromobilność.

Przykładową inwestycją, wpisującą się w te trendy, jest uruchomiona w marcu br. nowoczesna Centralna Dyspozycja Mocy, która pozwala na zarządzanie z jednego miejsca należącą do Enei Operator siecią wysokiego napięcia w północno-zachodniej Polsce. CDM umożliwi elastyczne, szybkie i kompleksowe reagowanie na wydarzenia występujące w sieci 110 kV. Inwestycja przyczynia się do zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej do Klientów.

Inwestycje kapitałowe – dywersyfikacja bazy surowcowej

Jednym z elementów Strategii Rozwoju Grupy Kapitałowej Enea jest zabezpieczenie bazy surowcowej energetyki konwencjonalnej. Stąd też decyzja o zaangażowaniu kapitałowym Spółki w Polską Grupę Górniczą. Inwestycja ta zapewni Grupie Enea odpowiednią dywersyfikację dostaw surowca węglowego do należących do Grupy elektrowni.

Większa dbałość o naszych Klientów

W centrum naszej uwagi zawsze jest Klient, dlatego koncentrujemy się na jak najlepszym dopasowaniu naszej oferty do jego potrzeb. Myślimy wyprzedzająco, aby dostarczyć Klientom w stosownym momencie tego, czego potrzebują – taka jest rola innowacyjnej grupy energetycznej.

Każdego dnia podejmujemy działania, aby wzmocnić relacje z obecnymi Klientami i zachęcić potencjalnych Klientów do skorzystania z naszej oferty. Jedną ze służących temu aktywności jest rozwój programu lojalnościowego „Strefa Zakupów”. Przystępujący do niego Klienci mają możliwość zamawiania produktów renomowanych marek w atrakcyjnych cenach.

Natomiast w kwietniu wystartowała nowa kampania „W Enei wygrywasz”, której celem jest zachęcenie naszych Klientów do regularnego kontaktu i sprawdzania najnowszych ofert i propozycji. Z kolei od początku maja, w naszych Biurach Obsługi Klienta zaczął obowiązywać nowy Standard Obsługi Klientów. To świeże spojrzenie na zasady obsługi Klientów w naszych placówkach. Wzmocniliśmy również badanie potrzeb Klientów na początkowym etapie rozmowy z nimi.



Zwiększamy efektywność i wartość dla Akcjonariuszy

Budujemy optymalny model funkcjonowania Grupy, który wzmacnia jej siłę rynkową. Prowadzimy ambitny program inwestycyjny zarazem dbając o bezpieczeństwo finansowe i stabilność Grupy. Generujemy wyniki finansowe na oczekiwanym poziomie, dbając o efektywność, co przekłada się na możliwość wypłaty dywidendy dla naszych Akcjonariuszy. Dlatego 30 marca Zarząd Enei zdecydował o rekomendowaniu Walnemu Zgromadzeniu Akcjonariuszy Spółki wypłaty dywidendy z zysku za 2016 r. w kwocie 0,25 zł na akcję. Wniosek Zarządu został pozytywnie zaopiniowany przez Radę Nadzorczą.

Odpowiedzialny rozwój Grupy

Grupa Enea od lat prowadzi liczne projekty i wspiera różne inicjatywy w zakresie społecznej odpowiedzialności biznesu. Ostatnio Spółka przystąpiła do Programu Partnerstwa Forum Odpowiedzialnego Biznesu. Jest to długofalowy i kompleksowy program współpracy z firmami – liderami odpowiedzialnego biznesu, które poprzez swoje zaangażowanie i działania przyczyniają się do szerzenia idei odpowiedzialnego biznesu w Polsce i kreowania dobrego klimatu wśród różnych grup interesariuszy. Partnerzy strategiczni to firmy, które mogą pochwalić się dorobkiem w zakresie odpowiedzialności społecznej i zrównoważonego rozwoju.

Jako jeden z elementów społecznej odpowiedzialności biznesu, szczególnie w naszej branży, rozumiemy wspieranie lokalnego szkolnictwa zawodowego. Przykładem aktywności Grupy w tym zakresie w I kwartale 2017 r. jest podpisana w marcu przez Eneę Operator umowa o współpracy ze złotowskim Centrum Kształcenia Zawodowego i Ustawicznego. Współpraca ma przyczynić się do zwiększenia atrakcyjności absolwentów szkoły na rynku pracy oraz ułatwić Enei Operator poszukiwanie wyspecjalizowanych Pracowników technicznych.

Enea niezmiennie stawia na rozwój potencjału ludzkiego. Umiejętności, wiedza i doświadczenie ok. 15,7 tys. Pracowników zatrudnionych przez Grupę w wielu regionach Polski, to nasza siła i najcenniejszy kapitał. Jest to również zobowiązanie – jako odpowiedzialny pracodawca poprzez rozwój firmy, dbałość o jej kondycję finansową budujemy stabilne środowisko pracy dla naszych Pracowników.

Z poważaniem,

Mirostaw Kowalik

Prezes Zarządu Enea SA

Grupa Enea wzmacnia bezpieczeństwo energetyczne kraju i pewność dostaw energii dla swoich Klientów - zaangażowanie w kluczowe projekty inwestycyjne

• Negocjacje z EDF Investment SAS w sprawie zakupu aktywów EDF w Polsce

W konsekwencji podjętych w poprzednich okresach sprawozdawczych działań związanych z planowanym nabyciem aktywów EDF w Polsce, 27 stycznia Enea wraz z PGE Polską Grupą Energetyczną, Energą oraz PGNiG Termiką podpisała z EDF porozumienie (ang. Memorandum of Understanding) dotyczące prowadzenia negocjacji w sprawie zakupu aktywów EDF w Polsce oraz badania due diligence w tym zakresie. 15 marca partnerzy biznesowi dokonali zmian w strukturze transakcji polegających na:

- odstąpieniu PGNiG Termiki od transakcji
- przejściu dotychczas deklarowanego udziału PGNiG Termiki w transakcji przez PGE, co skutkuje zwiększeniem udziału PGE do 60%
- pozostawieniu udziałów Enei oraz Energi w transakcji na niezmiennym poziomie 20% dla każdej ze spółek

Zgodnie z ustaleniami ww. zmiany wymagały potwierdzenia braku sprzeciwu ze strony EDF.

11 maja Zarząd Enea SA podjął uchwałę o rezygnacji z udziału Spółki w transakcji nabycia polskich aktywów należących do EDF International SAS oraz EDF Investment II B.V.

• Realizacja umowy inwestycyjnej w sprawie budowy bloku energetycznego w Elektrowni Ostrołęka

11 stycznia Prezes UOKiK wydał zgodę na dokonanie koncentracji polegającej na nabyciu akcji spółki celowej Elektrownia Ostrołęka SA z siedzibą w Ostrołęce, do realizacji projektu, polegającego na przygotowaniu, budowie i eksploatacji bloku energetycznego opalanego węglem kamiennym klasy 1.000 MW_e (Ostrołęka C). 1 lutego Enea SA zawarła z Energa SA Umowę Nabycia 24.980.926 akcji Elektrowni Ostrołęka SA, obejmując tym samym 11,89% w kapitale zakładowym Elektrowni Ostrołęka SA za łączną wartość 24 mln zł. Na mocy powyższych umów Energa SA i Enea SA objęły wspólną kontrolę nad spółką Elektrownia Ostrołęka SA. Obie strony docelowo będą posiadały po 50% akcji Elektrowni Ostrołęka SA oraz taką samą liczbę głosów na Walnym Zgromadzeniu.

Energa i Enea są zgodne, że realizacja projektu Ostrołęka C wpłynie korzystnie na bezpieczeństwo energetyczne Polski, będzie spełniała najwyższe standardy środowiskowe oraz zapewni kolejne stabilne, wysokosprawne i niskoemisyjne źródło energii w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Spółki przewidują, że budowa nowego bloku zostanie ukończona w II połowie 2023 r., a nakłady na realizację tej inwestycji wyniosą ok. 5,5-6 mln zł/MW.

• Dokapitalizowanie Polskiej Grupy Górniczej

30 marca Rada Nadzorcza Enei wyraziła zgodę na przystąpienie Spółki do Polskiej Grupy Górniczej sp. z o.o. (PGG) i objęcie nowych udziałów w kapitale PGG o wartości nominalnej 300 mln zł w zamian za wkład pieniężny w kwocie 300 mln zł. 31 marca Enea, wraz ze spółkami: ENERGA Kogeneracja, PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna, PGNiG Termika, Węglkokoks, Towarzystwo Finansowe Silesia, Fundusz Inwestycji Polskich Przedsiębiorstw Fundusz Inwestycyjny Zamknięty Aktywów Niepublicznych, zawarła umowę inwestycyjną z PGG. Reguluje ona sposób przeprowadzenia inwestycji i przystąpienia Spółki do PGG, zasad funkcjonowania PGG oraz jej organów, a także wyjścia stron z inwestycji w PGG. Umowa zakłada dokapitalizowanie PGG przez inwestorów w trzech etapach na łączną kwotę 1 mld zł. W ramach dokapitalizowania PGG Enea zobowiązała się do objęcia nowych udziałów PGG o łącznej wartości nominalnej 300 mln zł w zamian za wkład pieniężny w kwocie 300 mln zł, w trzech etapach. Pierwsze dokapitalizowanie PGG przez Eneę w kwocie 150 mln zł nastąpiło w kwietniu 2017 r. Kolejne dwa dokapitalizowania planowane są na czerwiec 2017 r. – 60 mln zł oraz I kwartał 2018 r. – 90 mln zł. Inwestycja wpisuje się w Strategię Rozwoju Grupy Kapitałowej Enea, której jednym z elementów jest zabezpieczenie bazy surowcowej energetyki konwencjonalnej. Dodatkowo, inwestorzy zawarli porozumienie dotyczące sprawowania wspólnej kontroli nad PGG.

31 marca rozwiązany został również list intencyjny zawarty 28 października 2016 r. z Węglkokoks i TF Silesia wyrażający wstępne zainteresowanie zaangażowaniem finansowym w KHW lub aktywa KHW.

• Enea właścicielem Elektrowni Połaniec - transakcja z ENGIE zakończona sukcesem

14 marca sukcesem zakończyła się transakcja zakupu przez Grupę Enea od ENGIE International Holdings B.V. 100% akcji ENGIE Energia Polska, spółki, do której należy Elektrownia Połaniec. Enea za ok. 1,26 mld zł pozyskała ważną systemową elektrownię, która przeszła w ostatnich latach wart ok. 1,5 mld zł intensywny program modernizacyjny. Przejęta spółka jest w pełni oddłużona i od pierwszych dni wzmacnia pozycję Enei na rynku.

Przy finansowaniu transakcji Enea skorzystała głównie ze środków własnych, w tym także ze środków pozyskanych w ramach pierwszej publicznej emisji oraz emisji dostępnej w ramach programu gwarantowanego przez Bank Gospodarstwa Krajowego.

10 kwietnia ENGIE Energia Polska zmieniła nazwę na Enea Elektrownia Połaniec. W najbliższych tygodniach Enea Połaniec w formalny sposób przystąpi do Grupy Enea. Obowiązujące w Enei procedury i zasady będą wdrażane w Elektrowni Połaniec.

Elektrownia Połaniec składa się z ośmiu bloków o łącznej mocy 1,9 GW. Jest to jedna z młodszych elektrowni systemowych w Polsce i największy tego typu obiekt w południowo-wschodniej Polsce. Elektrownia należała do francuskiego koncernu ENGIE, we wrześniu 2016 r. Enea złożyła ofertę zakupu.

Przejęcie Elektrowni Połaniec wpisuje się w wynikające ze strategii priorytety rozwoju Grupy Enea. Enea jedną transakcją uzyskuje szereg korzyści. Grupa zwiększa skokowo możliwości wytwórcze energii elektrycznej z 3,3 GW do 5,2 GW, z czego ponad 200 MW to jeden z największych na świecie „zielonych bloków” wykorzystujących biomasę. Włączając Połaniec do Grupy, Enea zwiększa produkcję energii z ok. 14 TWh do ok. 24 TWh i staje się silnym wiceliderem na polskim rynku wytwarzania energii. Jednocześnie w Grupie zbilansowana zostanie produkcja i sprzedaż energii elektrycznej. Transakcja zapewnia też zbyt dla dużego wolumenu węgla wydobywanego w Grupie Enea - Elektrownia Połaniec zużywa rocznie ok. 3,9 Mt surowca, z którego ponad połowa pochodzi z LW Bogdanka. Tym samym, Grupa tworzy oparty o własny surowiec, efektywny kosztowo i operacyjnie, obszar wydobywco-wytwórczy Kozienice-Bogdanka-Połaniec.

• Objęcie akcji Polimeksu-Mostostal

18 stycznia Enea, Energa, PGE Polska Grupa Energetyczna, PGNiG Technologie i Polimex-Mostostal zawarły umowę inwestycyjną dot. inwestycji w Polimex-Mostostal oraz inne umowy w ramach tej transakcji. 20 stycznia, po spełnieniu się warunków zawieszających, sformułowanych w umowie inwestycyjnej z 18 stycznia, Enea, Energa, PGE i PGNiG Technologie objęły akcje Polimeksu-Mostostal. Inwestorzy objęli łącznie 150 mln, czyli po 37,5 mln, akcji Polimeksu-Mostostal w ramach planowanego podwyższenia kapitału. Cena emisyjna akcji została ustalona na 2 zł. W wyniku dokapitalizowania i odkupu pakietu akcji SPV Operator inwestorzy objęli łącznie 65,93% akcji (według nowej struktury akcjonariatu). 21 marca inwestorzy ogłosili wezwanie do zapisywania się na akcje Polimex w związku z przekroczeniem (jako strony porozumienia) progu 33% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu Polimex. Wezwanie miało charakter następczy i zostało rozliczone 28 kwietnia. W jego wyniku każdy z inwestorów nabył 24 akcje Polimex. Aktualnie Enea posiada 39.000.024 akcje Polimex, stanowiące 16,48% udziału w kapitale zakładowym tej spółki. Wspólnie Inwestorzy posiadają 156.000.097 akcji, stanowiących 65,9% udziału w kapitale zakładowym Polimex.

Polimex-Mostostal posiada największy, ponad 23%, udział w realizacji kluczowych projektów w segmencie energetyki konwencjonalnej. Dzięki temu spółka obecna jest w konsorcjach wykonawczych największych inwestycji energetycznych w Polsce, których łączny budżet to ok. 30 mld zł.

Modernizacja turbin dwóch bloków w Elektrowni Kozienice

Enea Wytwarzanie podpisała z firmą EthosEnergy umowę dotyczącą modernizacji turbin bloków 3 i 8 w Elektrowni Kozienice. Dzięki modernizacji poprawiony zostanie stan dynamiczny turbozespołów. Wartość kontraktu to prawie 4,9 mln zł netto, a zakończenie prac planowane jest na lipiec 2017 r.

Przedłużenie umowy na obsługę bankową z PKO Bankiem Polskim i Bankiem Pekao SA

25 stycznia spółki Grupy Enea podpisały aneksy do obowiązujących obecnie umów na kompleksową obsługę bankową zawartych z bankami PKO BP i Pekao SA. Aneksowanie dotychczas obowiązujących umów na kolejny okres daje pewność Klientom Enei, że numery rachunków bankowych pozostaną bez zmian. Kluczowe spółki Grupy nadal będą posiadać dostęp do wszystkich niezbędnych produktów i usług bankowych w ramach kompleksowej obsługi bankowej na najkorzystniejszych warunkach.

Współpraca z bankami PKO BP i Pekao SA daje kluczowym spółkom Grupy Enea możliwość wspólnego zarządzania zasobami pieniężnymi oraz umożliwia finansowanie bieżącej działalności ze środków wewnątrzgrupowych bez konieczności ponoszenia kosztów prowizji i odsetek. Ponadto, zapewnia kompleksową obsługę bankową w ramach dostępnej gamy produktowej oraz dostępność kredytów w rachunkach bieżących w ramach systemu zarządzania grupą rachunków (Cash Pooling) na potrzeby finansowania podstawowej działalności.

Elastyczny rozwój, podwojenie bazy surowcowej i innowacje w obszarze Wydobycia Grupy Enea

Będąca częścią Grupy Enea LW Bogdanka, najnowocześniejsza i najbardziej efektywna kopalnia węgla kamiennego w Polsce 9 lutego przedstawiła strategię rozwoju dla Obszaru Wydobycia Grupy Enea do roku 2025, z perspektywą do roku 2030. Ogłoszona strategia jest zgodna ze Strategią Grupy Enea oraz wpisuje się zarówno w Plan na Rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju, jak i projekt Programu dla górnictwa węgla kamiennego w Polsce.

Strategia LW Bogdanka Obszar Wydobycia Grupy Enea zakłada dwa scenariusze rozwoju: bazowy, zakładający średnią produkcję na poziomie ok. 8,5 mln ton w latach 2017-2025 oraz elastycznego rozwoju, ze średnioroczną produkcją w tym okresie na poziomie ok. 9,2 mln ton. Mając na uwadze aktualną i przewidywaną sytuację rynkową Spółka zamierza realizować scenariusz elastycznego rozwoju. Prognozowany CAPEX w okresie 2016-2025 (w ujęciu nominalnym) to 3,7 mld zł dla scenariusza bazowego oraz ok. 4 mld zł dla scenariusza elastycznego rozwoju.

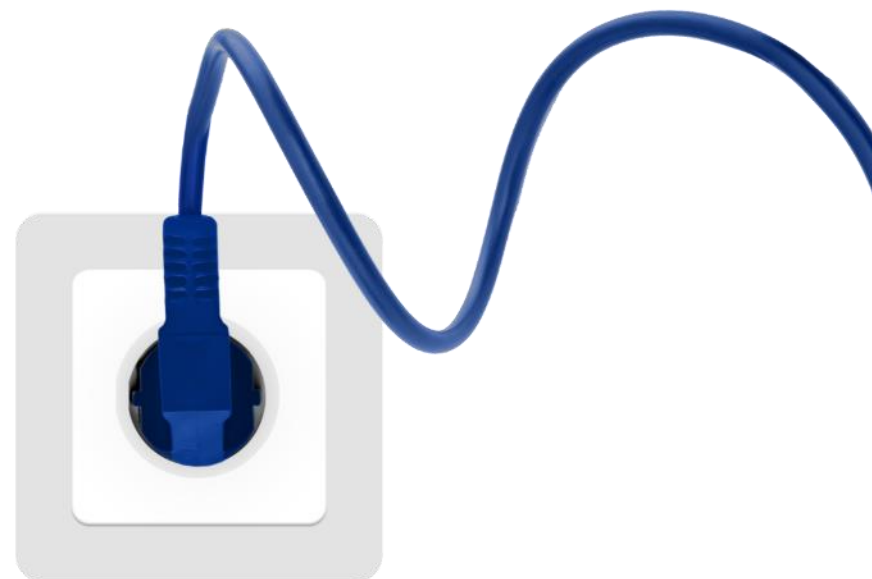
LW Bogdanka za kluczowe inicjatywy uznaje: ścisłą współpracę i realizację synergii w ramach obszaru wydobywczego-wytwórczego Kozienice-Bogdanka-Potaniec, podwojenie bazy zasobów operacyjnych a także wdrożenie szeregu kluczowych innowacyjnych inicjatyw strategicznych. Najważniejsze z nich to realizacja, wspólnie z Grupą Enea, studium wykonalności projektu technologii zgazowania węgla dla produkcji energii elektrycznej (IGCC), wykorzystanie nowoczesnego wysokowydajnego kompleksu przodkowego, kontynuacja programu „Kopalnia Inteligentnych Rozwiązań”, efektywna gospodarka skałą płonną oraz rozwój usług operatorskich LW Bogdanka, oferowanych na bazie wysokich standardów techniczno-zarządczych Spółki. Niezmiennie priorytetowym elementem strategii pozostaje utrzymanie najwyższego poziomu bezpieczeństwa pracy oraz prowadzenie działalności zgodnie z zasadami społecznej odpowiedzialności biznesu (CSR).

Zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej

W marcu 2017 r. Enea Operator uruchomiła najnowszą i najnowocześniejszą Centralną Dyspozycję Mocy (CDM), która będzie zarządzać siecią wysokiego napięcia w północno-zachodniej Polsce. Sieć wysokiego napięcia należąca do Spółki jest obecnie sterowana z jednego miejsca. Taka organizacja służb ruchu umożliwi elastyczne, szybkie i kompleksowe reagowanie na wydarzenia występujące w całej sieci 110 kV należącej do Enei Operator. Inwestycja przyczynia się do zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej do Klientów. Zastosowane w CDM systemy informatyczne oparte są na polskich rozwiązaniach.

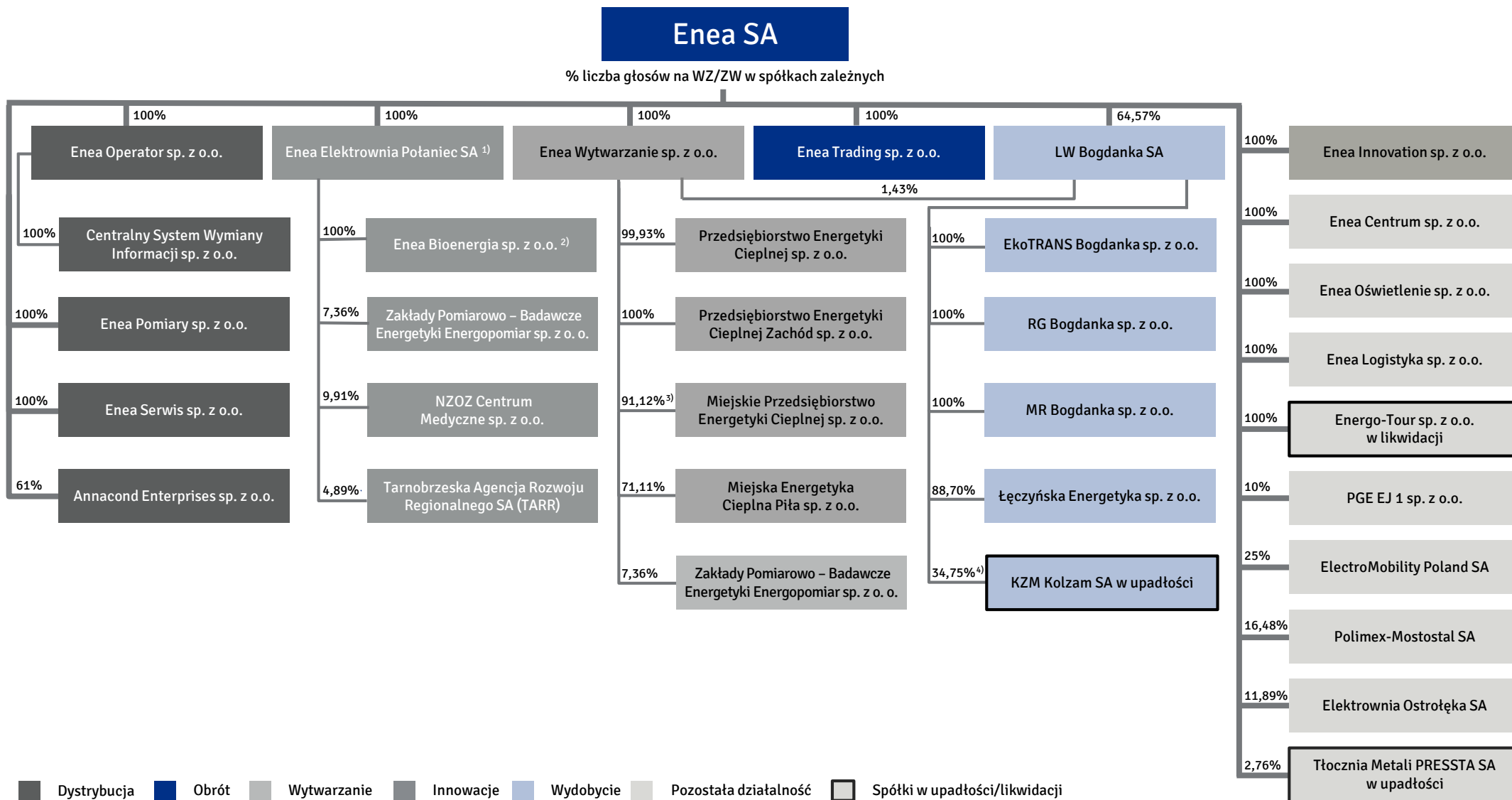
Enea chce dzielić się zyskiem z Akcjonariuszami

30 marca Zarząd Enei podjął uchwałę dotyczącą podziału zysku netto Enea SA za okres od 1 stycznia 2016 r. do 31 grudnia 2016 r., zgodnie z którą zarekomendował wypłatę dywidendy dla Akcjonariuszy w kwocie 110.360.644,50 zł, co stanowi 0,25 zł zysku na jedną akcję. 20 kwietnia Rada Nadzorcza Spółki pozytywnie zaopiniowała wniosek Zarządu. Ostateczna decyzja dot. podziału zysku netto za 2016 r. zostanie podjęta przez Zwyczajne Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy Enei.





2. Organizacja i działalność Grupy Enea



W obrębie Grupy Kapitałowej Enea funkcjonuje 6 wiodących podmiotów, tj. Enea SA (obrot energii elektryczną), Enea Operator sp. z o.o. (dystrybucja energii elektrycznej), Enea Wytwarzanie sp. z o.o. i Enea Elektrownia Połaniec SA (produkcja i sprzedaż energii elektrycznej i ciepłej), Enea Trading sp. z o.o. (handel hurtowy energią elektryczną) oraz LW Bogdanka SA (wydobywanie węgla). Pozostałe podmioty świadczą działalność pomocniczą w odniesieniu do wymienionych spółek.

W strukturze Grupy uwzględniono również udziały mniejszościowe w podmiotach posiadane przez spółki zależne od Enea SA, tj. w szczególności Enea Wytwarzanie sp. z o.o., Enea Elektrownia Połaniec SA oraz LW Bogdanka SA.

1) Poprzednia nazwa ENGIE Energia Polska SA (zmiana od 10 kwietnia 2017 r.)
 2) Poprzednia nazwa ENGIE Bioenergia sp. z o.o. (zmiana od 26 kwietnia 2017 r.)
 3) 21 kwietnia 2017 r. liczba głosów na ZW wynosiła 91,130%
 4) Wcześniej wykazywano udział % LW Bogdanka SA w kapitale zakładowym spółki KZM Kozłom SA w upadłości, który wynosi 22,41%

Restrukturyzacja majątkowa

Po dokonaniu w latach poprzednich kluczowych zmian organizacyjnych w I kwartale 2017 r. Grupa Kapitałowa Enea, poza inicjatywami związanymi z planowanymi zmianami, nie realizowała istotnych działań w zakresie restrukturyzacji majątkowej.

Dezinwestycje kapitałowe

W I kwartale 2017 r. nie prowadzono istotnych działań w zakresie dezinwestycji kapitałowych.

Zmiany w organizacji Grupy

W I kwartale 2017 r. Grupa Enea kontynuowała działania ukierunkowane na realizację Strategii Korporacyjnej Grupy.

Inwestycje kapitałowe

Obszar	Data	Spółka	Zdarzenie
IQ 2017			
Pozostała działalność	20 stycznia 2017 r.	Polimex-Mostostal SA	Enea SA przyjęła złożoną przez Polimex ofertę objęcia w trybie subskrypcji prywatnej 37,5 mln akcji oraz nabyła 1,5 mln akcji Polimex od jej dotychczasowego akcjonariusza, obejmując łącznie 16,48% w kapitale zakładowym Spółki.
Pozostała działalność	1 lutego 2017 r.	Elektrownia Ostrołęka SA	Nabycie przez Enea SA od Energa SA 24.980.926 akcji Spółki Elektrownia Ostrołęka SA - Enea SA objęła 11,89% w kapitale zakładowym Spółki.
Wytwarzanie	14 marca 2017 r.	ENGIE Energia Polska SA	Enea SA nabyła 100% akcji od ENGIE International Holdings B.V.
Zdarzenia po okresie sprawozdawczym			
Wytwarzanie	21 kwietnia 2017 r.	MPEC sp. z o.o.	Zwiększenie udziału w ogólnej liczbie głosów w związku realizacją umów pomiędzy uprawnionymi pracownikami MPEC sp. z o.o. a Enea Wytwarzanie sp. z o.o.
Pozostała działalność	28 kwietnia 2017 r.	Polimex-Mostostal SA	W wyniku wezwania na sprzedaż akcji, Enea SA nabyła 24 akcje Polimex stanowiące 0,00001% udziału w kapitale zakładowym Spółki.
Pozostała działalność	28 kwietnia 2017 r.	Elektrownia Ostrołęka SA	Enea SA przyjęła złożoną przez Elektrownię Ostrołęka SA ofertę objęcia w trybie subskrypcji prywatnej 9,5 mln nowych akcji Elektrowni Ostrołęka SA.

Realizacja Umowy Inwestycyjnej z Energa SA i Elektrownia Ostrołęka SA w sprawie budowy i eksploatacji bloku energetycznego w Elektrowni Ostrołęka SA

19 września 2016 r. Enea SA podpisała z Energa SA List Intencyjny dotyczący podjęcia współpracy przy przygotowaniu, realizacji i eksploatacji nowoczesnego bloku węglowego klasy 1.000 MW w Elektrowni Ostrołęka (Inwestycja, Ostrołęka C). Intencją stron jest wspólne wypracowanie efektywnego modelu biznesowego Ostrołęki C, weryfikacja jej dokumentacji projektowej oraz optymalizacja parametrów technicznych i ekonomicznych nowego bloku. Współpraca obejmuje także przeprowadzenie postępowania przetargowego dla wyłonienia generalnego wykonawcy Inwestycji.

W zgodnej opinii stron realizacja Inwestycji wpłynie korzystnie na bezpieczeństwo energetyczne Polski, będzie spełniała najwyższe standardy środowiskowe oraz zapewni kolejne stabilne, wysokosprawne i niskoemisyjne źródło energii w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym.

8 grudnia 2016 r. Spółka zawarła Umowę Inwestycyjną dotyczącą realizacji projektu Ostrołęka C. Przedmiotem Umowy jest przygotowanie, budowa i eksploatacja bloku energetycznego, o którym mowa powyżej. Zgodnie z podpisaną Umową przebieg współpracy, co do zasady będzie zorganizowany w ramach trzech etapów: Etap Rozwoju - do czasu wydania polecenia rozpoczęcia prac dla generalnego wykonawcy, Etap Budowy - do czasu oddania Ostrołęki C do komercyjnej eksploatacji oraz Etap Eksploatacji - komercyjna eksploatacja Ostrołęki C. Po zakończeniu Etapu Rozwoju, Enea SA jest zobowiązana do uczestnictwa w Etapie Budowy przy założeniu, że spełniony jest warunek rentowności Projektu, a finansowanie Projektu nie naruszy kowenantów bankowych Spółki. Szacuje się, że łączne nakłady inwestycyjne Enea SA do zakończenia Etapu Rozwoju wyniosą ok. 128 mln zł.

Do realizacji Inwestycji Energa SA zbędnie akcje spółki Elektrownia Ostrołęka SA, stanowiące 50% w kapitale zakładowym na rzecz Enea SA, w kwocie ok. 101 mln zł. Warunkiem zawieszającym wejście w życie Umowy Inwestycyjnej było uzyskanie zgody Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji polegającej na nabyciu akcji spółki celowej do realizacji Projektu. Warunek ten został spełniony 11 stycznia 2017 r.

19 grudnia 2016 r. spółka celowa ogłosiła postępowanie przetargowe na wyłonienie generalnego wykonawcy budowy elektrowni Ostrołęka C o mocy ok. 1.000 MW i o sprawności netto co najmniej 45% pracującego na parametrach nadkrytycznych pary. Elektrownia Ostrołęka SA przy realizacji określonych założeń (w tym przy odpowiednim udziale Enea SA, Energa SA oraz ewentualnych Inwestorów Finansowych) i zakładając wprowadzenie rynku mocy lub innych mechanizmów wsparcia, będzie w stanie podjąć się kompleksowej realizacji projektu.

1 lutego 2017 r. Enea SA zawarła z Energa SA Umowę Nabycia 24.980.926 akcji Elektrowni Ostrołęka SA, obejmując tym samym 11,89% w kapitale zakładowym Elektrowni Ostrołęka za łączną wartość 24 mln zł.

13 kwietnia 2017 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki Elektrownia Ostrołęka SA podjęło uchwałę o podwyższeniu kapitału zakładowego Spółki z kwoty 210.100.000,00 zł do kwoty 229.100.000,00 zł poprzez emisję nowych akcji. W subskrypcji prywatnej Enea SA objęła 9,5 mln akcji w zamian za wkład pieniężny, który został wniesiony 28 kwietnia 2017 r. Podwyższenie kapitału oczekuje na rejestrację w sądzie rejestrowym.

Na mocy powyższych umów Energa SA i Enea SA objęły wspólną kontrolę nad spółką Elektrownia Ostrołęka SA, z siedzibą w Ostrołęce, której celem działalności jest budowa i eksploatacja nowego bloku węglowego. Obie strony docelowo będą posiadały po 50% akcji Elektrowni Ostrołęka SA oraz taką samą liczbę głosów na Walnym Zgromadzeniu. W skład Zarządu oraz Rady Nadzorczej będzie wchodziła taka sama liczba przedstawicieli obu inwestorów. Decyzje dotyczące istotnych działań będą wymagały jednomyślnej zgody obu akcjonariuszy, którzy mają prawo do aktywów netto Elektrowni Ostrołęka SA. Biorąc powyższe pod uwagę inwestycja została zaklasyfikowana jako wspólne przedsięwzięcie i jest ujmowana metodą praw własności. Elektrownia Ostrołęka SA jest spółką niepubliczną, w związku z czym nie istnieją notowane ceny rynkowe dla jej udziałów.

Nabycia akcji ENGIE Energia Polska (obecnie Enea Elektrownia Połaniec)

30 września 2016 r. Enea SA złożyła ofertę na zakup 100% akcji ENGIE Energia Polska SA (EEP, obecnie Enea Elektrownia Połaniec SA). Oferta została złożona w sposób określony w procesie, zainicjowanym przez ENGIE, właściciela 100% akcji EEP. 2 grudnia 2016 r. Spółka uzyskała wyłączenie na dalsze prowadzenie negocjacji na zakup 100% akcji EEP. 23 grudnia 2016 r. Spółka podpisała z ENGIE International Holdings B.V. umowę warunkową sprzedaży 100% akcji EEP, a pośrednio również 100% udziałów w ENGIE Bioenergia sp. z o.o.

Zamknięcie transakcji uzależnione było od spełnienia następujących istotnych warunków zawieszających:

- uzyskania zgody Ministra Energii, zgodnie z Ustawą o kontroli niektórych inwestycji
- uzyskania zgody Prezesa UOKiK na koncentrację
- zrzeczenia się prawa pierwokupu przez Prezesa Agencji Nieruchomości Rolnych
- przeprowadzenia konwersji długu EEP wobec podmiotów z grupy ENGIE na kapitał w EEP

28 lutego 2017 r. Spółka powzięła informację o spełnieniu się ostatniego z ww. warunków, co oznacza, że wszystkie ww. warunki zawieszające zostały spełnione. 2 marca 2017 r. Spółka otrzymała od ENGIE International Holdings B.V. wyliczenie wstępnej ceny sprzedaży 100% akcji EEP na poziomie 1.264.159.355 zł. 14 marca 2017 r. Emitent nabył 100% akcji EEP, tj. 7.135.000 akcji, uprawniających do takiej samej liczby głosów za wstępną cenę 1.264.159.355 zł. Szacowane koszty związane z nabyciem akcji wyniosły 3,4 mln zł. Transakcja ta wpisuje się w Strategię Rozwoju Grupy Kapitałowej Enea w perspektywie do 2030 r. zatwierdzoną we wrześniu 2016 r. Dzięki tej transakcji Grupa zwiększy udział w krajowej produkcji prądu i zostanie wiceliderem polskiego rynku wytwórców energii elektrycznej. Na dzień sporządzenia skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego nie został zakończony proces alokacji ceny nabycia na możliwe do zidentyfikowania nabyte aktywa netto. W związku z tym Grupa zdecydowała dokonać początkowego rozliczenia ustalonego wstępnie. Cena nabycia wynosi 1.264.159 tys. zł, natomiast wartość księgowa aktywów netto z informacji finansowych Grupy Połaniec na dzień nabycia 1.294.181 tys. zł. Grupa przyjęła, że różnica pomiędzy ceną nabycia a wartością księgową aktywów netto dotyczy głównie rzeczowych aktywów trwałych.

Jeżeli połączenie miało miejsce 1 stycznia 2017 r., to według szacunków Zarządu skonsolidowane przychody netto ze sprzedaży za okres trzech miesięcy zakończony 31 marca 2017 r. wyniosłyby 3.053.186 tys. zł, a skonsolidowany zysk netto wyniosłyby 332.881 tys. zł.

Inwestycje kapitałowe

Dokapitalizowanie Polskiej Grupy Górniczej sp. z o.o.

W związku z procesem pozyskiwania inwestorów kapitałowych przez Katowicki Holding Węglowy SA w lipcu 2016 r. Spółka rozpoczęła rozmowy z potencjalnymi inwestorami dotyczące możliwości realizacji inwestycji oraz jej potencjalnych parametrów.

28 października 2016 r. Enea SA podpisała z Węglokoks SA i Towarzystwem Finansowym Silesia sp. z o.o. list intencyjny wyrażający wstępne zainteresowanie zaangażowaniem finansowym w Katowicki Holding Węglowy SA lub wybrane aktywa KHW. W związku z zainteresowaniem Polskiej Grupy Górniczej sp. z o.o. (PGG) nabyciem wybranych aktywów Katowickiego Holdingu Węglowego SA oraz rozpoczęciem procesu dokapitalizowania PGG, Enea SA przeprowadziła wraz z dotychczasowymi Udziałowcami PGG niezbędne analizy przedstawionego przez PGG biznesplanu i wyraziła zainteresowanie zaangażowaniem kapitałowym w PGG.

30 marca 2017 r. Rada Nadzorcza Enea SA wyraziła zgodę na przystąpienie Spółki do PGG i objęcie przez nią nowych udziałów w jej kapitale o wartości nominalnej 300 mln zł w zamian za wkład pieniężny w kwocie 300 mln zł.

31 marca 2017 r. Spółka zawarła:

- umowę inwestycyjną określającą warunki inwestycji finansowej w PGG (Umowa Inwestycyjna)
- porozumienie dotyczące sprawowania wspólnej kontroli nad PGG (Porozumienie Inwestorów)

Umowa Inwestycyjna

Stronami Umowy Inwestycyjnej są: Enea SA, ENERGA Kogeneracja sp. z o.o., PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA, PGNiG TERMIKA SA, Węglokoks SA, Towarzystwo Finansowe Silesia sp. z o.o., Fundusz Inwestycji Polskich Przedsiębiorstw Fundusz Inwestycyjny Zamknięty Aktywów Niepublicznych (Inwestorzy) oraz PGG. Umowa Inwestycyjna przewidywała, że PGG nabędzie wybrane aktywa górnicze od Katowickiego Holdingu Węglowego SA na podstawie umowy przyrzeczonej, której zawarcie nastąpiło 1 kwietnia 2017 r.

Umowa Inwestycyjna reguluje sposób przeprowadzenia inwestycji i przystąpienia Spółki do PGG, zasad funkcjonowania PGG oraz jej organów, a także zasady wyjścia stron z inwestycji w PGG.

W ramach dokapitalizowania PGG Enea zobowiązała się do objęcia nowych udziałów PGG o łącznej wartości nominalnej 300 mln zł w zamian za wkład pieniężny w kwocie 300 mln zł w trzech etapach:

a) w ramach pierwszego etapu Spółka objęła nowe udziały PGG o wartości nominalnej 150 mln zł w zamian za wkład pieniężny w kwocie 150 mln zł. Po objęciu tych udziałów Spółka posiada 4,39% udziału w kapitale zakładowym PGG. Pierwsze dokapitalizowanie nastąpiło w kwietniu 2017 r.

b) w ramach drugiego etapu Spółka obejmie nowe udziały PGG o wartości nominalnej 60 mln zł w zamian za wkład pieniężny w kwocie 60 mln zł. Po objęciu tych udziałów Spółka będzie posiadała 5,81% udziału w kapitale zakładowym PGG. Drugie dokapitalizowanie ma nastąpić w czerwcu 2017 r.

c) w ramach trzeciego etapu Spółka obejmie nowe udziały PGG o wartości nominalnej 90 mln zł w zamian za wkład pieniężny w kwocie 90 mln zł. Po objęciu tych udziałów Spółka będzie posiadała 7,66% udziału w kapitale zakładowym PGG. Trzecie dokapitalizowanie ma nastąpić w I kwartale 2018 r.

Umowa określa zasady powoływania członków Rady Nadzorczej, zgodnie z którymi każdy z Inwestorów oraz Skarb Państwa będzie uprawniony do powołania jednego członka w maksymalnie ośmioosobowej Radzie Nadzorczej. Inwestycja wpisuje się w Strategię Rozwoju Grupy Kapitałowej Enea, której jednym z elementów jest zabezpieczenie bazy surowcowej dla energetyki konwencjonalnej.

Porozumienie Inwestorów

Zgodnie z Porozumieniem Inwestorów Spółka objęła wspólnie z ENERGA Kogeneracja sp. z o.o., PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA, PGNiG TERMIKA SA oraz Funduszem Inwestycji Polskich Przedsiębiorstw Fundusz Inwestycyjny Zamknięty Aktywów Niepublicznych (Wspólnicy Kontrolujący) kontrolę nad PGG. Porozumienie Inwestorów reguluje sposób uzgadniania wspólnego stanowiska Wspólników Kontrolujących w zakresie decyzji dotyczących PGG.

List intencyjny z Węglokoks i TF Silesia

Jednocześnie, 31 marca 2017 r. został rozwiązany list intencyjny podpisany 16 października 2016 r. przez Enea SA, Węglokoks SA i Towarzystwo Finansowe Silesia sp. z o.o. dotyczący analizowanej wcześniej inwestycji kapitałowej w Katowicki Holding Węglowy SA.

Oferta wstępna na EDF w Polsce

16 września 2016 r. Enea SA wraz z PGE SA, Energa SA oraz PGNiG Termika SA (Partnerzy Biznesowi) wspólnie złożyły EDF International SAS (EDF) wstępną, niewiążącą ofertę na zakup akcji i udziałów w spółkach należących do EDF w Polsce, posiadających konwencjonalne aktywa wytwórcze oraz prowadzących działalność usługową. 30 listopada 2016 r. Spółka wraz z Partnerami Biznesowymi złożyła EDF nową ofertę na zakup akcji i udziałów w spółkach należących do EDF w Polsce, posiadających konwencjonalne aktywa wytwórcze oraz prowadzących działalność usługową. Złożenie nowej oferty przez Partnerów Biznesowych nastąpiło w związku ze zbliżającym się terminem zakończenia obowiązywania oferty złożonej 16 września 2016 r.

27 stycznia 2017 r. Spółka wraz z Partnerami Biznesowymi podpisała porozumienie z EDF Investment SAS dotyczące prowadzenia negocjacji w sprawie zakupu aktywów EDF w Polsce oraz badania due diligence w tym zakresie. Transakcja ta obejmuje nabycie wszystkich akcji EDF w EDF Polska SA, która jest w szczególności właścicielem 4 elektrociepłowni tj. Kraków, Gdańsk, Gdynia i Toruń oraz sieci dystrybucji ciepła w Toruniu, Elektrowni Rybnik, oraz nabycie wszystkich akcji EDF w ZEC "Kogeneracja" SA, która jest właścicielem 4 elektrociepłowni, tj. Wrocław, Zielona Góra, Czechnica i Zawidawie oraz sieci dystrybucji ciepła w Zielonej Górze, Siechnicach i Zawidawiu.

15 marca 2017 r. Partnerzy Biznesowi dokonali zmian w strukturze transakcji polegających na: 1) odstąpieniu PGNiG Termika SA od transakcji, 2) przejęciu dotychczas deklarowanego udziału PGNiG Termika SA w transakcji przez PGE SA, co skutkuje zwiększeniem udziału PGE SA w transakcji do 60%, 3) pozostawieniu udziałów Enea SA oraz Energa SA w transakcji na niezmiennym poziomie 20% dla każdej ze spółek. Zgodnie z ustaleniami powyższe zmiany w strukturze transakcji wymagały potwierdzenia braku sprzeciwu ze strony EDF.

11 maja 2017 r. Zarząd Enea SA podjął uchwałę o rezygnacji z udziału Spółki w transakcji nabycia polskich aktywów należących do EDF International SAS oraz EDF Investment II B.V.

Inwestycje kapitałowe

Nabycie akcji Polimex – Mostostal SA

6 grudnia 2016 r. rozpoczęły się kierunkowe rozmowy prowadzone pomiędzy Enea SA i spółkami: Energa SA, PGE Polska Grupa Energetyczna SA, PGNiG SA (Inwestorzy) oraz pomiędzy Inwestorami, a spółką Polimex-Mostostal SA (Polimex). Celem tych rozmów było wypracowanie struktury potencjalnego zaangażowania kapitałowego Inwestorów w Polimex (Inwestycja) oraz wypracowanie potencjalnego modelu współpracy pomiędzy Inwestorami przy realizacji Inwestycji.

27 grudnia 2016 r. Enea SA zawarła wraz z Inwestorami oraz Polimex list intencyjny, w którym Inwestorzy wyrazili zamiar rozważenia potencjalnej inwestycji w Polimex oraz na podstawie którego przystąpili do rozmów z Polimex mających na celu wypracowanie szczegółowych parametrów transakcji. Jednocześnie w tym samym dniu, Spółka wraz z Inwestorami, skierowała do Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (UOKiK) wniosek o wydanie zgody przez Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji polegającej na przejęciu przez Inwestorów wspólnej kontroli nad Polimex. Zgoda ta została wydana 18 stycznia 2017 r.

Jednocześnie, również 18 stycznia 2017 r., Spółka zawarła z Inwestorami oraz z Polimex umowę inwestycyjną, na mocy której Inwestorzy zobowiązali się dokonać inwestycji w Polimex. Inwestycja polegała będzie na objęciu przez Inwestorów łącznie 150 mln akcji wyemitowanych przez Polimex. Spółka zobowiązała się do objęcia 37,5 mln akcji nowej emisji za łączną cenę emisyjną 75 mln zł. Umowa została zawarta pod warunkami zawieszającymi szczegółowo opisanymi w raporcie bieżącym nr 2/2017. Wraz z ww. umową zostały zawarte umowy doprecyzowujące zasady współpracy oraz wzajemne prawa i obowiązki Inwestorów przy realizacji ww. inwestycji, jak również dodatkowe umowy dotyczące realizacji inwestycji, które zostały zawarte z wierzycielami oraz dotychczasowymi akcjonariuszami Polimex.

20 stycznia 2017 r., w związku ze ziszczeniem się warunków zawieszających zastrzeżonych w umowie inwestycyjnej, o której mowa powyżej, Spółka przyjęła złożoną przez zarząd Polimex ofertę objęcia w trybie subskrypcji prywatnej 37,5 mln akcji, po cenie emisyjnej wynoszącej 2 zł za jedną akcję, tj. za łączną cenę emisyjną 75 mln zł. Dodatkowo, w wyniku wykonania jednej ze wskazanych powyżej umów dodatkowych, 20 stycznia 2017 r. Spółka nabyła 1,5 mln akcji Polimex od jej dotychczasowego akcjonariusza. Cena nabycia wszystkich akcji wyniosła 80,6 mln zł. Enea SA objęła udział 16,48%.

Umowa inwestycyjna umożliwi Inwestorom wpływ na politykę finansową i operacyjną Polimexu. Uprawnienia te są realizowane przez Radę Nadzorczą. W skład Rady Nadzorczej wchodzi 3 członków wskazanych przez Inwestorów.

Ponadto, Inwestorzy podpisali umowę dotyczącą inwestycji w Polimex („Porozumienie”). Celem zawarcia Porozumienia jest zapewnienie zwiększonej kontroli nad Polimexem Inwestorom, którzy posiadają łącznie większościowy udział w głosach na Zgromadzeniu Wspólników Polimexu. Porozumienie zakłada m.in. uzgadnianie, w drodze głosowania, wspólnego stanowiska przy podejmowaniu kluczowych decyzji będących w gestii Zgromadzenia Wspólników i Rady Nadzorczej Polimexu, w tym ustalanie składu osobowego Zarządu Polimexu. Z uwagi na wskazane powyżej uprawnienia Inwestorów, przekładające się na posiadanie znaczącego wpływu, udział w Polimexie został zaklasyfikowany jako jednostka stowarzyszona ujmowana metodą praw własności.

Polimex jest spółką inżynieryjno-budowlaną, którą wyróżnia szeroki wachlarz usług świadczonych na zasadach generalnego wykonawstwa. Siedziba Polimexu znajduje się w Warszawie. Polimex jest spółką notowaną na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie. Średni kurs jednej akcji Polimexu na 31 marca 2017 r. wyniósł 8,03 zł, co przekłada się na wartość godziwą pakietu akcji w posiadaniu Grupy na poziomie 313 mln zł.

Grupa jest w trakcie prac związanych z alokacją ceny nabycia Polimexu.

21 marca 2017 r. Inwestorzy ogłosili wezwanie do zapisywania się na akcje Polimex w związku z przekroczeniem (jako strony Porozumienia) progu 33% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu Polimex. Wezwanie ma charakter następczy, a Inwestorzy zamierzają nabyć w wezwaniu akcje w liczbie stanowiącej nadwyżkę ponad liczbę akcji aktualnie posiadanych przez Inwestorów (tj. łącznie 65,93% ogólnej liczby głosów Polimex) i zapewniającej osiągnięcie nie więcej niż 66% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu Polimex. W związku z wezwaniem każdy z Inwestorów (w tym Enea) zamierzał uzyskać nie więcej niż, w przybliżeniu, 0,018% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu Polimex. Wezwanie zostało rozliczone 28 kwietnia 2017 r. i w jego wyniku każdy z Inwestorów nabył 24 akcje Polimex. Aktualnie Spółka posiada 39.000.024 akcje Polimex, stanowiące 16,48% udziału w kapitale zakładowym Polimex. Wspólnie Inwestorzy posiadają 156.000.097 akcji, stanowiących 65,9% udziału w kapitale zakładowym Polimex.

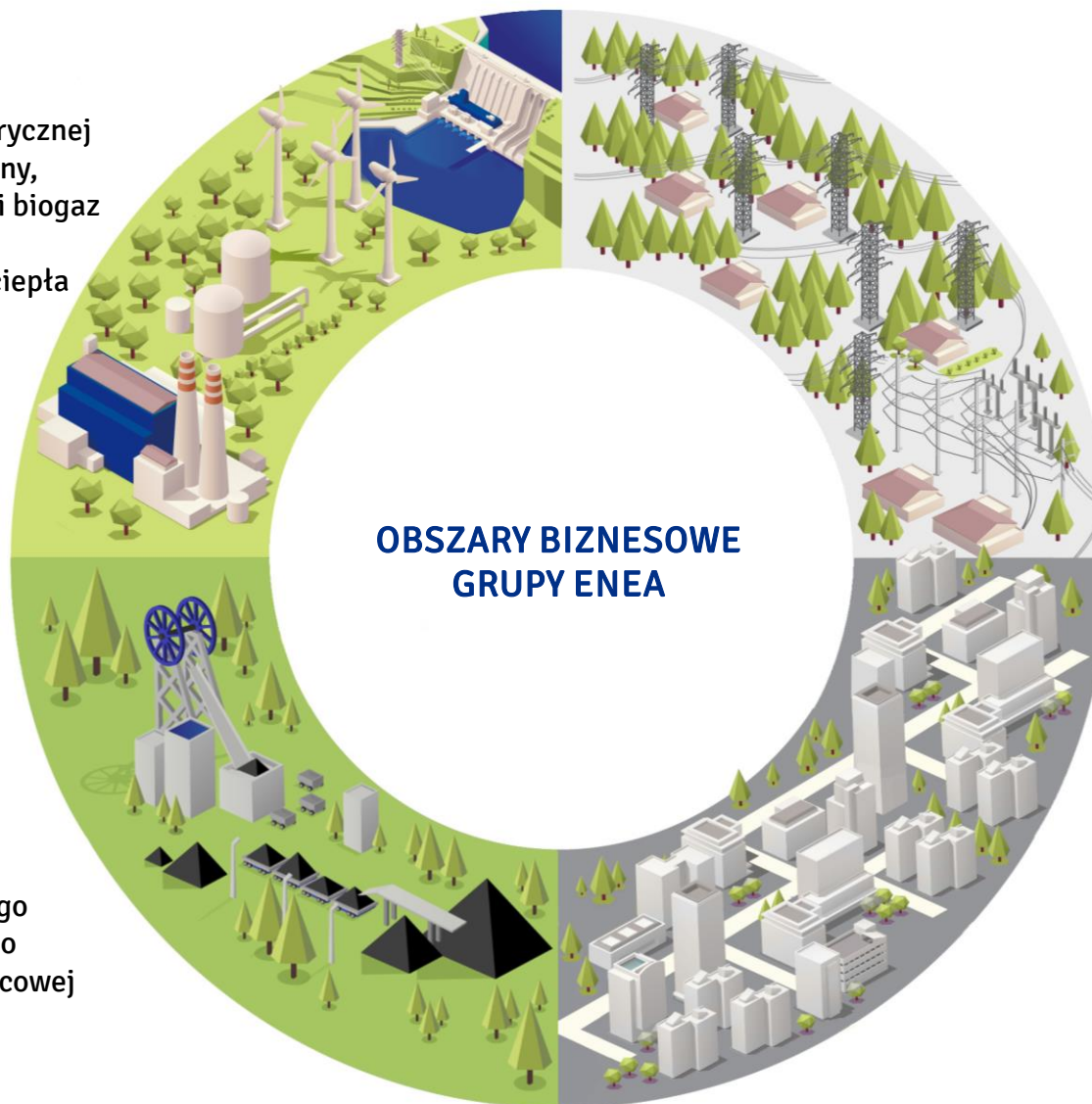


WYTWARZANIE

- Wytwarzanie energii elektrycznej w oparciu o węgiel kamienny, biomasę, gaz, wiatr, wodę i biogaz
- Wytwarzanie ciepła
- Przesyłanie i dystrybucja ciepła
- Obrót energią elektryczną

WYDOBYCIE

- Produkcja węgla kamiennego
- Sprzedaż węgla kamiennego
- Zabezpieczenie bazy surowcowej dla Grupy



DYSTRYBUCJA

- Dostarczanie energii elektrycznej
- Planowanie i zapewnianie rozbudowy sieci dystrybucyjnej
- Eksploatacja, konserwacja i remonty sieci dystrybucyjnej
- Zarządzanie danymi pomiarowymi

OBRÓT

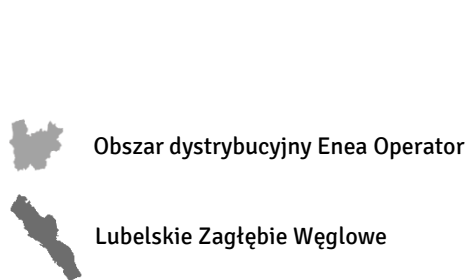
Obrót detaliczny:

- Obrót energią elektryczną i paliwem gazowym na rynku detalicznym
- Oferta produktowa i usługowa dostosowana do potrzeb Klientów
- Całościowa Obsługa Klienta

Obrót hurtowy:

- Optymalizacja portfela kontraktów hurtowych energii elektrycznej i paliwa gazowego
- Działania na rynkach produktowych
- Zapewnienie dostępu do rynków hurtowych

Wydobycie

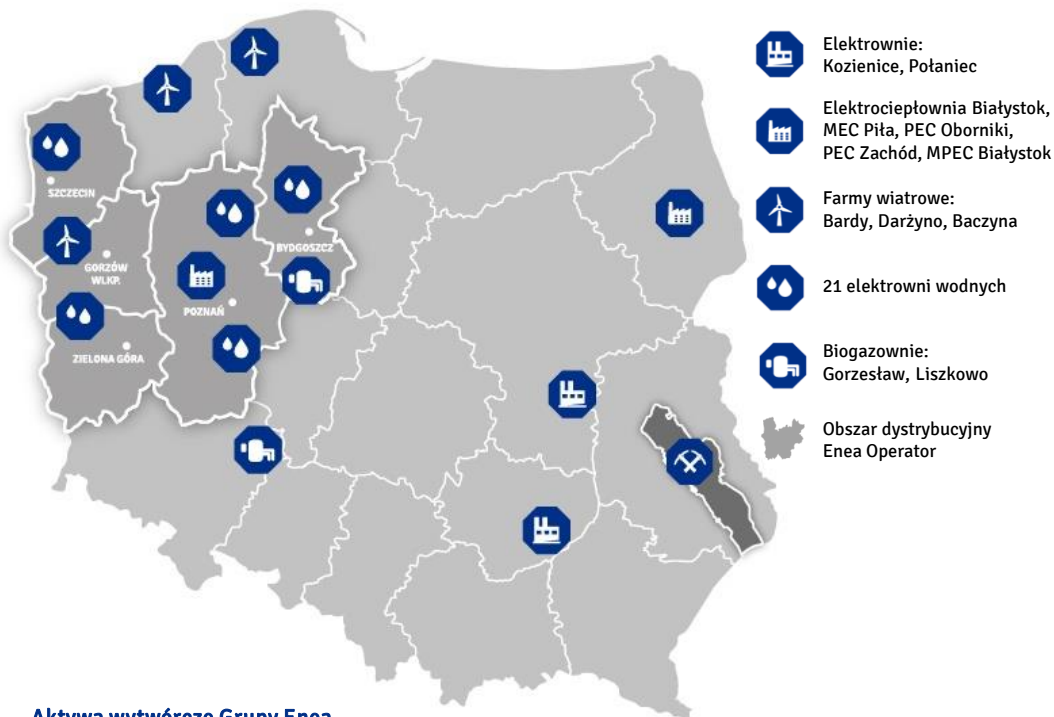


LW Bogdanka jest jednym z liderów rynku producentów węgla kamiennego w Polsce, wyróżniających się na tle branży pod względem osiągniętych wyników finansowych, wydajności wydobycia węgla kamiennego oraz planów inwestycyjnych zakładających udostępnienie nowych złóż. Sprzedawany przez Spółkę węgiel kamienny energetyczny stosowany jest przede wszystkim do produkcji energii elektrycznej, ciepłej i produkcji cementu. Odbiorcami Spółki są w głównej mierze firmy przemysłowe, przede wszystkim podmioty prowadzące działalność w branży elektroenergetycznej zlokalizowane we wschodniej i północno-wschodniej Polsce.

Wyszczególnienie	IQ 2016	IQ 2017	Zmiana
Produkcja netto [tys. ton]	2 335	2 422	3,7%
Sprzedaż węgla [tys. ton]	2 184	2 389	9,4%
Zapasy (na koniec okresu) [tys. ton]	380	158	-58,4%
Długość wykonanych wyrobisk [km]	6,4	7,9	23,4%



Wytwarzanie



- Elektrownie:
Koźnice, Połaniec
- Elektrociepłownia Białystok,
MEC Piła, PEC Oborniki,
PEC Zachód, MPEC Białystok
- Farmy wiatrowe:
Bardy, Darżyno, Baczyna
- 21 elektrowni wodnych
- Biogazownie:
Gorzestaw, Liszkowo
- Obszar dystrybucyjny
Enea Operator

Aktywa wytwórcze Grupy Enea

Wyszczególnienie	Moc zainstalowana elektryczna [MW _e]	Moc osiągnięta elektryczna [MW _e]	Moc zainstalowana cieplna [MW _t]
Elektrownia Koźnice	2 960,0	2 925,0 ¹⁾	105,0
Elektrownia Połaniec	1 837,0	1 882,0	130,0
Elektrociepłownia Białystok	203,5	156,6	383,7
Farmy Wiatrowe Bardy, Darżyno i Baczyna	70,1	70,1	-
Biogazownie Liszkowo i Gorzestaw	3,8	3,8	3,1
Elektrownie Wodne	60,4	57,6	-
MEC Piła	10,0	10,0	151,3
PEC Oborniki	-	-	30,4
MPEC Białystok	-	-	185,0

1) 1 kwietnia 2017 r. moc osiągalna 2.941 MW_e

Produkcja energii elektrycznej i ciepła – Enea Wytwarzanie

Wyszczególnienie	IQ 2016	IQ 2017	Zmiana
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej (netto) [GWh], w tym:	3 351	3 462	3,3%
Produkcja netto ze źródeł konwencjonalnych [GWh], w tym:	3 198	3 342	4,5%
Enea Wytwarzanie (z wyłączeniem współspalania biomasy)	3 045	3 199	5,1%
Enea Wytwarzanie - Segment Ciepło (Elektrociepłownia Białystok - z wyłączeniem spalania biomasy)	136	124	-8,8%
MEC Piła	17	19	11,8%
Produkcja z odnawialnych źródeł energii [GWh], w tym:	153	120	-21,6%
Spalanie biomasy	73	31	-57,5%
Enea Wytwarzanie - Segment OZE (elektrownie wodne)	32	41	28,1%
Enea Wytwarzanie - Segment OZE (farmy wiatrowe)	45	46	2,2%
Enea Wytwarzanie - Segment OZE (biogazownie)	3	2	-33,3%
Produkcja ciepła [TJ]	2 280	2 175	-4,6%

Produkcja energii elektrycznej i ciepła – Enea Elektrownia Połaniec

Wyszczególnienie	IQ 2016	IQ 2017	14-31 marca 2017 r. (w GK Enea)
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej (netto) [GWh], w tym:	2 358	2 067	294
Enea Elektrownia Połaniec – produkcja netto ze źródeł konwencjonalnych	1 820	1 464	207
Enea Elektrownia Połaniec – produkcja z odnawialnych źródeł energii (spalanie biomasy – zielony blok)	387	345	66
Enea Elektrownia Połaniec – produkcja z odnawialnych źródeł energii (współspalanie biomasy)	151	258	21
Produkcja ciepła [TJ]	636	653	107

Zakup energii elektrycznej na rynku hurtowym przez Enea Wytwarzanie

W I kwartale 2017 r. wolumenowa wysokość zakupów energii elektrycznej w Elektrowni Koźnice wyniosła 750,4 GWh. Zakupów dokonano na potrzeby działalności w zakresie obrotu energią 561,5 GWh. Dodatkowo, w ramach działania Rynku Bilansującego, dokonano zakupu energii w wysokości 188,9 GWh. W Segmencie Ciepło wolumen zakupów w I kwartale 2017 r. wyniósł 12,312 GWh - zakup na Rynku Bilansującym to 9,050 GWh, zakup w obrocie to 3,262 GWh. Co do zasady obrót energią (sprzedaż = zakup) jest realizowany w ramach możliwości rynkowych gwarantujących osiągnięcie zakładanego efektu finansowego oraz w celu ograniczenia skutków awarii. Zakup energii elektrycznej w ramach obrotu w I kwartale 2017 r. dotyczył głównie Elektrowni Koźnice i stanowił 75% całego zakupu energii. Zakup energii elektrycznej w ramach Rynku Bilansującego stanowił 25%. Zakup w ramach obrotu w Segmencie Ciepło wynikał z działań ograniczających koszty awarii jednostek wytwórczych i braku mocy dyspozycyjnej vs. zawarte kontrakty.

Wytwarzanie

Zakup energii elektrycznej na rynku hurtowym przez Enea Elektrownia Połaniec

Zakup energii elektrycznej na rynku hurtowym przez Enea Elektrownia Połaniec w I kwartale 2017 r. wyniósł 491 GWh.

Sprzedaż energii elektrycznej przez Enea Wytwarzanie

Wolumen sprzedaży energii elektrycznej w Enea Wytwarzanie w I kwartale 2017 r. wyniósł 3.868,8 GWh. Sprzedaż była realizowana przez poszczególne segmenty w zależności od obowiązków ustawowych i zawartych umów.

Sprzedaż energii elektrycznej w ramach sprzedaży własnej w Elektrowni Kozienice

Sprzedaż energii elektrycznej w ramach sprzedaży własnej w Elektrowni Kozienice w I kwartale 2017 r. wyniosła 3.613,0 GWh. W tym okresie Enea Wytwarzanie miała ustawowy obowiązek sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej na giełdzie towarowej (art. 49a UPE), którą wykonała na poziomie 16,4%. Pozostała sprzedaż to sprzedaż w ramach Grupy Enea 81,4% oraz na rynek bilansujący (PSE SA) 2,2%.

Sprzedaż energii elektrycznej w ramach Segmentu Ciepło

W Segmentcie Ciepło sprzedaż energii elektrycznej w I kwartale 2017 r. wyniosła 166,4 GWh - sprzedaż w ramach Grupy Enea stanowiła 94,1%, sprzedaż w ramach rynku bilansującego (PSE SA) 4,3%, a sprzedaż do odbiorców końcowych wyniosła 1,6%.

Sprzedaż energii elektrycznej w ramach Segmentu OZE

W Segmentcie OZE sprzedaż energii elektrycznej w I kwartale 2017 r. wyniosła 89,4 GWh (poza Grupą Enea - 42%, w ramach Grupy Enea - 58%).

• Sprzedaż energii elektrycznej w ramach obszaru Wiatr

Wyszczególnienie	IQ 2016	IQ 2017	Zmiana
Cena stała [tys. zł]	7 296,760	7 935,230	8,8%
Cena średnioważona [zł/MWh]	162,41	171,04	5,3%

Sprzedaż energii elektrycznej w ramach Spółek Zależnych

Sprzedaż energii elektrycznej w ramach Spółek zależnych w I kwartale 2017 r. wyniosła 19 GWh.

Sprzedaż energii elektrycznej przez Enea Elektrownia Połaniec

Sprzedaż energii elektrycznej przez Enea Elektrownia Połaniec w I kwartale 2017 r. wyniosła 2.827 GWh.

Zaopatrzenie w węgiel – Enea Wytwarzanie

Rodzaj paliwa	IQ 2016		IQ 2017		Zmiana	
	Ilość [tys. ton]	Koszt ¹⁾ [mln zł]	Ilość [tys. ton]	Koszt ¹⁾ [mln zł]	Ilość	Koszt ¹⁾
Węgiel kamienny	1 376	290	1 635	336	18,8%	15,9%
Biomasa	122	23	84	11	-31,1%	-52,2%
Olej opałowy (ciężki) ²⁾	2	1	2	3	-	200,0%
Gaz [tys. m ³] ³⁾	4 743	6	5 037	6	6,2%	-
RAZEM		320		356		11,3%

Enea Wytwarzanie – Elektrownia Kozienice

Podstawowym paliwem używanym do wytwarzania energii elektrycznej jest węgiel kamienny (miął energetyczny). Głównym dostawcą węgla dla Enei Wytwarzanie w I kwartale 2017 r. była spółka LW Bogdanka SA (ok. 91,4% dostaw). Ponadto, dostawy węgla były realizowane przez Katowicki Holding Węglowy SA [(obecnie: Polska Grupa Górnicza sp. z o.o.) ok. 7,2% dostaw], Jastrzębską Spółkę Węglową SA (ok. 1,1%) oraz Polską Grupę Górniczą sp. z o.o. [(dawniej: Kompania Węglowa SA) ok. 0,3%]. W Elektrowni Kozienice w I kwartale 2017 r. nie prowadzone było współspalania biomasy.

Enea Wytwarzanie – Segment Ciepło

Podstawowymi paliwami używanymi w Enea Wytwarzanie w Segmentcie Ciepło (Elektrociepłownia Białystok) są: węgiel i biomasa - głównie w postaci zrębki leśnej, zrębki z wierzy energetycznej, pozostałości z produkcji rolnej. W I kwartale 2017 r. ilość dostarczonej biomasy wyniosła ponad 84 000 ton, a dostawy realizowane były przez 9 podmiotów. Ok. 10% biomasy dostarczone zostało na teren Enea Wytwarzanie - Segment Ciepło transportem kolejowym. W I kwartale 2017 r. dostawy węgla do Enea Wytwarzanie - Segmentcie Ciepło były realizowane w całości przez Katowicki Holding Węglowy SA (obecnie: Polska Grupa Górnicza sp. z o.o.).

Zaopatrzenie w węgiel – Enea Elektrownia Połaniec

Rodzaj paliwa	IQ 2016		IQ 2017		Zmiana	
	Ilość [tys. ton]	Koszt ¹⁾ [mln zł]	Ilość [tys. ton]	Koszt ¹⁾ [mln zł]	Ilość	Koszt ¹⁾
Węgiel kamienny	745	163	795	153	6,7%	-6,1%
Biomasa	403	72	415	68	3,0%	-5,6%
Olej opałowy	1	2	2	3	100,0%	50,0%
RAZEM		237		224		-5,5%

Głównym dostawcą węgla dla Elektrowni Połaniec w I kwartale 2017 r. była spółka LW Bogdanka SA.

Transport węgla – Enea Wytwarzanie

Enea Wytwarzanie – Elektrownia Kozienice

Jedynym środkiem transportu wykorzystywanym dla dostaw węgla kamiennego do Elektrowni Kozienice w I kwartale 2017 r. był transport kolejowy. Przewoźnik PKP Cargo SA zrealizował 100% dostaw.

Enea Wytwarzanie – Segment Ciepło

Dostawy węgla i część dostaw biomasy (ok. 10%) do Enea Wytwarzanie - Segment Ciepło w I kwartale 2017 r. były realizowane transportem kolejowym przez przewoźnika PKP Cargo SA. Ceny paliw uwzględniały koszty ich dostaw do źródła wytwórczego Elektrociepłownia Białystok.

Transport węgla – Enea Elektrownia Połaniec

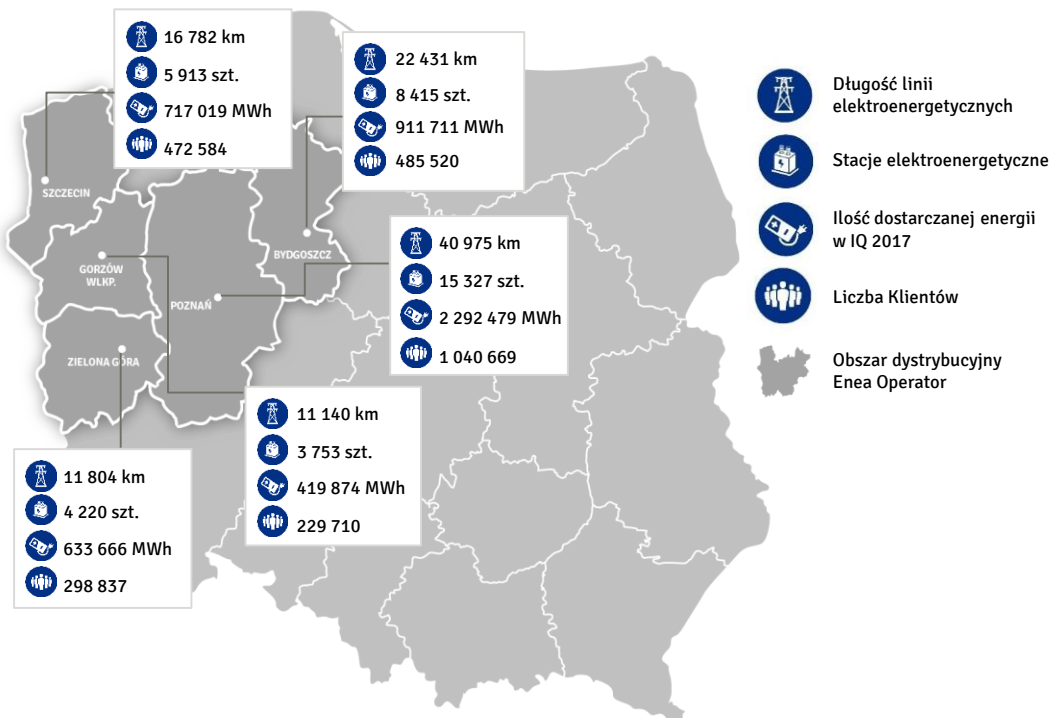
Transport węgla w Enea Elektrownia Połaniec realizowany był przez PKP Cargo SA (ok. 70%) oraz CTL Logistics sp. z o.o. (ok. 30%).

¹⁾ Z transportem

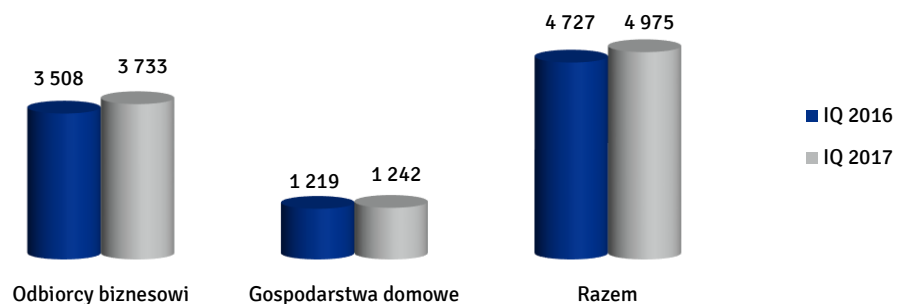
²⁾ Paliwo rozpałkowe w Elektrowni Kozienice

³⁾ Używany do produkcji energii elektrycznej i ciepłej w MEC Piła oraz energii ciepłej w PEC Oborniki

Dystrybucja



Sprzedaż usług dystrybucyjnych [GWh]



Wskaźniki techniczne

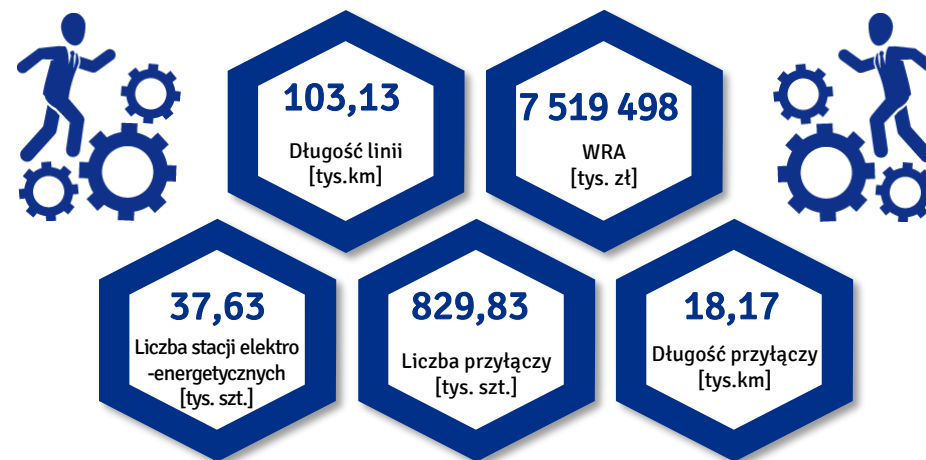
Wyszczególnienie:	IQ 2016	IQ 2017	Zmiana
SAIDI przerwy planowane i nieplanowane z katastrofalnymi (WN, SN) [minuty]	38,85	40,79	5,95%
SAIFI przerwy planowane i nieplanowane z katastrofalnymi (WN, SN) [szt.]	0,71	0,76	7,04%
% realizacji umów w terminie ref. 18 m-cy (IV gr.) [%]	86,39%	96,79%	10,40 p.p.
% realizacji umów w terminie ref. 18 m-cy (V gr.) [%]	93,22%	96,05%	2,83 p.p.

Pozostałe wskaźniki techniczne

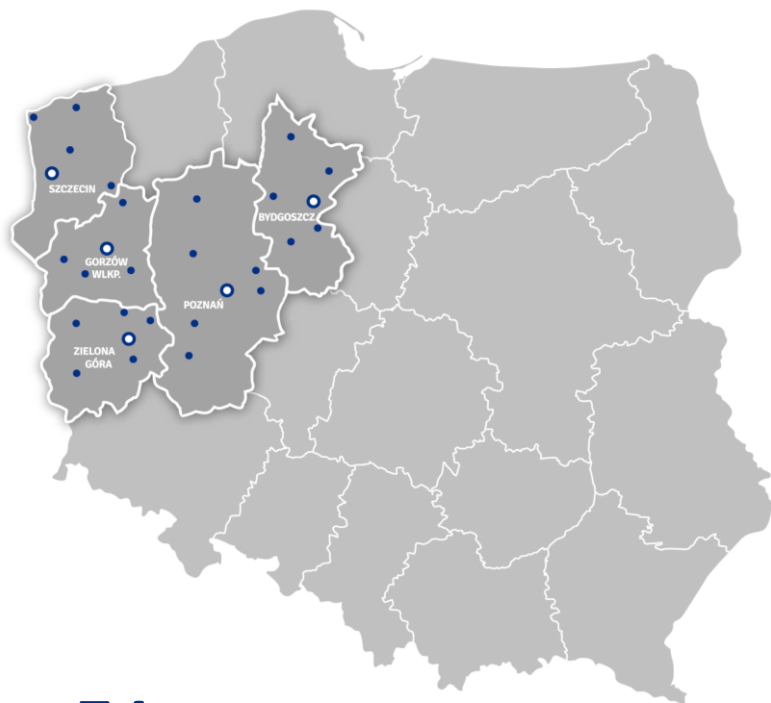
Wyszczególnienie:	IQ 2016	IQ 2017	Zmiana
Wskaźnik strat sieciowych [%]	7,20	5,77	1,43 p.p.

Sprzedaż usług dystrybucyjnych i liczba odbiorców

Wyszczególnienie:	IQ 2016	IQ 2017	Zmiana
Sprzedaż usług dystrybucyjnych [GWh]	4 727	4 975	5,24%
Liczba odbiorców [szt.]	2 496 875	2 527 320	1,22%



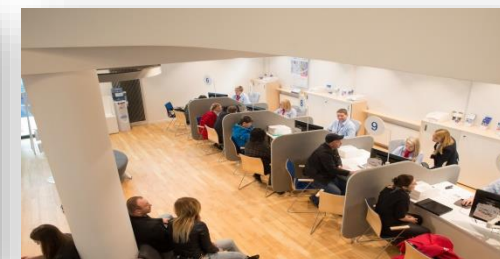
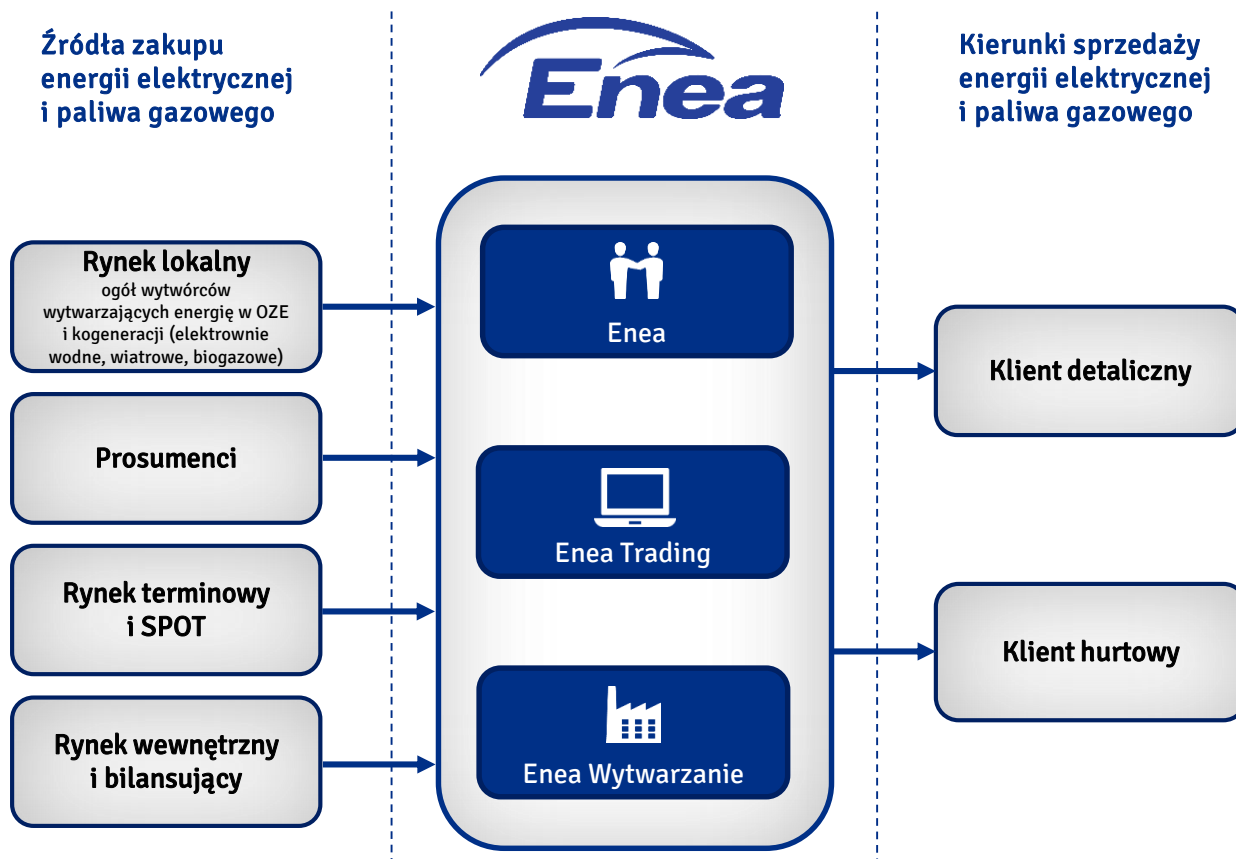
Obrót



31 nowoczesnych Biur Obsługi Klienta

- Biuro Obsługi Klienta
- Obszar dystrybucyjny Enea Operator

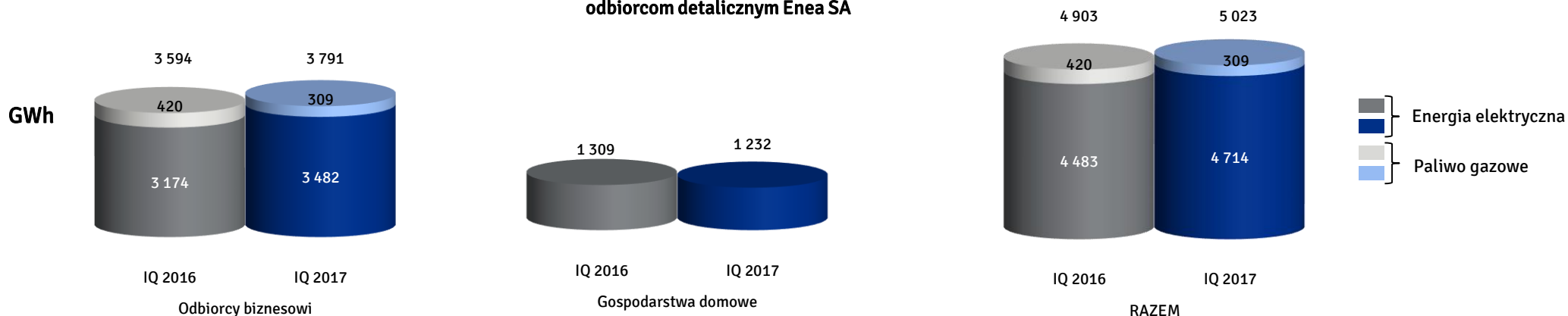
Poniższy schemat prezentuje zależności operacyjne pomiędzy spółkami z Grupy Enea oraz partnerami biznesowymi i Klientami w obszarze Obrótu:



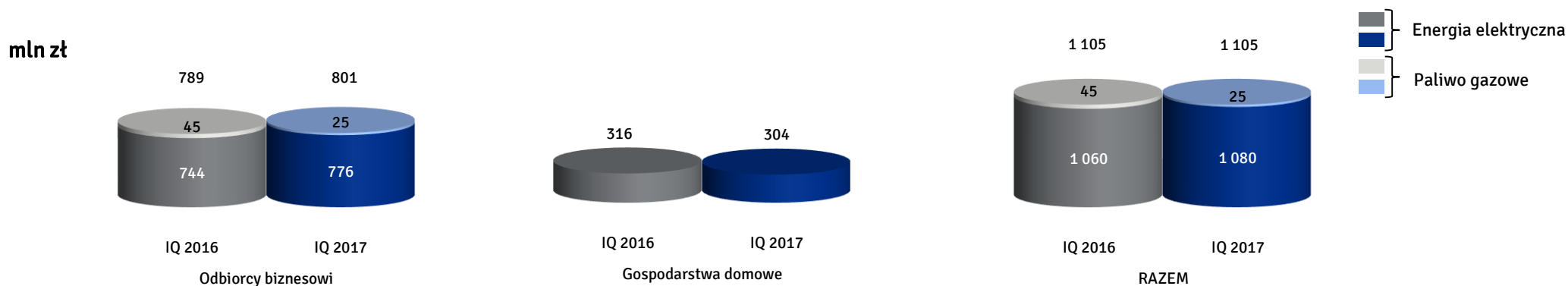
Obrót

Sprzedaż energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym realizowana jest w głównej mierze przez Enea SA. W I kwartale 2017 r. w stosunku do analogicznego okresu 2016 r. nastąpił wzrost łącznego wolumenu sprzedaży o 120 GWh, tj. o ponad 2%. Wzrost wolumenu sprzedaży dotyczył energii elektrycznej i nastąpił w segmencie odbiorców biznesowych (o 308 GWh, tj. o blisko 10%). Natomiast w przypadku paliwa gazowego odnotowano spadek sprzedaży (o 111 GWh, tj. o ponad 26%), który wynikał głównie ze zmiany portfela odbiorców. Łączny wzrost wolumenowy sprzedaży energii elektrycznej w segmencie odbiorców biznesowych przełożył się na zwiększenie przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 32 mln zł, tj. o ponad 4%, w stosunku do analogicznego okresu 2016 r. Natomiast spadek przychodów ze sprzedaży paliwa gazowego wynikał ze spadku zarówno wolumenu, jak i średniej ceny sprzedaży. W efekcie łączny przychód ze sprzedaży w I kwartale 2017 r. utrzymał się na tym samym poziomie co w analogicznym okresie roku ubiegłego.

Sprzedaż energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym Enea SA



Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym Enea SA



Strategia Rozwoju Grupy Kapitałowej Enea w perspektywie do 2030 roku

Misja

Enea dostarcza stale doskonalone produkty i usługi, wyprzedzając oczekiwania Klientów dzięki zmotywowanym zespołom pracującym w przyjaznej, bezpiecznej i innowacyjnej organizacji

Wizja

Enea jest wiodącym dostawcą zintegrowanych produktów i usług surowcowo-energetycznych oraz innych innowacyjnych usług dla szerokiego grona Klientów, cenionym za jakość, kompleksowość i niezawodność

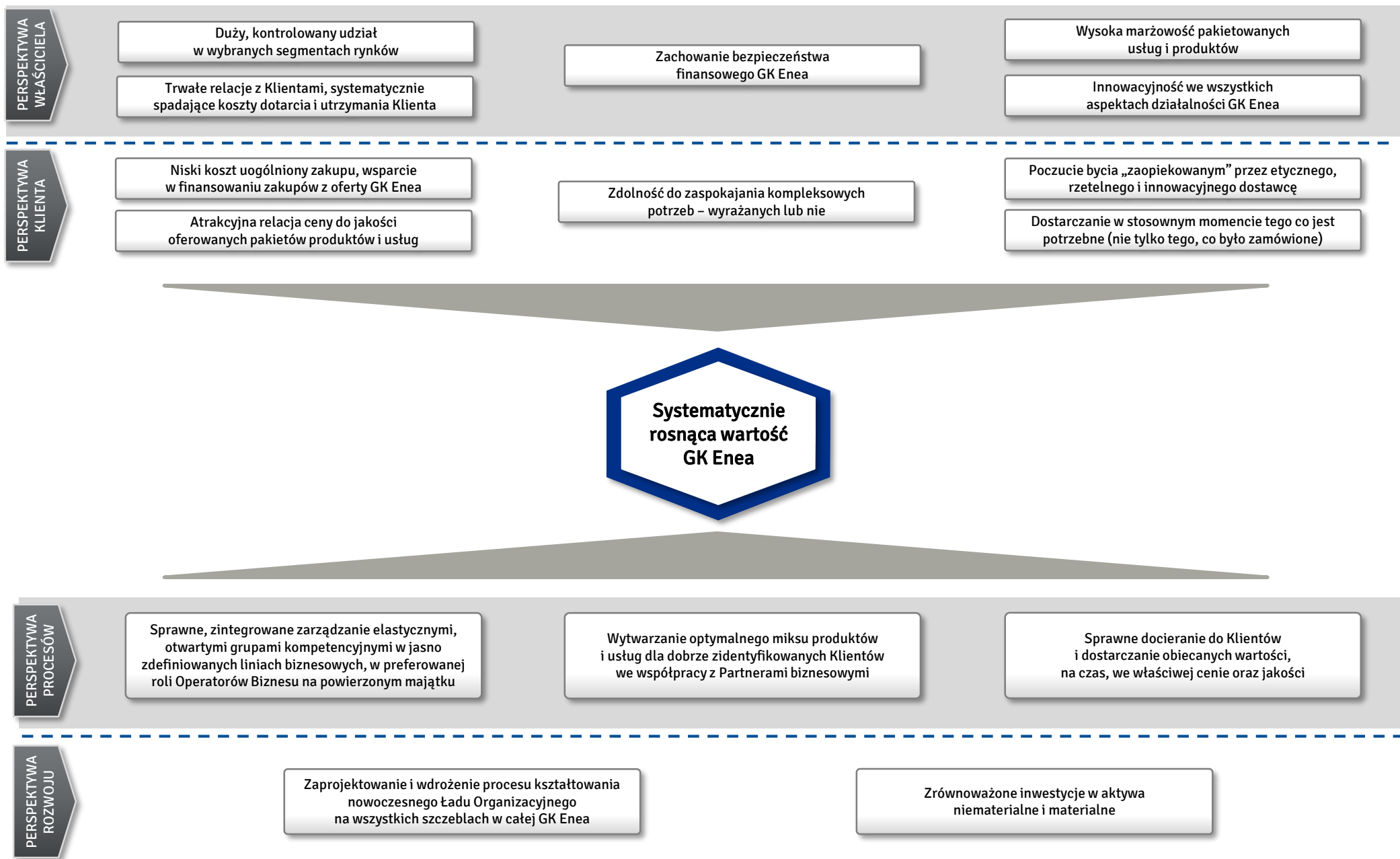


29 września 2016 r. Rada Nadzorcza Enei zatwierdziła dokument pn. „Strategia Rozwoju Grupy Kapitałowej Enea w perspektywie do 2030 roku”. Zdefiniowane w Strategii nowe kierunki rozwoju zakładają, że GK Enea będzie:

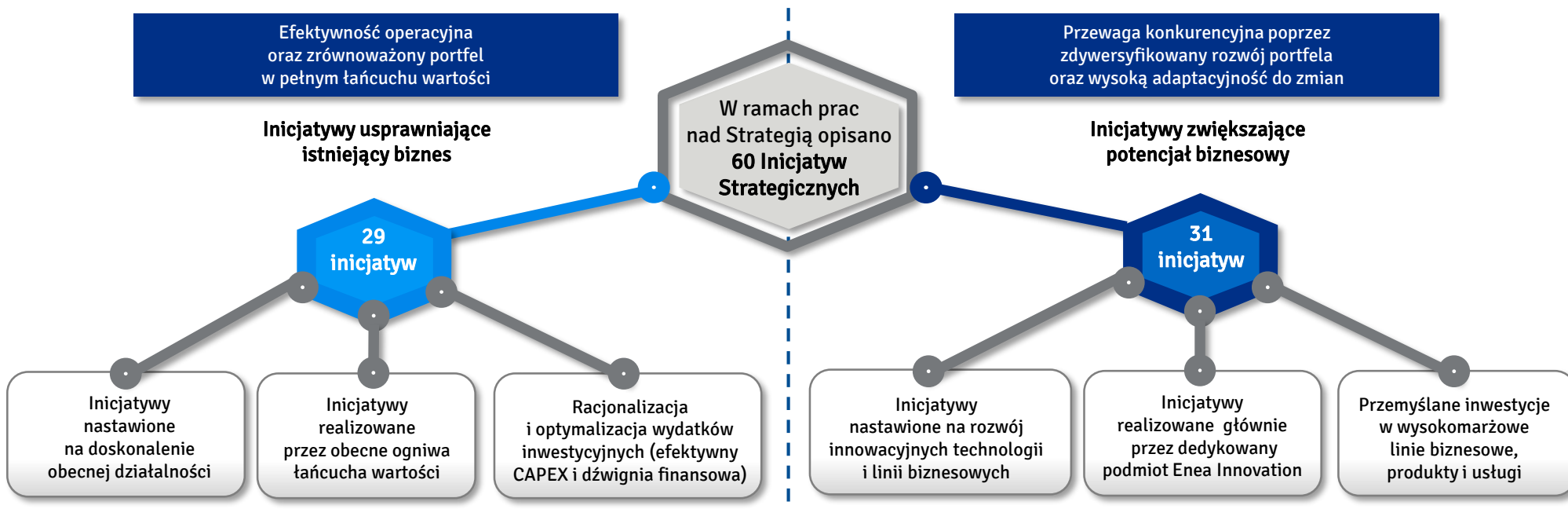


1. **INNOWACYJNA:** lider w identyfikacji, ocenie potencjału oraz wdrażaniu przedsięwzięć innowacyjnych na dużą skalę
2. **MULTIUSŁUGOWA:** zdywersyfikowany portfel świadczonych usług, stabilne źródła przychodów
3. **WYSOKOSPECJALISTYCZNA:** specjalistyczna wiedza, kompetencje oraz dojrzałość w działalności w sektorze surowcowo – energetycznym
4. **ODDZIAŁUJĄCA NA OTOCZENIE:** lider pozytywnych zmian w branży elektroenergetycznej w Polsce
5. **SKUTECZNIE WYKORZYSTUJĄCA SZANSE RYNKOWE:** analiza otoczenia zewnętrznego, elastyczne reagowanie na pojawiające się możliwości, kreator popytu na nowe dobra
6. **NIEZAWODNA:** istotny wkład w bezpieczeństwo energetyczne Polski

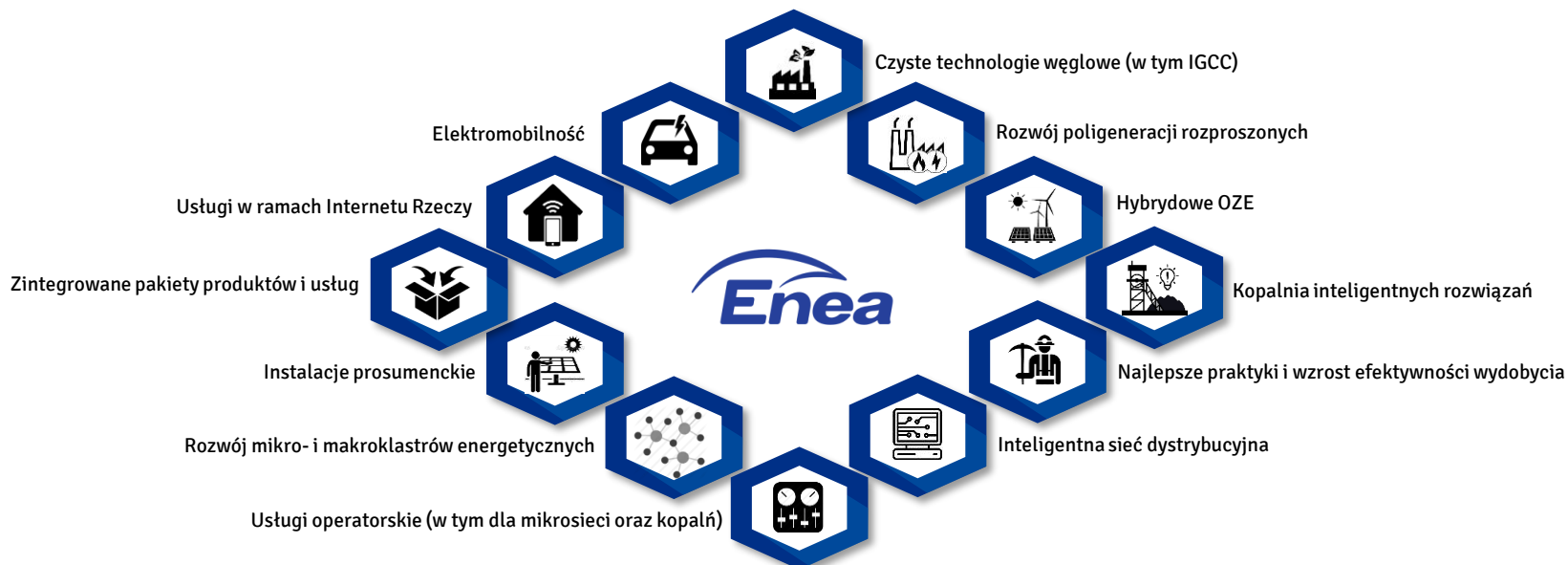
Celem nadrzędnym określonym w strategii jest wzrost wartości GK Enea dla akcjonariuszy. Dla uzyskania trwałej przewagi konkurencyjnej, Enea zdefiniowała 15 celów strategicznych w ramach czterech perspektyw.



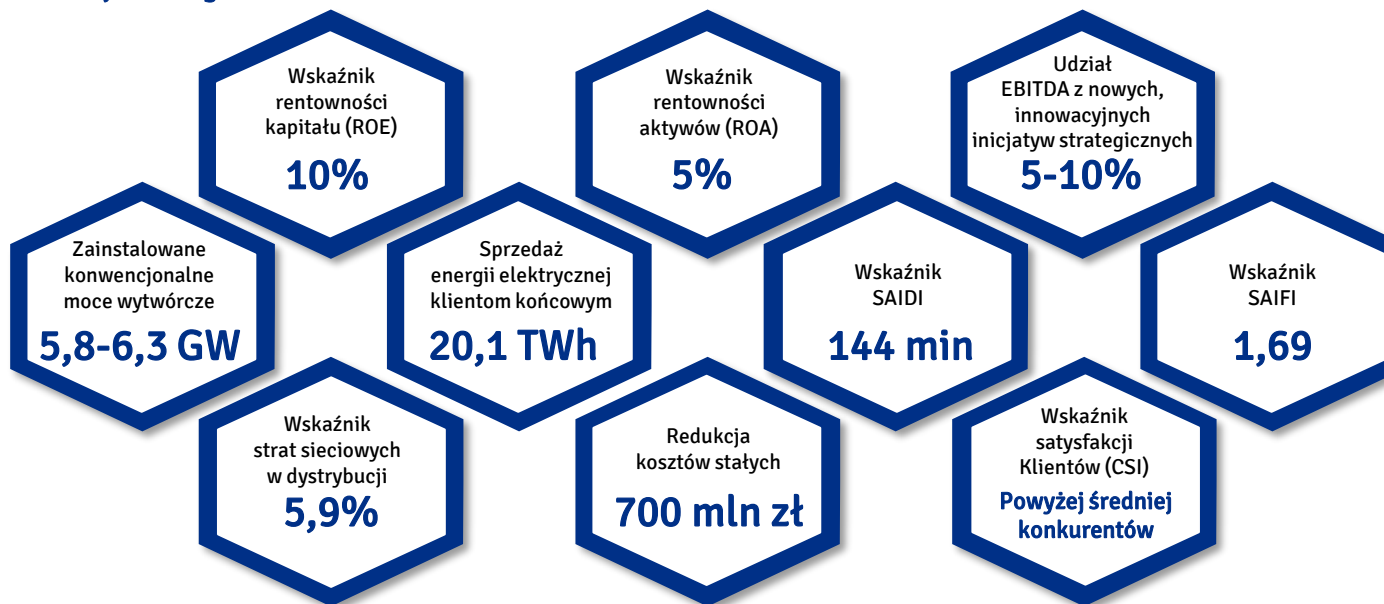
Enea zdefiniowała ponad 50% innowacyjnych inicjatyw zwiększających potencjał biznesowy ...



... których realizacja będzie wspierać m.in. rozwój innowacyjnych produktów, usług i linii biznesowych GK Enea



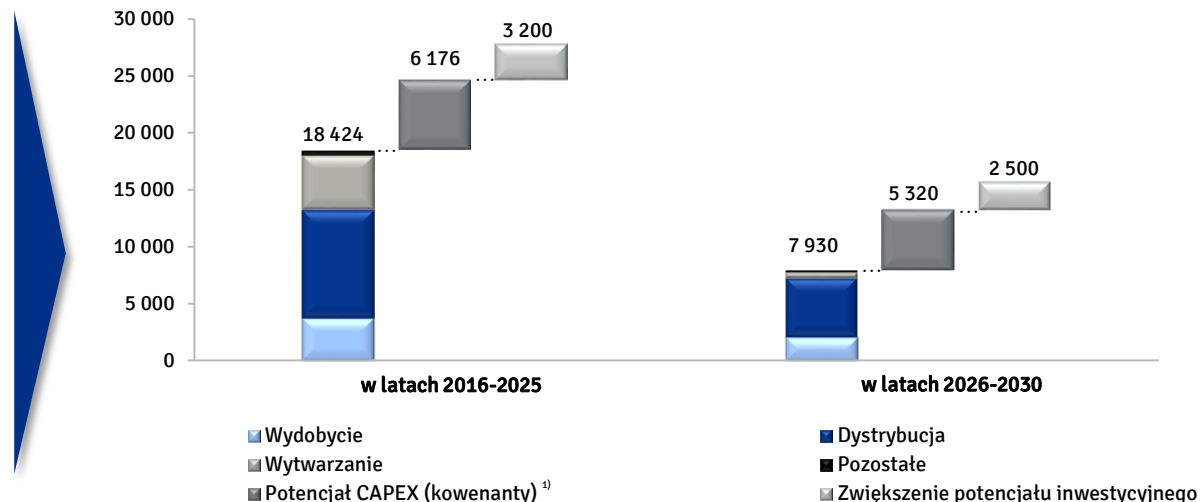
Wskaźniki GK Enea w wyniku realizacji Strategii



Podstawowy budżet inwestycyjny w wysokości 26,4 mld zł

Szacowane nakłady inwestycyjne GK Enea w latach 2016-2030 [mln zł, ceny bieżące]

Obszar	2016-2025	2026-2030
Wydobycie	3 712	2 080
Dystrybucja	9 501	5 193
Wytwarzanie	4 808	504
Pozostałe	403	153
Potencjał CAPEX ¹⁾	6 176	5 320
Zwiększenie potencjału inwestycyjnego ²⁾	3 200	2 500
ŁĄCZNIE GK ENEA	27 800	15 750



1) Potencjał CAPEX zachowując wskaźnik dług netto / EBITDA na bezpiecznym poziomie
 2) Zwiększenie potencjału inwestycyjnego o 5,7 mld zł w wyniku realizacji innowacyjnych inicjatyw strategicznych (wzrost EBITDA)

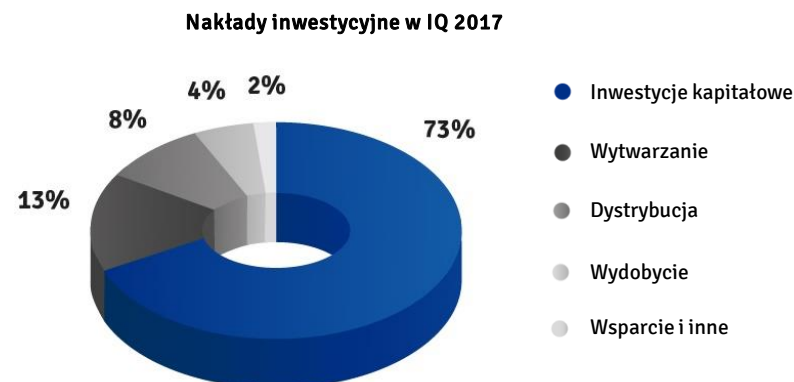
Perspektywy rozwoju w 2017 r.

Obszar	Perspektywa 2017 r. vs 2016 r.	Główne czynniki	Realizacja
Wydobycie	Neutralna	(+/-) Stabilizacja ceny węgla (+) Budowa nowych chodników (+) Modernizacja majątku (+) Stała poprawa efektywności	(-) Podtrzymanie perspektywy (+) Podtrzymanie perspektywy (+) Podtrzymanie perspektywy (+) Podtrzymanie perspektywy
Energetyka konwencjonalna	Spadek	(-) Spadek cen energii (-) Niższy limit darmowych CO ₂ (-) Wzrost cen węgla (-) Spadek produkcji energii elektrycznej (+) Optymalizacja procesów wewnętrznych	(-) Podtrzymanie perspektywy (-) Podtrzymanie perspektywy (-) Podtrzymanie perspektywy (-) Podtrzymanie perspektywy (+) Podtrzymanie perspektywy
Odnawialne Źródła Energii	Spadek	(-) Utrzymujący się poziom cen Praw Majątkowych OZE „zielonych” (+) Wzrost ceny i wolumenu Praw Majątkowych OZE „błękitnych” (+) Wzrost produkcji energii elektrycznej (+) Optymalizacja kosztów obszaru OZE	(-) Podtrzymanie perspektywy (+) Podtrzymanie perspektywy (+) Podtrzymanie perspektywy (+) Podtrzymanie perspektywy
Dystrybucja	Spadek	(-) Spadek WACC o 0,042 p.p. do poziomu 5,633% (-) Koszty operacyjne modelowe zgodnie z opublikowanym przez URE dokumentem „Koszty operacyjne dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na lata 2016 – 2020” (+) Optymalizacja zarządzania majątkiem oraz racjonalizacja usług obcych (+) Prace nad poprawą jakości usług (obniżenie wskaźników SAIDI i SAIFI)	(-) Podtrzymanie perspektywy (-) Podtrzymanie perspektywy (+) Podtrzymanie perspektywy (+) Podtrzymanie perspektywy
Obrót	Neutralna	(-) Wzrost konkurencji w obszarze obrotu (+) Rozwój kanałów sprzedaży i oferty produktowej (-) Postępująca erozja marży w segmencie obrotu	(-) Podtrzymanie perspektywy (+) Podtrzymanie perspektywy (-) Podtrzymanie perspektywy

Nakłady inwestycyjne w IQ 2017

Nakłady inwestycyjne [mln zł]	IQ 2016	IQ 2017	Zmiana %	Plan 2017
Wytwarzanie	135,4	244,6	80,6%	1 229,9
Dystrybucja	174,9	150,0	-14,2%	970,5
Wydobycie	60,8	65,4 ¹⁾	7,6%	385,6
Wsparcie i inne	9,7	34,3	253,6%	172,5
Inwestycje kapitałowe	-	1 347,1	-	-
RAZEM	380,8	1 841,4	383,6%	2 758,5

1) Kwota nie obejmuje 0,3 mln zł nakładów poniesionych w I kwartale 2017 r. przez spółki zależne LW Bogdanka SA



Inwestycje zrealizowane w IQ 2017



- Pozyskanie nowych koncesji:
 - ubieganie się o koncesję na wydobycie w obszarze Ostrów oraz K-6 i K-7
- Utrzymanie parku maszynowego - zakup i montaż maszyn oraz urządzeń oraz remonty okresowe, zakup i montaż przenośnika taśmowego oraz urządzeń gotowych pozostałych
- Inne inwestycje rozwojowe i odtworzeniowe:
 - wykonanie 7,9 km nowych wyrobisk
 - rozbudowa obiektu unieszkodliwiania odpadów wydobywczych
 - inwestycje odtworzeniowe w Zakładzie Przeróbki Mechanicznej Węgla, m.in. modernizacje konstrukcji stalowych i załadowni kamienia
 - zabudowa żurawia wieżowego

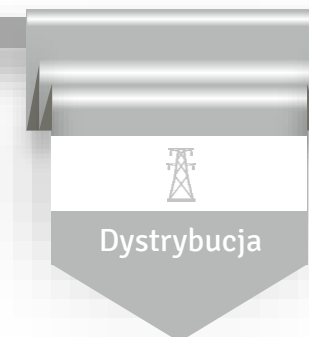


Enea Wytwarzanie:

- kolejne etapy budowy bloku energetycznego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem kamiennym o mocy 1.075 MW_e
- uruchomienie bloku nr 3 po modernizacji
- blok nr 4 - uzyskanie pozwolenia na użytkowanie i przekazanie do eksploatacji instalacji katalitycznego odazotowania spalin (SCR)
- kontynuacja zabudowy instalacji SCR dla bloków nr 4-8
- uzyskanie pozwolenia na użytkowanie dla Budowy oczyszczalni ścieków deszczowo-przemysłowych
- kontynuacja zabudowy instalacji SCR wraz z modernizacją elektrofiltrów dla bloków nr 9 i 10 w ramach programu modernizacji bloków 2 x 500 MW

Enea Elektrownia Połaniec:

- wykonanie połączenia między instalacją SCR a kotłem dla bloku nr 7



- Zakończenie realizacji szeregu inwestycji na średnim napięciu związanych z rozbudową, automatyzacją i modernizacją stacji oraz sieci elektroenergetycznych
- Kontynuacja istniejących i rozpoczęcie nowych inwestycji, których realizacja będzie prowadzona w trakcie 2017 r. i w latach następnych
- Kontynuacja usprawniania procesów przyłączania Klientów do sieci elektroenergetycznej
- Kontynuacja rozwoju narzędzi informatycznych wspomagających zarządzanie siecią

Inwestycje planowane do końca 2017 r. w ramach aktualnie posiadanych aktywów

Wydobycie

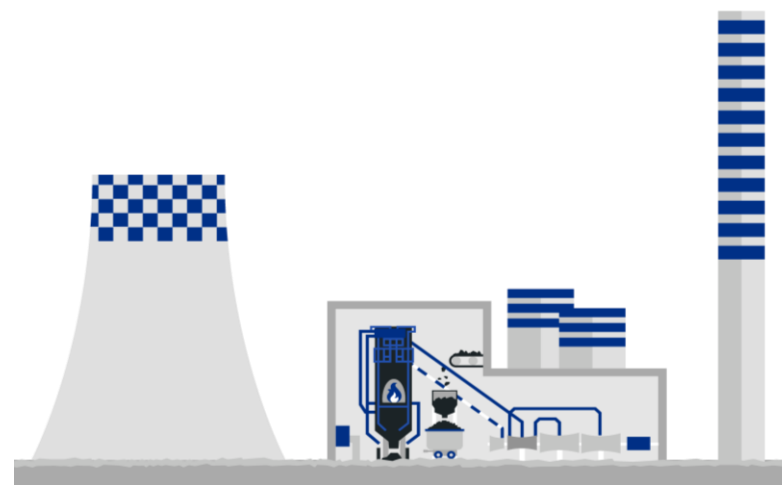
Inwestycje rozwojowe	<p>Pozyskanie nowych koncesji:</p> <ul style="list-style-type: none"> kontynuacja procesu ubiegania się o uzyskanie koncesji w obszarach K-6, K-7 oraz „Ostrów” rozpoczęcie prac rozpoznawczych w „Orzechowie” <p>Utrzymanie parku maszynowego:</p> <ul style="list-style-type: none"> zakup i montaż nowych maszyn i urządzeń modernizacje i remonty maszyn i urządzeń
Inwestycje operacyjne	<p>Nowe wyrobiska i modernizacja istniejących:</p> <ul style="list-style-type: none"> wykonanie wyrobisk, głównie chodników przyścianowych, przecinek ścianowych oraz pozostałych wyrobisk technologicznych i udostępniających, umożliwiających eksploatację ścian modernizacje wyrobisk górniczych
Inne inwestycje	<p>Inne inwestycje rozwojowe i odtworzeniowe:</p> <ul style="list-style-type: none"> rozbudowa obiektu unieszkodliwiania odpadów wydobywczych w Bogdance kontynuacja prac związanych z Zintegrowanym systemem zarządzania produkcją oraz projektem „Kopalnia Inteligentnych Rozwiązań”

Wytwarzanie

Enea Wytwarzanie	Nowe	<ul style="list-style-type: none"> Modernizacja bloku nr 3 Modernizacja bloku nr 8 Modernizacja bloku nr 10
	Kontynuowane	<ul style="list-style-type: none"> Budowa bloku energetycznego nr 11 (zakończenie w 2017 r.) Instalacja Odsiarczania Spalin IOS IV – w zakresie kanałów spalin Zabudowa instalacji odazotowania spalin – SCR dla bloków nr 4-8 (zakończenie w 2017 r.) Zabudowa instalacji odazotowania spalin SCR dla bloków nr 9-10 (zakończenie w 2018 r.) Modernizacja ujęcia wody chłodzącej – tymczasowy próg stabilizujący na rzece Wiśle (zakończenie w 2017 r.) Modernizacja składowiska żużla i popiołu
	Segment Ciepło	<ul style="list-style-type: none"> Zabudowa instalacji odsiarczania spalin kotłów K7 i K8 (zakończenie w 2017 r.)
	Segment OZE	<ul style="list-style-type: none"> Poszukiwanie okazjonalnych projektów inwestycyjnych i akwizycyjnych
Enea Elektrownia Połaniec		<ul style="list-style-type: none"> Zabudowa instalacji SCR dla bloków nr 2, 3, 7 (zakończenie w 2017 r.) i dla bloku nr 4 (zakończenie w 2018 r.)

Dystrybucja

Nowe	<ul style="list-style-type: none"> Budowa GPZ Choszczno II i GPZ Recz Budowa GPZ Garbary oraz budowa linii 110 kV Garbary – Cytańca, Garbary - EC Karolin Budowa RS Garaszewo oraz budowa linii 110 kV Kromolice – Nagradowice, Kromolice – Gądkki, Kromolice – Swarzędz Budowa linii 110 kV Piła Krzewina – Miasteczko Krajeńskie oraz przebudowa GPZ Miasteczko Krajeńskie Przebudowa GPZ Wronki Przebudowa GPZ Piła Południe Przebudowa GPZ Żary
Kontynuowane	<ul style="list-style-type: none"> Kontynuacja programu rozwoju rozwiązań sieci inteligentnych (AMI) w zakresie pilotażu inteligentnych liczników i instalacji liczników bilansujących Kontynuacja programu poprawy niezawodności pracy sieci Kontynuacja projektu System Informacji o Sieci Budowa i modernizacja szeregu elementów infrastruktury sieciowej, takich jak linie wysokiego, średniego i niskiego napięcia oraz stacje transformatorowe, w tym m.in.: <ul style="list-style-type: none"> Przebudowa GPZ Kostrzyn Przebudowa GPZ Jachcice Przebudowa GPZ Pakość Przebudowa linii 110 kV Morzyczyn – Drawski Młyn (w tym Dobięgniew – Krzęcin) Przebudowa linii 110 kV Zielomyśl – Międzyrzecz Przebudowa linii 110 kV Górzycza – Stubice Przebudowa linii 110 kV Gryfino – Żydowce Przebudowa linii 110 kV Dąbie – Morzyczyn Przebudowa linii 110 kV Glinki – Żelechowo



Status prac przy kluczowych projektach inwestycyjnych

Inwestycja	Status projektu	CAPEX IQ 2017 [mln zł]	Całkowity CAPEX [mln zł]	Zaawansowanie prac (%)	Planowany termin zakończenia		
Enea Wytwarzanie	Budowa bloku energetycznego nr 11 o mocy 1.075 MW	<p>W I kwartale 2017 r. zakończono następujące prace na terenie budowy:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Montaż instalacji elektrycznych i AKPiA sprężarkowni powietrza • Zimny rozruch kotłowni rozruchowej • Zimny rozruch systemu pompowni wody surowej • Zimny rozruch w zakresie elektrofiltru • Wystawienie raportu o gotowości pola 400 kV do podania napięcia • Zakończenie montażu AKPiA układu oleju rozpałkowego 	<ul style="list-style-type: none"> • Przepłukanie głównego układu wody ruchowej i układu oleju uszczelniającego generator • Przeprowadzenie prób i testów w zakresie wag i próbobiorników • Zakończenie gorącego rozruchu układu nawęglania w zakresie rozładunku węgla na place węglowe, rozładowanie 12 tys. ton węgla na place węglowe • Zasilenie energią elektryczną 400kV transformatorów BAT 10-30, BBT 10-20 	181,9	5 744,6	96%	2017
	Instalacja Odsiarczania Spalin IOS IV	Przekazane do eksploatacji zostały: jednostka główna IOS IV, kanały spalin, wentylatory wspomagające, komin nr 3, zasilanie IOS IV. Wszystkie urządzenia i instalacje pracują zgodnie z założonymi w umowach parametrami technicznymi. Pozostaje jedynie do wykonania zakres związany z redukcją parametru ChZT „chemicznego zapotrzebowania na tlen” w ściekach oczyszczonych z instalacji IOS IV		0	288,3	99%	2016
	Modernizacja bloku nr 3	28 marca 2017 r. blok nr 3 został przekazany do eksploatacji. Trwają jeszcze pozostałe prace niezwiązane z postojem bloku		8,3	14,1	99%	2017
	Modernizacja bloku nr 8	6 marca 2017 r. blok nr 8 został przekazany do modernizacji. Zgodnie z harmonogramem postój bloku ma się zakończyć 18 lipca 2017 r.		1,5	13,8	20%	2017
	Modernizacja bloku nr 9 w ramach Programu modernizacji bloków 2 x 500 MW	W 2018 r. planowana jest modernizacja bloku nr 9. Aktualnie przygotowywane są zakresy rzeczowe i dokumenty przetargowe dotyczące prac związanych z tą modernizacją. Podpisana została umowa na część turbinową i kotłową		0	90,0	1%	2018
	Modernizacja ujęcia wody chłodzącej - próg stabilizujący na rzece Wiśle	Projekt znajduje się w fazie przygotowania do realizacji. Obecnie trwa proces uzyskiwania decyzji środowiskowej (Raport Oceny Oddziaływania na Środowisko został uzupełniony i przesłany do Burmistrza)		0,2	33,0	2%	2017
	Zabudowa instalacji katalitycznego odazotowania spalin wraz z modernizacją elektrofiltrów dla kotłów AP - 1650 bloków nr 9 i 10 w ramach Programu modernizacji bloków 2 x 500 MW	30 września 2016 r. podpisano umowę z firmą Rafako na wykonanie zabudowy instalacji katalitycznego odazotowania spalin wraz z modernizacją elektrofiltrów dla kotłów AP - 1650 bloków nr 9 i 10. Trwa ocena ofert w przetargu na wybór Inżyniera Umowy		1,5	314,2	4%	2017
	Zabudowa instalacji odazotowania spalin - SCR dla bloków nr 4-8	Zakończono budowę instalacji odazotowania spalin SCR na blokach nr 4, 5, 6 i 7 oraz części wspólnej dla instalacji SCR dla bloków nr 4-8. Aktualnie wykonywana jest instalacja SCR dla bloku nr 8		11,3	203,7	93%	2017
	Zabudowa instalacji odsiarczania spalin kotłów K7 i K8	Zawarto Umowę z NFOŚiGW na dofinansowanie inwestycji w formie kredytu. 2 lutego 2016 r. wybrano Inżyniera Umowy. 28 kwietnia 2016 r. uprawomocniło się pozwolenie na budowę IOS K7 i K8. Trwa realizacja projektu		22,4	105,5	70%	2017
	Modernizacja bloku nr 10 w ramach Programu modernizacji bloków 2 x 500 MW	W 2017 r. planowana jest modernizacja bloku nr 10. Aktualnie przygotowywane są zakresy rzeczowe i dokumenty przetargowe dotyczące prac związanych z modernizacją bloku nr 10. Podpisana została umowa na część turbinową i kotłową		1,4	88,1	7%	2018
Enea Elektrownia Potaniec	Zabudowa instalacji SCR - bloki nr 2, 3, 7	Zakończenie podłączenia części zewnętrznej na blokach nr 7 i 2. Strojenie układu na bloku nr 7		1,7	157,5	90%	2017
	Zabudowa instalacji SCR - blok nr 4	Trwają prace wykonawcze części zewnętrznej instalacji odazotowania spalin SCR na bloku nr 4		0	34,4	55%	2018

Działania zrealizowane w IQ 2017

Działania do zrealizowania do końca 2017 r.

Obszar Handlu Detalicznego

- Wdrożenie systemu analitycznego wspomagającego prognozowanie i zarządzanie portfelem zakupowo-sprzedażowym
- Zakończenie badań i publikacja wyników satysfakcji Klienta
- Wprowadzenie wiosennej promocji programu lojalnościowego Strefa Zakupów
- Uruchomienie akcji edukacyjno – informacyjnej ostrzegającej przed nieuczciwymi sprzedawcami energii
- Promowanie elektronicznego Biura Obsługi Klienta (eBOK)

Obszar Obsługi Klienta

- Zakończenie wdrożenia pierwszego etapu multikanalowej platformy Contact Center, które przełożyło się na wzrost niezawodności / bezpieczeństwa funkcjonowania zdalnych kanałów obsługi Klienta
- Zakończenie postępowania na wybór wykonawców projektów wielobranżowych, dostawców mebli, systemu kolejkowego dla wszystkich planowanych wizualizacji Biur Obsługi
- Zakończenie postępowania na wybór wykonawców prac budowlanych na modernizację biur obsługi klienta w Chojnicach oraz CH Pestka w Poznaniu
- Zakończenie opracowania koncepcji funkcjonowania obszarów Pionu Wsparcia i Pionu Rozliczeń w zakresie definiowania procesów oraz określenia zmian w ich realizacji

Obszar Handlu Hurtowego

- Opracowanie metodyki analizy skutków projektowanego mechanizmu rynku mocy
- Udoskonalenie modelu cenowych ścieżek długoterminowych dla produktów notowanych na rynkach hurtowych
- Zawarcie umów ramowych umożliwiających transakcje z EEP dotyczących energii elektrycznej, uprawnień do emisji CO₂ oraz aktualizacja umowy na prawa majątkowe

- Rozwijanie programu lojalnościowego dla Klientów (Strefa Zakupów)
- Wprowadzenie nowych produktów dla gospodarstw domowych i Klientów biznesowych
- Komunikowanie nowych produktów
- Monitorowanie satysfakcji i jakości obsługi Klienta
- Promowanie nowych narzędzi komunikacji i obsługi
- Realizowanie okresowych akcji marketingowych w celu pozyskiwania kontaktów i promocji oferty produktowej

- Wizualizacja wybranych Biur Obsługi Klienta
- Wzrost jakości i zakresu świadczonej obsługi poprzez zdalne kanały kontaktu osiągnięty poprzez zwiększenie katalogu spraw Klienta realizowanych przy pierwszym kontakcie
- Wdrożenie zmian w procesach realizowanych w Pionie Wsparcia i Pionie Rozliczeń
- Zakończenie wdrożenia drugiego i trzeciego etapu multikanalowej platformy Contact Center, dzięki której Klientom zostanie udostępniony nowy kanał kontaktu - czat oraz serwis samoobsługowy IVR (Interactive Voice Response)
- Zakończenie pierwszego etapu rozwoju elektronicznej obsługi klientów, w tym wdrożenie nowych podstron obsługowych, wdrożenie nowych funkcjonalności w eBOK oraz wypracowanie założeń do aplikacji mobilnej

- Opracowanie modelu kontraktacji energii elektrycznej z OZE dla instalacji o mocach zainstalowanych od 500kW wzwyż, po ustaniu obowiązku zakupu energii przez sprzedawcę zobowiązanego, tj. od 1 stycznia 2018 r.
- Adaptacja do zmian wynikających ze zwiększenia aktywów wytwórczych w Grupie Enea w zakresie doskonalenia narzędzi i metod zarządzania portfelem i zabezpieczenia pozycji w ramach pełnego łańcucha wartości dodanej
- Doskonalenie narzędzi i modeli analitycznych wspierających hedging oraz proprietary trading na rynkach krajowych oraz zagranicznych
- Opracowanie modelu fundamentalnego cenowych ścieżek długoterminowych dla węgla kamiennego
- Rozwój narzędzi wspomagających generację rozproszoną w związku ze zmianami mechanizmu wsparcia źródeł odnawialnych wchodzących w życie po 1 stycznia 2018 r.
- Kontraktacja dostaw paliw produkcyjnych pod planowaną produkcję energii elektrycznej na rok 2018
- Koordynacja zasad planowania i kontraktacji wynikająca z rozszerzenia portfela paliw



Źródła finansowania programu inwestycyjnego

Enea SA finansuje program inwestycyjny wykorzystując nadwyżki finansowe z prowadzonej działalności gospodarczej oraz zadłużenie zewnętrzne. Grupa Kapitałowa Enea realizuje model finansowania inwestycji, w którym Enea SA pozyskuje zewnętrzne źródła finansowania i dystrybuuje je do spółek zależnych. W dalszych działaniach Enea SA będzie koncentrować się na zapewnieniu odpowiedniej dywersyfikacji zewnętrznych źródeł finansowania dla inwestycji zaplanowanych w Strategii Grupy Kapitałowej Enea w celu optymalizowania wysokości kosztów i terminów spłaty zadłużenia.



Umowa programowa w sprawie programu emisji obligacji do kwoty 3 mld zł

Enea SA posiada zawartą umowę programową dot. programu emisji obligacji do kwoty 3 mld zł z bankami pełniącymi funkcję Gwarantów emisji, tj.: PKO BP SA, Bankiem Pekao SA, BZ WBK SA oraz Bankiem Handlowym w Warszawie SA. Finansowanie jest niezabezpieczone na aktywach Grupy Kapitałowej Enea. Środki pozyskane z tego programu są przeznaczone na realizację projektów inwestycyjnych w Grupie Enea, w tym m.in. na budowę opalanego węglem kamiennym bloku energetycznego na parametry nadkrytyczne o mocy elektrycznej 1.075 MW_e brutto, która jest realizowana w ramach działalności Enea Wytwarzanie. W I kwartale br. Enea SA nie emitowała obligacji w ramach niniejszego programu. Na 31 marca 2017 r. wartość wyemitowanych w ramach ww. Programu obligacji wynosiła łącznie 1.951 mln zł.

65% 

Stopień wykorzystania
źródła finansowania



Umowa programowa w sprawie programu emisji obligacji do kwoty 5 mld zł

30 czerwca 2014 r. Enea SA zawarła umowę programową dotyczącą programu emisji obligacji do kwoty 5 mld zł z bankami pełniącymi rolę dealerów: ING Bankiem Śląskim SA, PKO BP SA, Bankiem Pekao SA i mBankiem SA. W ramach Programu Enea może emitować obligacje o okresie zapadalności do 10 lat, a Banki dealerzy zobowiązani są dochować należytej staranności przy oferowaniu nabycia obligacji inwestorom rynkowym. W I kwartale br. Enea SA nie emitowała obligacji w ramach niniejszego programu. Na 31 marca 2017 r. wartość wyemitowanych w ramach ww. Programu obligacji wynosiła łącznie 1.500 mln zł.

30% 

Stopień wykorzystania
źródła finansowania



Umowy programowe w sprawie programu emisji obligacji gwarantowane przez BGK

15 maja 2014 r. Enea SA zawarła umowę programową dotyczącą programu emisji obligacji do kwoty 1 mld zł gwarantowanego przez Bank Gospodarstwa Krajowego. Finansowanie jest niezabezpieczone na aktywach Grupy Kapitałowej Enea. Środki z tego programu są przeznaczone m.in. na realizację inwestycji przez Enea SA i podmioty zależne.

Enea SA wyemitowała w ramach powyższego Programu obligacje w pełnej kwocie Programu tj. w wysokości 1 mld zł. Okres wykupu obligacji wynosi maksymalnie 12,5 roku od terminu ich emisji. Oprocentowanie oparte jest o zmienną stawkę WIBOR powiększoną o marżę.

3 grudnia 2015 r. Enea SA zawarła kolejną umowę programową dotyczącą programu emisji obligacji do kwoty 700 mln zł gwarantowanego przez Bank Gospodarstwa Krajowego. Środki z tego programu są przeznaczone m.in. na realizację inwestycji i finansowanie bieżącej działalności przez Enea SA i podmioty zależne. Na 31 marca 2017 r. Enea SA wyemitowała w ramach tego Programu obligacje o wartości 150 mln zł.

68% 

Stopień wykorzystania
źródła finansowania



Kredyty inwestycyjne udzielone przez Europejski Bank Inwestycyjny

18 października 2012 r. Enea SA zawarła umowę finansową z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym (EBI), na mocy której Spółce został udzielony kredyt w kwocie 950 mln zł lub jej równowartości w euro (transza „A”). 19 czerwca 2013 r. została zawarta z EBI kolejna umowa kredytu (transza „B”) na kwotę 475 mln zł. Środki w łącznej kwocie 1.425 mln zł pozyskane z kredytu przeznaczone są na finansowanie wieloletniego planu inwestycyjnego dot. modernizacji i rozbudowy sieci energetycznych Enea Operator. Okres spłaty kredytu wynosi do 15 lat od planowanej daty wypłaty środków. W ramach transzy „A” i „B” Enea SA dokonała wypłaty środków z kredytu w całości tj. w wysokości 1.425 mln zł w 4 odrębnych kwotach uruchamianych od września 2013 r. do lipca 2015 r. Waluta uruchomionego kredytu to złoty polski, oprocentowanie zmienne, oparte na stawce WIBOR dla depozytów 6-miesięcznych powiększone o marżę Banku. W przypadku jednego uruchomienia oprocentowanie zostało oparte na stałej stopie procentowej.

29 maja 2015 r. zawarta została kolejna umowa kredytu, na mocy której EBI udostępnił Spółce nowe finansowanie w wysokości 946 mln zł lub jej równowartości w euro (transza „C”). Środki pozyskane z kredytu będą przeznaczone na finansowanie wieloletniego planu inwestycyjnego w celu modernizacji i rozbudowy infrastruktury elektroenergetycznej Enea Operator. Finansowanie jest niezabezpieczone na aktywach Grupy Kapitałowej Enea. Oprocentowanie jest zmienne oparte na stawce WIBOR dla depozytów 6-miesięcznych powiększone o marżę Banku. Transze będą spłacane w ratach, a ostateczna spłata nastąpi w grudniu 2031 r. W styczniu 2017 r. dokonano uruchomienia transzy kredytu w wysokości 250 mln zł. Na 31 marca 2017 r. wysokość wykorzystanego kredytu w ramach transzy „C” wynosiła 450 mln zł.

79% 

Stopień wykorzystania
źródła finansowania



Źródła finansowania programu inwestycyjnego LW Bogdanka - umowy programowe w sprawie programu emisji obligacji LW Bogdanka SA

Na 31 marca 2017 r. Spółka posiadała Umowę Programową z dnia 23 września 2013 r. dotyczącą programu emisji obligacji do kwoty 300.000 tys. zł, która została zawarta z bankiem Polska Kasa Opieki SA. łączna wartość wyemitowanych obligacji w ramach tej Umowy wynosi: 300.000 tys. zł. Kwartalne terminy wymagalności wykupu obligacji w łącznej wysokości 300 mln zł przypadają w 2018 r. Ponadto, w trakcie I kwartału 2017 r. obowiązywała druga Umowa Programowa z 30 czerwca 2014 r.

10 marca 2017 r. Spółka podpisała aneks do powyższej Umowy Programowej, w ramach którego okres obowiązywania Programu dla Transzy nr 1 został przesunięty z 31 grudnia 2019 r. na 30 marca 2017 r. W związku z tym wszystkie obligacje wyemitowane w ramach Transzy nr 1 w łącznej wysokości 300 mln zł zostały wykupione 30 marca 2017 r. W związku z powyższym 30 marca 2017 r. zobowiązania Spółki z tytułu Umowy Programowej zawartej 30 czerwca 2014 r. zostały całkowicie spłacone.

100% 

Stopień wykorzystania
źródła finansowania

Emisja papierów wartościowych Enea SA w 2017 r.

Enea SA wyemitowała w 2017 r. papiery wartościowe w łącznej kwocie 150 mln zł. Zadłużenie nominalne z tytułu wyemitowanych przez Enea SA obligacji na 31 marca 2017 r. wyniosło łącznie 4.601 mln zł.

Udzielone poręczenia i gwarancje

W trakcie I kwartału 2017 r. spółki z Grupy Kapitałowej Enea nie udzielały poręczeń i gwarancji o wartości odpowiadającej co najmniej 10% kapitałów własnych Enea SA.

Na 31 marca 2017 r. łączna wartość poręczeń i gwarancji korporacyjnych udzielonych przez Enea SA na zabezpieczenie zobowiązań spółek z Grupy Kapitałowej Enea wyniosła 207.575,3 tys. zł, natomiast łączna wartość gwarancji bankowych wystawionych na zlecenie Enea SA i stanowiących zabezpieczenie zobowiązań spółek z Grupy Kapitałowej Enea na rzecz podmiotów zewnętrznych wyniosła 15.281,3 tys. zł.

Transakcje zabezpieczające ryzyko stopy procentowej

W ramach realizacji Polityki Zarządzania Ryzykiem Stóp Procentowych, w okresie trzech miesięcy 2017 r. Enea SA nie zawierała transakcji zabezpieczających ryzyko stopy procentowej (Interest Rate Swap).

Umowy istotne dla działalności Grupy Kapitałowej Enea

W okresie I kwartału 2017 r., jak również do dnia sporządzania niniejszego raportu, spółki z Grupy Kapitałowej Enea nie zawierały umów istotnych dla działalności Grupy.

Transakcje z podmiotami powiązаныmi

W okresie styczeń – marzec 2017 r. Enea oraz jednostki od niej zależne nie zawierały z podmiotami powiązаныmi transakcji na warunkach nierynkowych.

Informacje o transakcjach z podmiotami powiązаныmi zawartych przez Enea lub jednostkę od niej zależną znajdują się w notce 21 do skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej Enea za okres od 1 stycznia do 31 marca 2017 r.



Dystrybucja środków pieniężnych - program emisji obligacji spółek zależnych

3 mld zł - Program Emisji Obligacji z 8 września 2012 r. Enea Wytwarzanie

Na 31 marca 2017 r. Enea Wytwarzanie wyemitowała w ramach ww. Programu obligacje w łącznej wysokości 1.951 mln zł.

1.425 mln zł - Obligacje Enea Operator

Program w całości wykorzystany przez Enea Operator. Oprocentowanie obligacji w zależności od serii jest oparte na stałej lub zmiennej stopie procentowej. Obligacje będą wykupywane w ratach od września 2017 r., a ostateczny termin wykupu przypada na czerwiec 2030 r.

1 mld zł - Umowa Programowa z 17 lutego 2015 r. Enea Wytwarzanie

17 lutego 2015 r. pomiędzy Enea Wytwarzanie, Enea oraz PKO Bankiem Polskim została zawarta Umowa Programu Emisji Obligacji na kwotę 760 mln zł. 3 czerwca 2015 r. został zawarty do niej aneks, na podstawie którego strony zwiększyły kwotę Programu do wysokości 1 mld zł. 31 marca 2017 r. Enea Wytwarzanie wyemitowała w ramach ww. Programu obligacje w łącznej wysokości 1 mld zł. Program w całości wykorzystany przez Enea Wytwarzanie.

946 mln zł - Umowa Programu Emisji Obligacji z 7 lipca 2015 r. Enea Operator

Wykonawcza Umowa Programu Emisji Obligacji na kwotę 946 mln zł została zawarta pomiędzy Enea jako gwarantem, Enea Operator jako emitentem oraz PKO Bankiem Polskim jako agentem. W ramach umowy Enea Operator może przeprowadzić do 10 emisji obligacji w terminie do marca 2017 r. Termin wykupu obligacji – ratałny, jednak nie później niż 15 lat od daty emisji. Oprocentowanie obligacji może być stałe lub zmienne oparte o stawkę WIBOR powiększoną o marżę, z rewizją oprocentowania po 4 lub 5 latach. Na 31 marca 2017 r. Enea Operator wyemitował w ramach ww. Programu obligacje w łącznej wysokości 450 mln zł.

740 mln zł - Umowa Programu Emisji Obligacji Enea Wytwarzanie

Na 31 marca 2017 r. Enea Wytwarzanie wyemitowała w ramach ww. Programu obligacje w łącznej wysokości 350 mln zł.

260 mln zł - Umowa Programowa z 12 sierpnia 2014 r. Enea Wytwarzanie

Program w całości wykorzystany przez Enea Wytwarzanie. Oprocentowanie obligacji oparte jest na stałej stopie procentowej. Obligacje będą wykupywane w ratach od września 2017 r. do grudnia 2026 r.

360 mln zł - Umowa Programu Emisji Obligacji z 18 lipca 2016 r. Enea Operator

Wykonawcza Umowa Programu Emisji Obligacji na kwotę 360 mln zł została zawarta pomiędzy Enea jako gwarantem, Enea Operator jako emitentem oraz PKO Bankiem Polskim jako agentem. W ramach umowy Enea Operator może przeprowadzić jednokrotną emisję obligacji. 28 lipca 2016 r. Enea Operator wyemitowała obligacje w kwocie 360 mln zł na zmiennej stopie procentowej WIBOR 3M plus marża. Termin wykupu przypada w grudniu 2017 r.

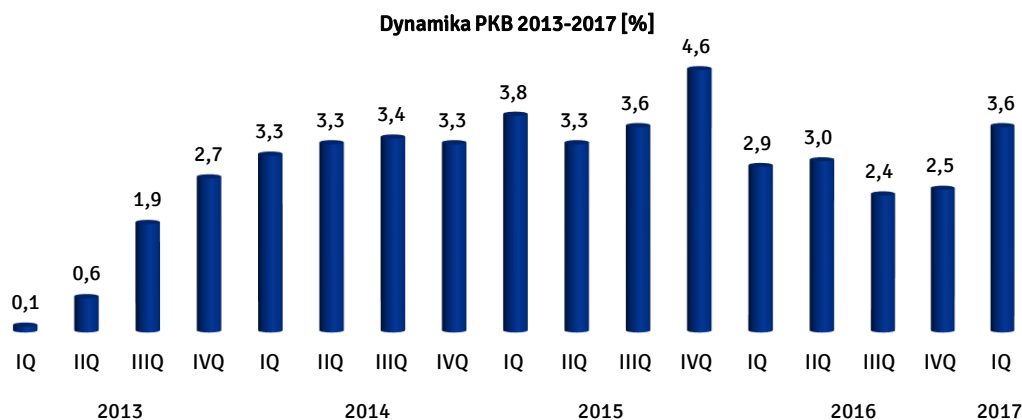
Pozostałe umowy

Enea SA w latach ubiegłych zawarła także wewnątrzgrupowe umowy programowe emisji obligacji przez spółki zależne, które służą finansowaniu inwestycji w segmencie OZE i segmencie Ciepło. Programy te są w całości wykorzystane i wykupywane w ratach. Łączna kwota obligacji do wykupu w ramach tych programów na 31 marca 2017 r. wynosiła 96,3 mln zł.

Sytuacja makroekonomiczna

Działalność Grupy Kapitałowej Enea skupiona jest zasadniczo na terytorium Polski. Tym samym kluczowym czynnikiem makroekonomicznym wpływającym zarówno na osiągnięte wyniki, jak i sytuację finansową jest tempo rozwoju oraz ogólna kondycja polskiej gospodarki.

Według wstępnych/szacunkowych danych Departamentu Strategii Rozwoju Ministerstwa Rozwoju (MR) w I kwartale 2017 r. tempo wzrostu gospodarczego wyniosło 3,6%, tj. o 1,1 p.p. więcej niż w IV kwartale 2016 r. Kwartałne tempo wzrostu gospodarczego było tym samym najwyższe od czterech kwartałów.



W I kwartale 2017 r. spożycie ogółem wzrosło o 4,5% a nakłady brutto na środki trwałe uległy zwiększeniu o 4,4%. Produkcja sprzedana przemysłu zwiększyła się w I kwartale 2017 r. o 7,3% a produkcja budowlano - montażowa uległa zwiększeniu o 3,9%. Z kolei inflacja w okresie sprawozdawczym wyniosła 2% w ujęciu r/r.

Zgodnie z prognozami MR tempo wzrostu produktu krajowego brutto w 2017 r. wyniesie 3,6%, co oznacza, że będzie ono zdecydowanie wyższe niż w roku poprzednim (szacunkowe tempo wzrostu PKB w 2016 r. wyniosło 2,7%).

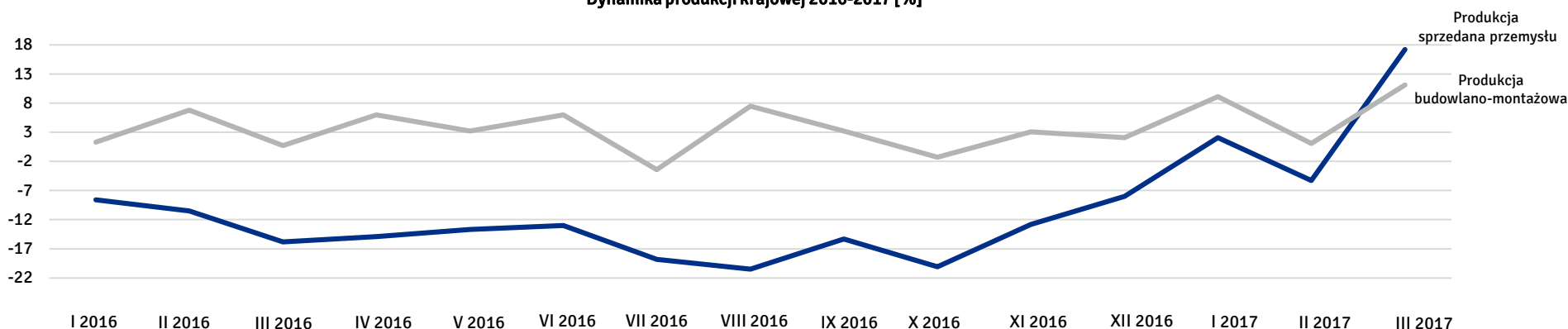
W 2017 r. spożycie ogółem wzrosło o 3,9% względem nieznacznie niższego poziomu (3,6%) w całym 2016 r. Z kolei nakłady brutto na środki trwałe wzrosną o 7,2% w porównaniu do nakładów brutto na środki trwałe poniesionych w trakcie 2016 r. na poziomie (-) 7,9%

Według prognozy MR w 2017 r. inflacja wyniesie 1,8% w porównaniu do deflacji na poziomie (-) 0,6% w 2016 r.

Poniżej zamieszczono podsumowanie głównych wskaźników makroekonomicznych charakteryzujących krajową gospodarkę w latach 2015-2017.

Wyszczególnienie	j.m.	2015	2016	2017
PKB	zmiana w %	3,9	2,7	3,6
Spożycie ogółem	zmiana w %	3,0	3,6	3,9
Nakłady brutto na środki trwałe	zmiana w %	6,1	-7,9	7,2
Produkcja sprzedana przemysłu	zmiana w %	6,0	3,1	bd
Produkcja budowlano - montażowa	zmiana w %	3,7	-14,1	bd
Inflacja	w %	-0,9	-0,6	1,8

Dynamika produkcji krajowej 2016-2017 [%]



Źródło: Opracowanie MR – Podstawowe wskaźniki makroekonomiczne Polska (marzec 2017 r.)

Ramy prawne funkcjonowania rynku energetycznego

Otoczenie regulacyjne

Podstawą prawną funkcjonowania rynku energii w Polsce jest ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne oraz powiązane z nią akty wykonawcze (rozporządzenia).

Jednocześnie wraz z wstąpieniem Polski do Unii Europejskiej, polskie prawodawstwo dotyczące rynku energii zostało dostosowane do prawodawstwa europejskiego, w tym przede wszystkim Dyrektywy UE o zasadach wspólnego rynku energii elektrycznej.

Centralnym organem administracji rządowej powołanym na mocy ustawy Prawo energetyczne do realizacji zadań z zakresu regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji jest Prezes Urzędu Regulacji Energetyki. Celem Prezesa Urzędu Regulacji jest regulacja działalności wytwórców, dystrybutorów i spótek obrotu energią zgodnie z ustawą Prawo energetyczne i założeniami polityki energetycznej państwa przy jednoczesnym dążeniu do równoważenia interesów poszczególnych uczestników rynku energii.

Działalność Enea SA prowadzona jest w otoczeniu podlegającym szczególnej regulacji prawnej, zarówno na poziomie krajowym, jak również Unii Europejskiej. Uregulowania prawne w zakresie energetyki są często pochodną decyzji o charakterze politycznym, dlatego istnieje ryzyko częstych zmian w tym zakresie, których Spółka nie jest w stanie przewidzieć, a które mogą w konsekwencji skutkować brakiem spójności i jednolitości przepisów, na podstawie których Enea SA prowadzi działalność.

Zmiany w obszarze otoczenia regulacyjnego

Ustawa z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii

W I półroczu 2015 r. Prezydent RP podpisał ustawę o odnawialnych źródłach energii. Celem ustawy jest zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego i ochrony środowiska, m.in. w wyniku efektywnego wykorzystania odnawialnych źródeł energii. Ustawa zakłada m.in. osiągnięcie co najmniej 15% udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2020 r. Enea SA będzie tzw. sprzedawcą zobowiązany, czyli podmiotem zobligowanym do zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w instalacjach OZE, przyłączonych do sieci Enea Operator sp. z o.o.

29 grudnia 2015 r. Sejm uchwalił, po uwzględnieniu poprawek Senatu, ostateczną treść ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz ustawy Prawo energetyczne (Dz. U. z 2015 r., poz. 2365).

Celem ww. nowelizacji, która weszła w życie 31 grudnia 2015 r. jest odroczenie o 6 miesięcy wejścia w życie przepisów rozdziału 4 ustawy z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2015 r., poz. 478; dalej jako: ustawa o OZE), a w szczególności kwestii związanych z uruchomieniem systemu aukcyjnego do zakupu energii elektrycznej z instalacji odnawialnych źródeł energii oraz mechanizmów wspierających wytwarzanie energii elektrycznej w mikroinstalacjach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 10 kW. Zaproponowano dokonanie zmian w przepisach ustawy o OZE, czyniących możliwym skorzystanie z dotychczasowych przepisów do 30 czerwca 2016 r., zaś nowych regulacji – od 1 lipca 2016 r.

Nowelizacja ustawy w sposób ostateczny rozstrzyga dwie kwestie:

- świadectwa pochodzenia nie przysługują dla energii elektrycznej wytwarzanej od 1 stycznia 2016 r. w instalacjach o mocy większej niż 5 MW wykorzystujących do wytworzenia tej energii hydroenergię
- świadectwa pochodzenia skorygowane współczynnikiem 0,5 przysługują dla energii elektrycznej wytworzonej od 1 stycznia 2016 r. w instalacjach spalania wielopaliwowego z wyłączeniem energii elektrycznej wytworzonej w dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego

1 lipca 2016 r. weszła w życie ustawa z 22 czerwca 2016 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2016 r. poz. 925). Celem ww. ustawy jest usunięcie wątpliwości interpretacyjnych prawnych i redakcyjnych przepisów, które nie weszły w życie w ustawie z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2015 r. poz. 478 i 2365), w szczególności art. 41 ustawy OZE.

Dodatkowo w każdej grupie będą przeprowadzane aukcje dla niżej wymienionych, zdefiniowanych koszyków:

1. o stopniu wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej, łącznej bez względu na źródło pochodzenia, większym niż 3.504 MWh/MW/rok
2. wykorzystujących do wytworzenia energii elektrycznej ulegającą biodegradacji część odpadów przemysłowych i komunalnych, pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, w tym odpadów z instalacji do przetwarzania odpadów oraz odpadów z uzdatniania wody i oczyszczania ścieków, w szczególności osadów ściekowych, zgodnie z przepisami o odpadach w zakresie kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów
3. w których emisja CO₂ jest nie większa niż 100 kg/MWh, o stopniu wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej większym niż 3.504 MWh/MW/rok
4. przez członków klastra energii
5. przez członków spółdzielni energetycznej
6. wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej
7. innej niż wymieniona w pkt 1–6

16 lipca 2016 r. weszła w życie ustawa z 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (Dz. U. z 2016 r. poz. 961). Spośród najważniejszych uregulowań wprowadzonych na mocy ww. ustawy, należy wyróżnić następujące:

1. Lokalizacja elektrowni wiatrowej następuje wyłącznie na podstawie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, o którym mowa w art. 4 ustawy z 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz.U. z 2016 r. poz. 778 i 904).
2. Ustanowienie wymogu lokalizacyjnego (art. 4 ust. 1 i 2 ww. ustawy) polegającego na zakazie budowy elektrowni wiatrowej w odległości mniejszej niż dziesięciokrotność jej wysokości mierzonej od poziomu gruntu do najwyższego punktu budowli, wliczając elementy techniczne, w szczególności wirlnik wraz z łopatami (całkowita wysokość elektrowni wiatrowej) od następujących elementów otoczenia:
 - budynku mieszkalnego albo budynku o funkcji mieszanej, w skład którego wchodzi funkcja mieszkaniowa,
 - form ochrony przyrody, o których mowa w art. 6 ust. 1 pkt 1-3 i 5 w ustawie z 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody (Dz. U. z 2015 r. poz. 1651, 1688 i 1936),
 - leśnych kompleksów promocyjnych, o których mowa w art. 13b ust. 1 ustawy z 28 września 1991 r. o lasach (Dz. U. z 2015 r. poz. 2100),

przy czym ustanawianie tych form ochrony przyrody oraz leśnych kompleksów promocyjnych nie wymaga zachowania odległości, o której mowa powyżej.

3. Dokonanie zmiany kwalifikacji wszystkich elementów elektrowni wiatrowej jako budowli opodatkowanej statym podatkiem od budowli.

Powyższe regulacje wymusiły na Spółce podjęcie decyzji o dokonaniu w 2016 r. odpisów aktualizujących bilansową wartość aktywów z obszaru zajmującego się wytwarzaniem energii ze źródeł odnawialnych (obszar Wytwarzania, segment Odnawialnych Źródeł Energii - obszar Wiatr) w wysokości 98,2 mln zł.

REMIT

Od 7 października 2015 r. istnieje obowiązek raportowania transakcji i danych podstawowych (dla kontraktów standardowych na dostawę energii elektrycznej i gazu) do Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (Agencja lub z ang. ACER). Zgodnie z rozporządzeniem REMIT, tj. rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (REMIT), do ww. daty uczestnicy hurtowego rynku energii i gazu ziemnego, o których mowa w art. 9 ust. 1 REMIT zobowiązani zostali do rejestracji w krajowym organie regulacyjnym.

Ustawą z 11 września 2015 r. o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2015 r. poz. 1618), która weszła w życie 30 października 2015 r. wprowadzone zostały zasady zapewniające stosowanie REMIT, w tym przepisy karne (Rozdziału 7A) za naruszenie obowiązków wynikających z REMIT.

Z 7 kwietnia 2016 r., zgodnie z art. 12 ust. 2 zd. 3 i 4 rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) nr 1348/2014 z 17 grudnia 2014 r. w sprawie przekazywania danych wdrażające art. 8 ust. 2 i 6 Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii, wszedł w życie obowiązek raportowania do ACER pozostałych transakcji w obrocie hurtowym (standardowych i niestandardowych kontraktów na dostawę energii elektrycznej lub gazu ziemnego zawieranych na rynku OTC, kontraktów na przesyłanie) oraz danych o funkcjonowaniu systemów publikowanych przez operatorów systemów przesyłowych, operatorów LNG oraz operatorów systemów magazynowania.

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2015/2193 z 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania

28 listopada 2015 r. opublikowano w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2015/2193 z 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania (Dyrektywa MCP).

Dyrektywę MCP stosuje się do obiektów energetycznego spalania o nominalnej mocy cieplnej nie mniejszej niż 1 MW i mniejszej niż 50 MW (tzw. „średnie obiekty energetycznego spalania”), niezależnie od rodzaju wykorzystywanego przez nie paliwa (art. 2 ust. 1). Ponadto, Dyrektywa MCP ma zastosowanie do połączeń nowych średnich obiektów energetycznego spalania, określonych w art. 4, w tym połączeń, w przypadku których całkowita nominalna moc cieplna wynosi nie mniej niż 50 MW, chyba że połączenie to stanowi obiekt energetycznego spalania objęty zakresem stosowania rozdziału III dyrektywy 2010/75/UE. Z art. 4 Dyrektywy MCP wynika zaś, że połączenie co najmniej dwóch nowych średnich obiektów energetycznego spalania uznaje się za jeden średni obiekt energetycznego spalania, a ich nominalną moc cieplną sumuje się w celu obliczenia całkowitej nominalnej mocy cieplnej tego obiektu, jeżeli: gazy odlotowe z takich średnich obiektów energetycznego spalania są odprowadzane przez wspólny komin, lub w ocenie właściwego organu, przy uwzględnieniu czynników technicznych i ekonomicznych, gazy odlotowe z takich średnich obiektów energetycznego spalania mogłyby być odprowadzane przez wspólny komin.

Kluczowym zakresem regulacji Dyrektywy MPC jest określenie: norm emisji trzech rodzajów zanieczyszczeń powietrza – dwutlenku siarki (SO₂), tlenków azotu (NO_x) i cząstek stałych (pyłów) dla średnich obiektów energetycznego spalania (z ang. *medium combustion plants*), jak również terminów, w których konieczne jest wypełnienie obowiązku przestrzegania stosownych wielkości zanieczyszczeń powietrza w istniejących oraz nowych średnich obiektach energetycznego spalania. Zgodnie z art. 17 ust. 1 zd. 1 Dyrektywy MCP, państwa członkowskie zobowiązane są wprowadzić w życie przepisy ustawowe, wykonawcze i administracyjne niezbędne do wykonania dyrektywy do 19 grudnia 2017 r.

Przepisy Dyrektywy MCP są istotne z punktu widzenia spółek, w których udziały posiada Enea Wytwarzanie sp. z o.o. i w których zlokalizowane są tzw. „średnie obiekty energetycznego spalania” zdefiniowane wprost w dyrektywie MCP. Do grona tych spółek należą: Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej sp. z o.o. w Obornikach (PEC Oborniki), Miejska Energetyka Ciepła Piła sp. z o.o. w Pile (MEC Piła) oraz Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej sp. z o.o. w Białymstoku (MPEC Białystok).



Uprawnienia do emisji CO₂

Polska w 2017 r. planuje sprzedać 85,88 mln uprawnień do emisji CO₂. 14,99 mln pochodzi z uprawnień niesprzedanych w 2016 r., a 70,89 mln stanowi wolumen pierwotnie przewidziany do sprzedaży w 2017 r. Miejszem sprzedaży polskich jednostek EUA będzie platforma aukcyjna giełdy EEX, z którą Polska powtórnie podpisała umowę na sprzedaż uprawnień do emisji. Aukcje odbywają się w co drugą środę, na każdej z nich z wyjątkiem pierwszej i ostatniej oraz aukcji przeprowadzanych w sierpniu, przedmiotem sprzedaży będzie 4,857 mln EUA. Pierwsza aukcja została zrealizowana 29 marca br. w cenie 4,71 euro/t.

W instytucjach Unii Europejskiej trwają aktualnie prace związane z IV fazą systemu EU ETS. Postulaty zaprezentowane w I kwartale 2017 r. zostaną poddane konsultacjom Komisji Europejskiej, Rady UE oraz Parlamentu Europejskiego (tzw. trilogue). Prawdopodobnie do końca III kwartału br. uzgodniona zostanie finalna wersja, która będzie tworzyć ramy prawne systemu EU ETS w latach 2021-2030.

Data aukcji	Wolumen	Cena aukcyjna [euro]	Wolumen narastająco	% wolumenu narastająco
29 marca 2017 r.	5 738 500	4,71	5 738 500	7%
12 kwietnia 2017 r.	4 857 000	4,84	10 595 500	12%
26 kwietnia 2017 r.	4 857 000	4,49	15 452 500	18%
10 maja 2017 r.	4 857 000	4,49	20 309 500	24%
24 maja 2017 r.	4 857 000	4,81	25 166 500	29%
7 czerwca 2017 r.	4 857 000		30 023 500	35%
21 czerwca 2017 r.	4 857 000		34 880 500	41%
5 lipca 2017 r.	4 857 000		39 737 500	46%
19 lipca 2017 r.	4 857 000		44 594 500	52%
2 sierpnia 2017 r.	2 428 500		47 023 000	55%
16 sierpnia 2017 r.	2 428 500		49 451 500	58%
30 sierpnia 2017 r.	2 428 500		51 880 000	60%
13 września 2017 r.	4 857 000		56 737 000	66%
27 września 2017 r.	4 857 000		61 594 000	72%
11 października 2017 r.	4 857 000		66 451 000	77%
25 października 2017 r.	4 857 000		71 308 000	83%
8 listopada 2017 r.	4 857 000		76 165 000	89%
22 listopada 2017 r.	4 857 000		81 022 000	94%
6 grudnia 2017 r.	4 855 000		85 877 000	100%

Ograniczenie emisji zanieczyszczeń

Zgodnie z regulacjami unijnymi, a w szczególności Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych - IED (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola), od 1 stycznia 2016 r. obowiązują nowe, zaostrzone normy ochrony środowiska. W związku z powyższym wszyscy producenci energii elektrycznej w Polsce, którzy wykorzystują przede wszystkim wysokoemisyjne technologie węglowe, są zobligowani do dostosowania bloków do nowych wymagań środowiskowych. Prawo wychodząc naprzeciw problemom przedsiębiorców przewiduje możliwość skorzystania z mechanizmów derogacyjnych. Złagodzenie wymagań dyrektywy IED w postaci derogacji pozwala zyskać dodatkowy czas na dostosowanie jednostek wytwórczych do zaostrzonych norm emisji zanieczyszczeń do powietrza.

Elektrownia Kozienice

2017/2016	SO ₂			NO _x			Pył			Produkcja energii elektrycznej brutto [MWh]
	Emisja SO ₂ [Mg]	Wskaźnik emisji SO ₂ [kg/MWh]	Opłata za emisję SO ₂ [tys.zł]	Emisja NO _x [Mg]	Wskaźnik emisji NO _x [kg/MWh]	Opłata za emisję NO _x [tys.zł]	Emisja pyłu [Mg]	Wskaźnik emisji pyłu [kg/MWh]	Opłata za emisję pyłu [tys. zł]	
IQ 2017	2 614,19	0,756	1 491 034,00	3 400,02	0,984	1 824 029,88	46,85	0,014	22 387,76	3 456 517,38
IQ 2016	1 662,71	0,505	975 072,58	3 580,25	1,087	1 919 188,56	94,28	0,029	40 930,49	3 295 067,36
Zmiana %	57,22	49,70	52,92	-5,03	-9,48	-4,96	-50,31	-51,72	-45,30	4,90

Elektrownia Połaniec

2017/2016	SO ₂			NO _x			Pył			Produkcja energii elektrycznej brutto [MWh]
	Emisja SO ₂ [Mg]	Wskaźnik emisji SO ₂ [kg/MWh]	Opłata za emisję SO ₂ [tys.zł]	Emisja NO _x [Mg]	Wskaźnik emisji NO _x [kg/MWh]	Opłata za emisję NO _x [tys.zł]	Emisja pyłu [Mg]	Wskaźnik emisji pyłu [kg/MWh]	Opłata za emisję pyłu [tys. zł]	
IQ 2017	1 695,65	0,76	898,69	2 832,36	1,26	1 501,15	103,98	0,05	36,39	2 242 196,20
IQ 2016	1 730,78	0,68	917,31	3 638,89	1,43	1 928,61	120,89	0,05	42,31	2 540 865,30
Zmiana %	-2,03	11,76	-2,03	-22,16	-11,89	-22,16	-13,99	-	-13,99	-11,75

Dotrzymanie wymogów formalno-prawnych

Enea Wytwarzanie

Enea Wytwarzanie sp. z o.o. korzysta z derogacji wynikającej z dyrektywy IED jakim jest Przejściowy Plan Krajowy (PPK):

- w zakresie emisji dwutlenku siarki oraz pyłu: Elektrownia Kozienice wspólnie z Elektrociepłownią Białystok
- w zakresie emisji NO_x: Elektrociepłownia Białystok samodzielnie

W okresie obowiązywania PPK, tj. od 1 stycznia 2016 r. do 30 czerwca 2020 r., obowiązują roczne pułapy emisyjne. Emisję zanieczyszczeń w ramach PPK za okres I kwartału 2017 r. oraz stopień wykorzystania rocznych pułapów emisyjnych zestawiono w tabeli poniżej.

Instalacja		SO ₂		Pył		NO _x	
		[Mg]	% wykorzystania	[Mg]	% wykorzystania	[Mg]	% wykorzystania
Elektrownia Kozienice	emisja	2 495,26		45,20		nd.	
	roczny pułap	12 522,50	19,93	1 502,70	3,01	nd.	nd.
Elektrociepłownia Białystok	emisja	581,07		23,21		119,15	
	roczny pułap	2 666,56	21,79	215,69	10,76	1 347,75	8,84
Razem	emisja	3 076,33		68,41		119,15	
	roczny pułap	15 189,06	20,25	1 718,39	3,98	1 347,75	8,84

W I kwartale 2017 r.:

- przeprowadzono weryfikację raportu rocznego emisji CO₂ za 2016 r. z wynikiem pozytywnym
- nie stwierdzono przekroczeń standardów emisyjnych określonych w pozwoleniu zintegrowanym

Enea Elektrownia Połaniec

Enea Elektrownia Połaniec SA korzysta z derogacji wynikającej z dyrektywy IED – derogacja naturalna 17.500 godzin, którą objęty jest kocioł nr 1. Do końca marca 2017 r. z limitu wykorzystano 2.920 godzin, w tym w samym I kwartale 2017 r. 731 godzin. W I kwartale 2017 r. nie stwierdzono przekroczeń standardów emisyjnych określonych w pozwoleniu zintegrowanym.

Istotne trendy w obszarze Dystrybucji

Pojawiające się nowe technologie, rosnące oczekiwania Klientów oraz dynamicznie zmieniające się otoczenie gospodarcze w Polsce i na świecie antycypują zmiany w sposobie funkcjonowania OSD, a w szczególności zwracają uwagę na konieczność wdrażania rozwiązań innowacyjnych w obszarze dystrybucji, prowadzących do modernizacji i rozbudowy sieci dystrybucyjnej pozwalającej na zaabsorbowanie wiodących trendów w energetyce.

Kluczowe trendy związane są z:

- rozwojem i wdrażaniem inteligentnych sieci
- rozwojem i wdrażaniem nowoczesnych systemów IT wspierających zarządzanie siecią
- pojawieniem się nowych rozwiązań instytucjonalnych i technicznych, takich jak klastry, spółdzielnie energetyczne, rynek prosumencki, magazyny energii, elektromobilność

Taryfa 2017 – dystrybucja energii elektrycznej

Szczegółowe zasady kalkulowania taryf reguluje ustawa Prawo energetyczne oraz stosowne rozporządzenia dotyczące taryf. Zgodnie z ustawą Prawo energetyczne taryfy koncesjonowanego przedsiębiorstwa energetycznego zatwierdzane są przez Prezesa URE.

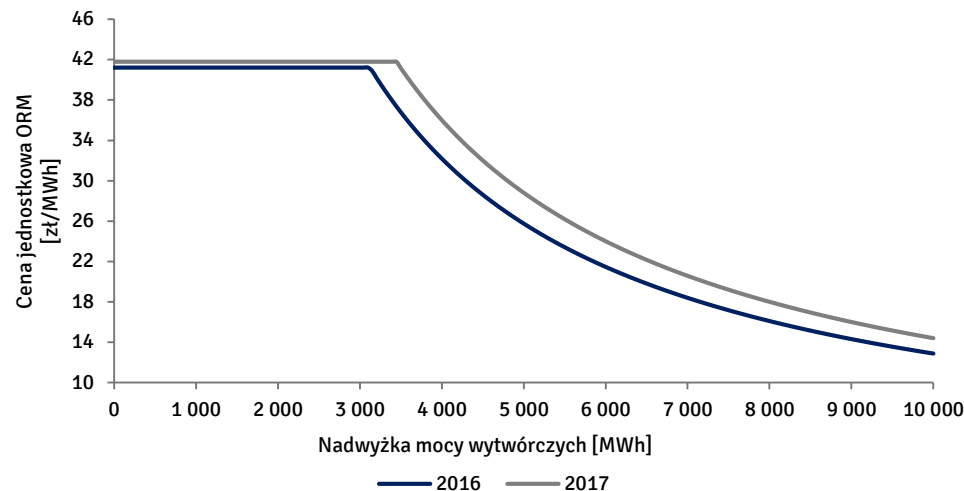
Taryfa dla Enei Operator na rok 2017 została zatwierdzona przez Prezesa URE 15 grudnia 2016 r. Została ona przygotowana według założeń opracowanych i opublikowanych przez Prezesa URE w dokumencie „Taryfy OSD na rok 2017”. Stawki opłat za usługi dystrybucji zatwierdzone na rok 2017 spowodowały zmiany średnich płatności dla Klientów w poszczególnych grupach taryfowych w odniesieniu do roku 2016:

- grupa taryfowa A – wzrost o 0,96%
- grupa taryfowa B – wzrost o 5,73%
- grupa taryfowa C – wzrost o 4,91%
- grupa taryfowa G – wzrost o 5,61%

Operacyjna Rezerwa Mocy (ORM)

- Mechanizm ORM prowadzony jest przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne - Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) w ramach katalogu usług systemowych
- Dla wytwórców energii jest bodźcem ekonomicznym do oferowania OSP mocy wytwórczych w godzinach szczytowego zapotrzebowania na moc
- ORM są objęte dyspozycyjne zdolności wytwórcze, stanowiące nadwyżkę mocy dostępnej dla OSP ponad zawarte kontrakty dla zapotrzebowania na energię elektryczną
- Cena jednostkowa za ORM zależy od ilości dostępnych dla OSP zdolności wytwórczych ponad zapotrzebowanie na energię elektryczną pokryte:
 - w ramach umów sprzedaży energii
 - na Rynku Bilansującym w ramach zmiany swobodnej
- Cena jednostkowa za ORM zależy od ilości dostępnych dla OSP zdolności wytwórczych ponad zapotrzebowanie i nie może być wyższa niż cena referencyjna, która dla roku 2015 wyniosła 37,28 zł/MWh, dla roku 2016 wynosi 41,20 zł/MWh, a w roku 2017 ten poziom to 41,79 zł/MWh

Poniższy wykres przedstawia kształtowanie się ceny jednostkowej za ORM w zależności od ilości mocy wytwórczych dostępnych dla OSP:



Parametry modelu rozliczeń ORM dla lat 2016-2017:

Parametr	2016	2017
Budżet godzinowy [zł]	128 758,72	144 070,61
Cena referencyjna [zł/MWh]	41,20	41,79
Wielkość godzinowa wymaganej ORM [MWh]	3 451,09	3 447,49
Liczba godzin szczytu zapotrzebowania	3 780	3 765
Budżet roczny ORM [mln zł]	486,7	542,4

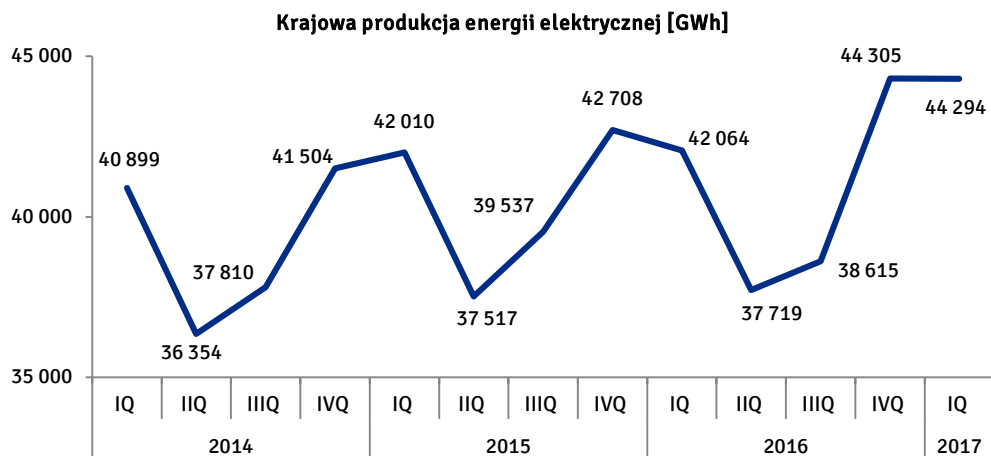
W 2016 r. zmieniono obowiązujące zasady rozliczania ORM, które we wcześniejszych okresach powodowały, że w godzinach, w których cena jednostkowa za ORM osiągała wartość maksymalną, OSP nie wykorzystywał w pełni budżetu przeznaczanego na tę usługę. Od roku 2016 zostały wprowadzone dodatkowe rozliczenia korekcyjne (miesięczne i roczne), które weryfikują ponownie rozliczenie i ewentualne niewykorzystane środki z ORM są rozdysponowywane na jednostki uczestniczące w rezerwie.

Od roku 2017 w ramach wolumenu ORM (POR) są uwzględniane jednostki odbiorcze z możliwością redukcji zapotrzebowania (DSR).

Sytuacja na rynku energii elektrycznej

Produkcja energii elektrycznej

Zgodnie z danymi publikowanymi przez Polskie Sieci Energetyczne krajowa produkcja energii elektrycznej w I kwartale 2017 r. wyniosła 44.294 GWh.



Struktura produkcji energii elektrycznej w krajowych elektrowniach [GWh]

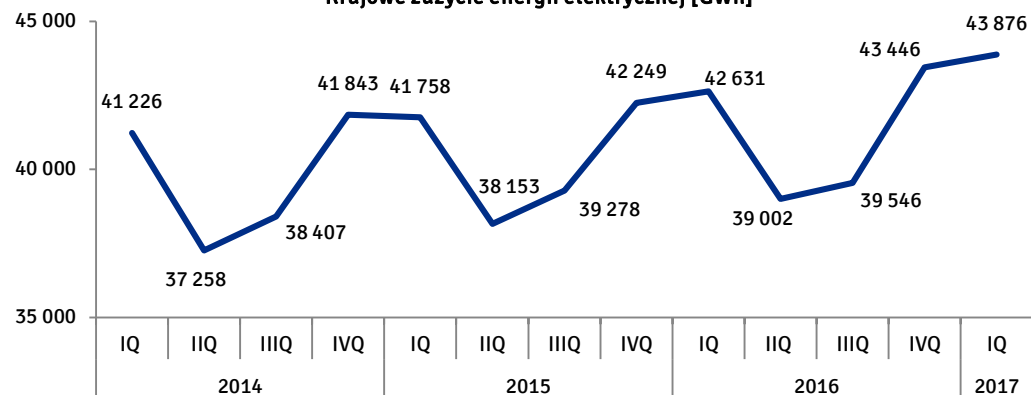
Rodzaje elektrowni	IQ 2016	IQ 2017
Zawodowe na węglu kamiennym	21 725	21 626
Zawodowe na węglu brunatnym	12 085	14 024
Przemysłowe	2 719	2 829
Gazowe	1 449	1 577
Zawodowe wodne	716	692
Wiatrowe	3 334	3 506
Inne odnawialne	36	40

Krajowe zużycie energii

Zgodnie z danymi publikowanymi przez Polskie Sieci Energetyczne krajowe zużycie energii elektrycznej w I kwartale 2017 r. ukształtowało się na poziomie wyższym o 2,73% względem zużycia energii w analogicznym okresie 2016 r.

Źródło: http://www.pse.pl/index.php?modul=8&y=2016&m=12&id_rap=212

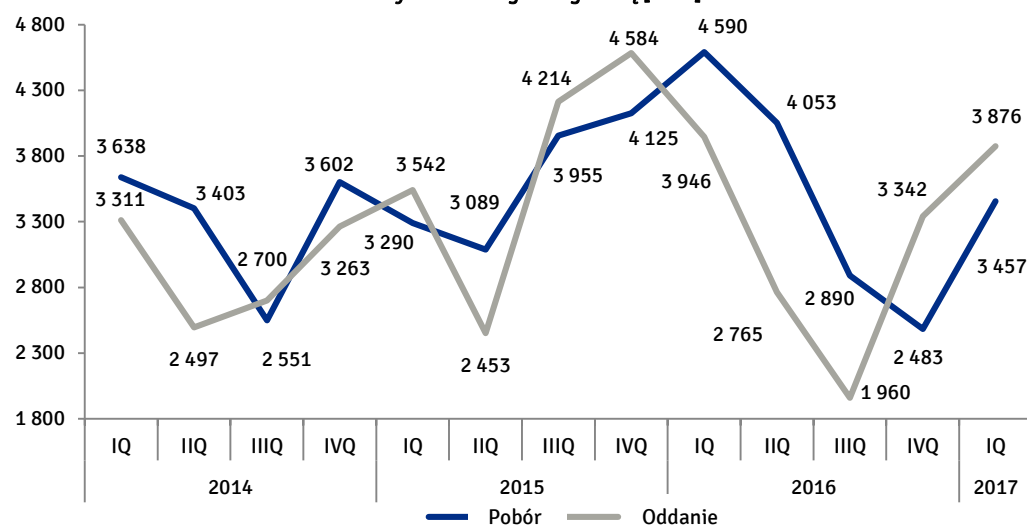
Krajowe zużycie energii elektrycznej [GWh]



Wymiana międzysystemowa

W I kwartale 2017 r. wypracowany został dodatni bilans wymiany międzysystemowej wynikający z nadwyżki energii oddanej za granicę ponad energię pobraną w wysokości (+) 419 GWh. Dla porównania w okresie 3 miesięcy 2016 r. saldo międzysystemowej wymiany energii elektrycznej wyniosło (-) 644 GWh. W każdym miesiącu I kwartału 2017 r. miesięczny bilans wymiany energii elektrycznej z zagranicą posiadał dodatnie saldo, wskazujące na przewagę eksportu energii elektrycznej.

Wymiana energii z zagranicą [GWh]



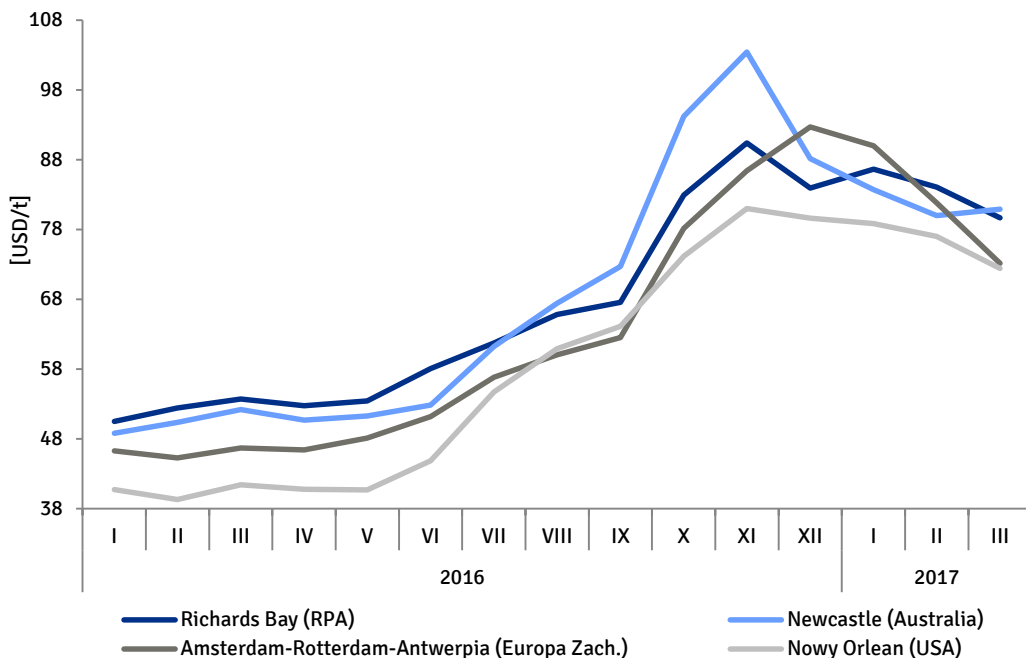
Ceny rynkowe węgla

W IV kwartale 2016 r. nastąpił wyraźny wzrost cen węgla na światowym rynku. Był on efektem decyzji politycznych w Chinach, w wyniku których ograniczono zdolności produkcyjne tamtejszych kopalń. Dodatkowo na tę sytuację nałożyły się zakłócenia w dostawach związane z czynnikami pogodowymi oraz zwiększone zużycie energii w Chinach z powodu upalnego lata.

Natomiast I kwartał 2017 r. przyniósł spadek cen. Był on wynikiem zawieszenia wcześniejszych decyzji chińskich władz, w celu zapewnienia dostępności węgla w trakcie sezonu grzewczego. Efekt tych działań największy wpływ miał na ceny węgla australijskiego, których średnia wartość w I kwartale 2017 r. była o 14% niższa od średnich cen w IV kwartale 2016 r.

W mniejszym stopniu spadek odnotowały także ceny węgla na rynku europejskim. Ich średnia wartość w I kwartale 2017 r. była o 5% niższa od średniej ceny w IV kwartale 2016 r. Wynik tej obniżki spowodowany był: reakcją na poprzednie, spekulacyjne wzrosty oraz spadkiem produkcji energii elektrycznej z węgla w Niemczech i we Francji, zwiększoną podażą odnawialnych źródeł energii w Niemczech, wzrostem konkurencyjności gazu ziemnego oraz doniesieniami o przewidywanym spadku zapotrzebowania na węgiel w Turcji. Tendencję tę wspierały także czynniki o charakterze sezonowym, związane ze wzrostem temperatury i kończącym się okresem grzewczym.

Miesięczne indeksy cen węgla

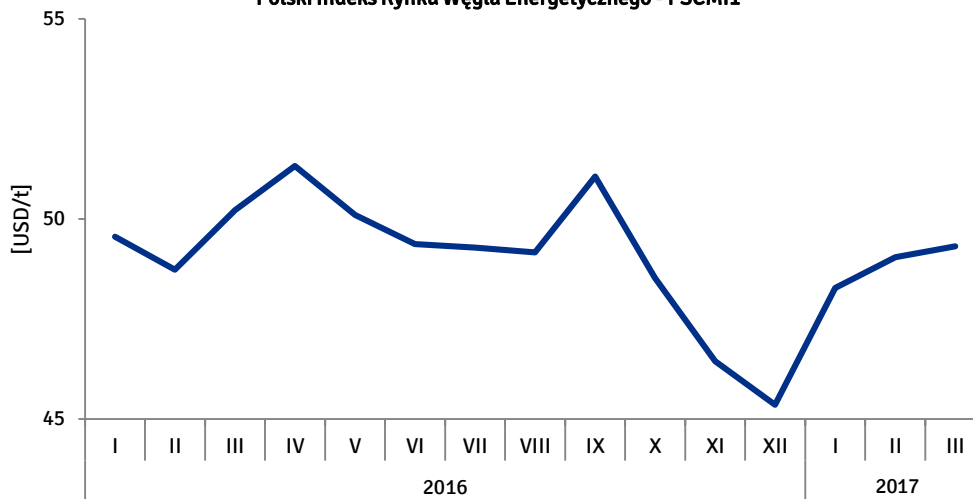


Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z www.globalcoal.com i opracowania Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN

W porównaniu z cenami węgla na rynku europejskim i australijskim najmniejszą zmianę odnotowały ceny węgla na rynkach afrykańskim i amerykańskim – spadek o 3% vs. IV kwartał 2016 r. W RPA wpływ na to miały zakłócenia stabilnego odbioru ze strony kluczowych klientów przez ograniczenia w infrastrukturze kolejowej i przesyłce energii. Natomiast w Stanach Zjednoczonych było to spowodowane wycofaniem przez Prezydenta regulacji Planu Czystej Energii, ograniczającego emisję gazów cieplarnianych w elektrowniach węglowych.

W I kwartale 2017 r. indeks PSCMI1 osiągnął wartość 49,04 USD/t, co oznacza wzrost o 8,73% w stosunku do IV kwartału 2016 r. Poziom cen w tym okresie pozostawał pod wpływem spadku kursu dolara oraz ostrzejszej niż w poprzednich latach zimy i problemów wydobywczych w polskich kopalniach. W ujęciu rocznym w 2016 r. indeks PSCMI1 zanotował spadki rzędu 15% osiągając średnioroczny poziom notowań o wartości 49,04 USD/t.

Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego - PSCMI1



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z www.gpi.tge.pl



Ceny hurtowe energii elektrycznej

Średnia cena na rynku SPOT w I kwartale 2017 r. była wyższa o 1,7% w porównaniu do analogicznego okresu 2016 r. W szczególności ceny wzrosły w lutym. Na ceny wpływ miały następujące czynniki:

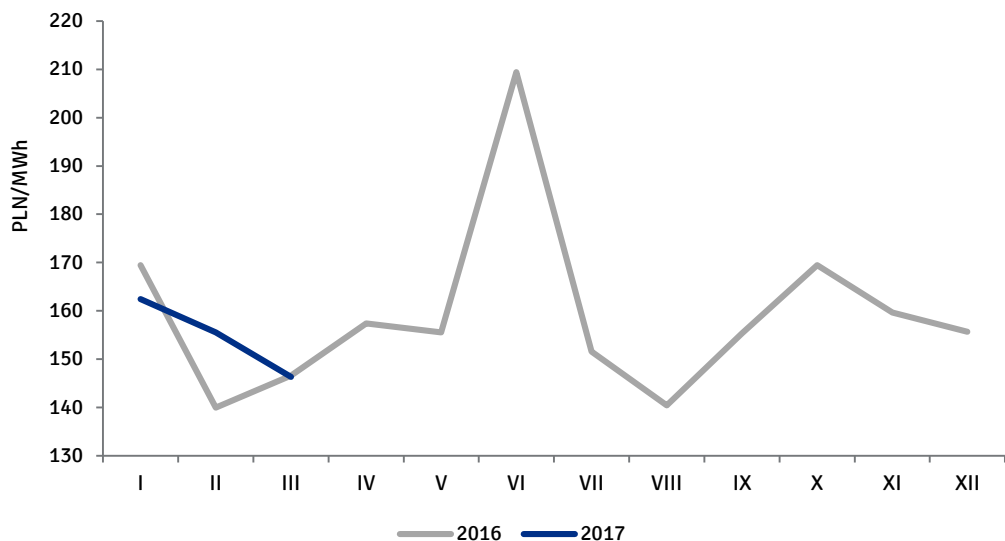
- niski poziom mocy w systemie KSE
- niewielkie wykorzystanie generacji wiatrowej
- wzrost zapotrzebowania na energię
- wzrost eksportu

Tabela 1. Średnie ceny na rynku SPOT (TGE Rynek Dnia Następnego)

Okres	Średnia cena [zł/MWh]	Zmiana [%]
IQ 2016	152,24	-
IQ 2017	154,87	↑ 1,7%

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z TGE.

Średnie ceny energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z TGE.

Na rynku terminowym obserwowaliśmy spadki cen energii elektrycznej. W trakcie trzech pierwszych miesięcy br. cena produktu BASE Y-18 spadła z poziomu 165 zł/MWh na początku stycznia do 160 zł/MWh na koniec marca.

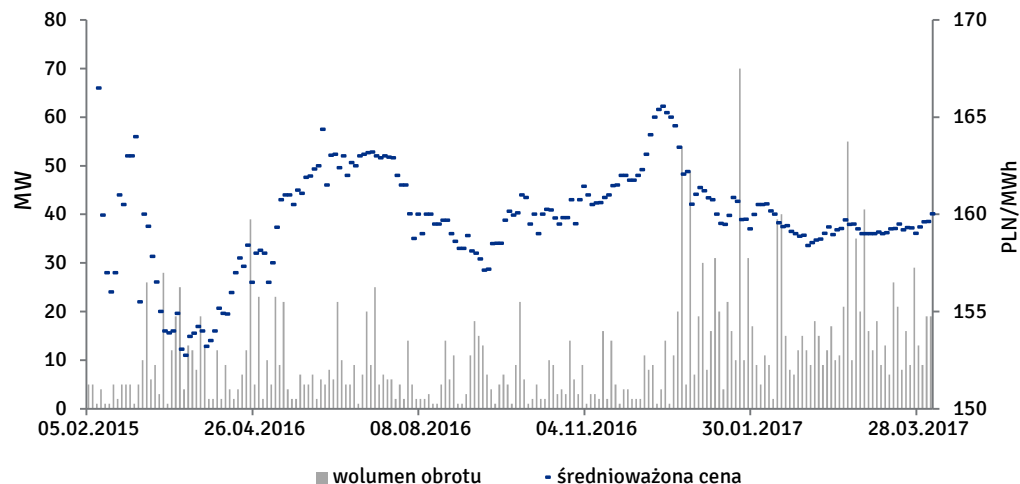
Tabela 2. Ceny na rynku terminowym

Produkt	Cena na koniec notowań [zł/MWh]	Zmiana r/r [%]	Średnia cena z okresu notowań [zł/MWh]	Zmiana r/r [%]
BASE Y-15	177,00	-	168,13	-
BASE Y-16	167,50	↓ 9,5%	166,49	↓ 4,7%
BASE Y-17	162,00	↓ 4,4%	160,23	↓ 3,8%
BASE Y-18	160,20 ¹⁾	↓ 1,1%	160,23	↓ 0,3%

1) Na koniec marca 2017 r.

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z TGE i TFS.

Ceny i wolumeny transakcji - BASE Y-18



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z TGE i TFS.

Na rynku terminowym TGE obserwuje się bardzo niską płynność - gdy porówna się obroty w I kwartałach 2016 r. i 2017 r. między produktami BASE Y-17 a BASE Y-18 (wynosi ona ok. 50%). Główną przyczyną takiego stanu rzeczy może być wygaszenie tzw. 100% obligu giełdowego związanego z kontraktami KDT.

Podobnie do BASE Y-18 zmieniały się ceny PEAK Y-18. Na początku stycznia wycena rynkowa tego produktu wynosiła 214,00 zł/MWh, a na koniec marca 2017 r. 208,00 zł/MWh.

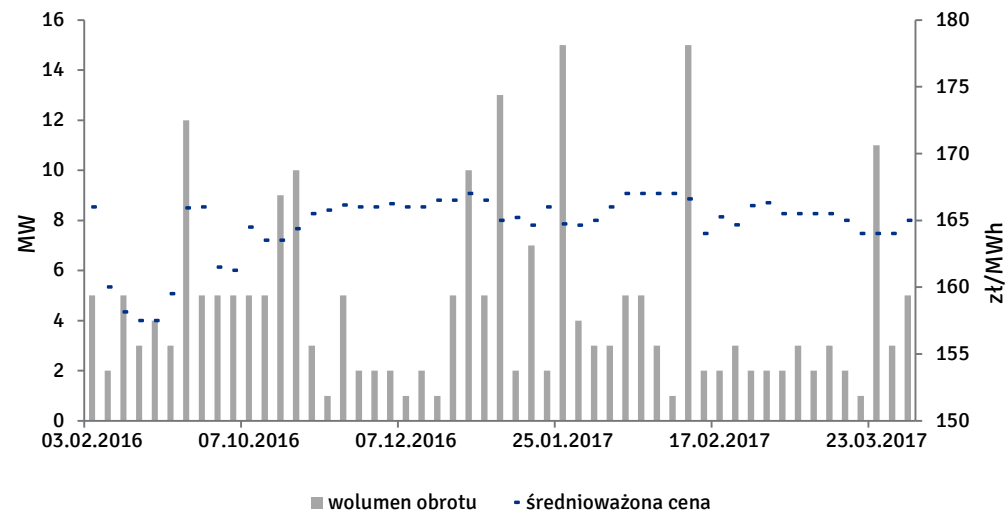
W I kwartale 2017 r. na rynku terminowym energii elektrycznej obserwowaliśmy powolny wzrost cen. Był on powiązany m. in. z dużą zmiennością cen uprawnień do emisji CO₂ (rozpiętość pomiędzy max a min – 1,51 EUR/t). Duże znaczenie dla kształtowania się sytuacji na rynku miał również znacząco zmniejszony, w porównaniu do wolumenu obrotu produktem BASE Y-17 w analogicznym okresie roku poprzedniego, wolumen obrotu produktem BASE Y-18 na TGE.

Czynnikami niepewności pozostają:

- kwestia wyjścia Wielkiej Brytanii z Unii Europejskiej, co może przełożyć się na ewentualne zmiany we Wspólnym Systemie Handlu Uprawnieniami do Emisji i kształtowania się cen uprawnień do emisji CO₂ (EUA) w dłuższej perspektywie
- kierunek zmian w systemie i wprowadzenie nowych rozwiązań (m. in. rynku mocy) w zakresie zapewniania odpowiednich poziomów mocy w KSE

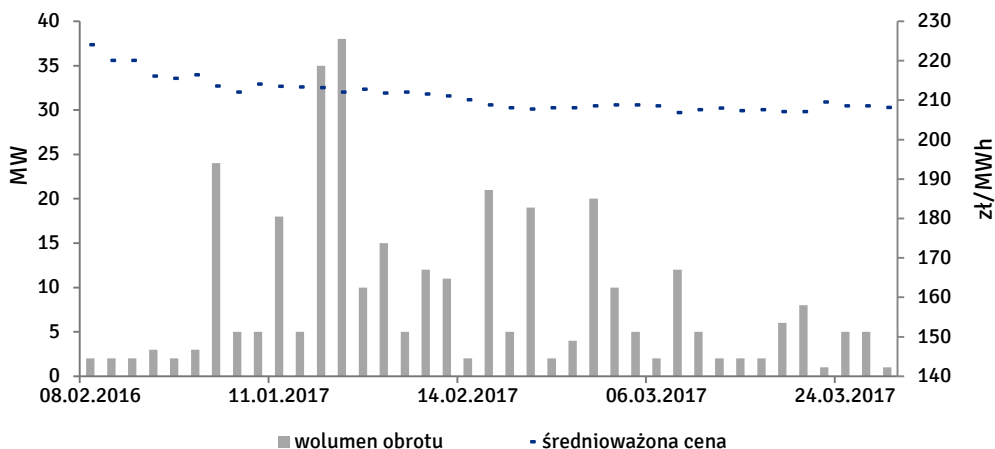
Stąd też nie można wykluczyć ewentualnych wzrostów cen o umiarkowanej sile.

Ceny i wolumeny transakcji - BASE Y-19



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z TGE i TFS.

Ceny i wolumeny transakcji - PEAK Y-18



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z TGE i TFS.

W I kwartale 2017 r. zawierano również transakcje na produkt BASE Y-19, jednak z uwagi na odległy horyzont dostawy wolumen obrotu był zdecydowanie niższy niż w przypadku BASE Y-18.

Obowiązki w zakresie uzyskiwania świadectw pochodzenia energii

Zgodnie z obowiązującymi przepisami przedsiębiorstwa energetyczne sprzedające energię elektryczną odbiorcom końcowym w 2016 r. zobligowane są do uzyskania i umorzenia następujących rodzajów świadectw pochodzenia:

- dla energii wytworzonej w odnawialnych źródłach, tzw. świadectwa „zielone” – obowiązek na poziomie 15,0% sprzedaży odbiorcom końcowym zrealizowanej w I połowie roku oraz 14,35% w II połowie roku
- dla energii wytworzonej z biogazu rolniczego, nowe świadectwa ustanowione nowelizacją Ustawy o odnawialnych źródłach energii z dnia 20 lutego 2015 r. – obowiązek na poziomie 0,65% sprzedaży odbiorcom końcowym zrealizowanej w II połowie roku
- dla energii wytworzonej w kogeneracji opalanej metanem tzw. świadectwa „fioletowe” – obowiązek na poziomie 1,5% sprzedaży odbiorcom końcowym
- dla energii wytworzonej w jednostkach kogeneracyjnych gazowych lub o łącznej mocy zainstalowanej do 1 MW, tzw. świadectwa „żółte” – obowiązek na poziomie 6,0%
- dla energii wytworzonej w pozostałych źródłach kogeneracyjnych, tzw. świadectwa „czerwone” – obowiązek na poziomie 23,2%
- świadectw efektywności energetycznej, tzw. świadectw „białych” – obowiązek na poziomie 1,5%

Na kolejnym slajdzie przedstawiona została struktura cenowa kontraktacji na rynku sesyjnym TGE na poszczególne prawa majątkowe w I kwartale 2017 r. W analizie pominięto PM „zielone” PMOZE ze względu na brak obrotu i całkowite zastąpienie ich przez PMOZE_A.

Tabela 3. Ceny na rynku świadectw pochodzenia (rynek sesyjny TGE)

		Średnia cena IQ 2017		Zmiana do IVQ 2016		Cena maksymalna	Cena minimalna
			%	zł/MWh	zł/MWh	zł/MWh	zł/MWh
OZEX_A (PM „zielone”)		34,62	↓ -12,8%	↓ -5,07	39,50	26,00	
OZEX_BIO (PM „błękitne”)		327,55	-	-	470,00	300,03	
KGMX (PM „żółte”)	2016	123,61	↑ 0,8%	↑ 0,95	124,50	122,70	
	2017	116,00	-	-	116,00	116,00	
KECX (PM „czerwone”)	2016	10,77	↑ 0,4%	↑ 0,04	10,82	10,65	
	2017	-	-	-	-	-	
KMETX (PM „fioletowe”)	2016	62,27	↑ 0,1%	↑ 0,09	62,90	61,80	
	2017	-	-	-	-	-	
EFX (PM „białe”) ¹⁾		1 090,62	↑ 12,0%	↑ 116,85	1 270,00	970,00	

1) Wartości podane w jednostce zł/toe

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z TGE.

Limity uprawnień do emisji dwutlenku węgla i ich ceny rynkowe

Koniec roku 2016 charakteryzował się znaczącym wzrostem cen uprawnień EUA. Przyczyną tych wzrostów mogły być rosnące ceny węgla oraz energii, wysokie ceny osiągnięte na aukcjach oraz wiadomości o chęci pozostania Wielkiej Brytanii w systemie EU ETS po wejściu w życie Brexitu. Ważnym czynnikiem przyczynającym się do wzrostu cen było również porozumienie w sprawie zmian w systemie EU ETS po 2020 r. Uwzględniając m.in. wycofywanie z rynku 24% a nie 12% uprawnień przez co najmniej 4 lata funkcjonowania MSR, umorzenie 800 mln uprawnień wycofanych z rynku w ramach backloadingu, zwiększenie liniowego współczynnika redukcji do 2,4% (z 1,74%). Po gwałtownym wzroście cen w drugiej połowie grudnia 2016 r. nastąpiła korekta. Na spadek cen emisji CO₂ na początku stycznia 2017 r. miały wpływ: wzrost wolumenu na aukcjach (przestał obowiązywać backloading, zwiększenie wolumenu z 3,7 mln do 4,3 mln EUA) oraz niższe ceny niemieckiej energii.

Komisja Europejska zaproponowała kontynuowanie obowiązku wynikającego z emisji gazów cieplarnianych przez lotnictwo, dopóki nie zostaną podjęte ostateczne decyzje co do kształtu globalnego mechanizmu rynkowego. 15 lutego 2017 r. na posiedzeniu plenarnym w Parlamencie Europejskim zaakceptowano pakiet poprawek do projektu dyrektywy EU ETS, które pod koniec lutego br. zostały przyjęte przez Radę ds. Środowiska. Państwa członkowskie UE rozpoczęły dystrybucję darmowych uprawnień dla 2017 r.

Z najbardziej aktualnych danych o liczbie wydanych uprawnień na 2017 r., publikowanych przez Komisję Europejską, wynika, że najwięcej niewydanych uprawnień mają Włochy, Rumunia i Wielka Brytania a Malta, jako jedyne państwo, wydała już wszystkie.

Tabela 4. Zmiana cen EUA i CER

Produkt	Cena [EUR/t]		Zmiana %	
	Początek stycznia 2017 r.	Koniec marca 2017 r.		
EUA Spot	6,11	4,68	↓	23,4%
CER Spot	0,26	0,27	↑	3,8%
EUA gru-17	6,14	4,69	↓	23,6%
CER gru-17	0,27	0,27	→	-

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ICE.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych BlueNext oraz ICE.



3. Sytuacja finansowa

Skonsolidowany rachunek zysków i strat – IQ 2017

[tys. zł]	IQ 2016	IQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej ¹⁾	1 702 258	1 502 805	-199 453	-11,7%
Przychody ze sprzedaży energii cieplnej ¹⁾	113 544	118 771	5 227	4,6%
Przychody ze sprzedaży gazu ziemnego ¹⁾	53 699	35 551	-18 148	-33,8%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	773 440	828 528	55 088	7,1%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	4 899	161	-4 738	-96,7%
Przychody ze sprzedaży praw do emisji CO ₂	851	5 705	4 854	570,4%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	24 414	14 882	-9 532	-39,0%
Przychody ze sprzedaży pozostałych usług ¹⁾	39 074	44 858	5 784	14,8%
Przychody ze sprzedaży węgla	224 572	158 429	-66 143	-29,5%
Przychody ze sprzedaży netto	2 936 751	2 709 690	-227 061	-7,7%
Amortyzacja	279 708	283 847	4 139	1,5%
Koszty świadczeń pracowniczych	362 731	386 987	24 256	6,7%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	366 990	285 611	-81 379	-22,2%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	1 123 042	792 416	-330 626	-29,4%
Usługi przesyłowe	190 389	261 823	71 434	37,5%
Inne usługi obce	131 005	149 899	18 894	14,4%
Podatki i opłaty	93 571	106 327	12 756	13,6%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	2 547 436	2 266 910	-280 526	-11,0%
Pozostałe przychody operacyjne	30 164	16 238	-13 926	-46,2%
Pozostałe koszty operacyjne	30 423	72 652	42 229	138,8%
Zysk / (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	-419	-3 787	-3 368	-803,8%
Zysk / (strata) operacyjny	388 637	382 579	-6 058	-1,6%
Koszty finansowe	35 736	45 957	10 221	28,6%
Przychody finansowe	14 064	66 183	52 119	370,6%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	366 965	402 805	35 840	9,8%
Podatek dochodowy	76 560	81 615	5 055	6,6%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	290 405	321 190	30 785	10,6%
EBITDA	668 345	666 426	-1 919	-0,3%

1) Zmiana prezentacyjna publikowanych danych za IQ 2016

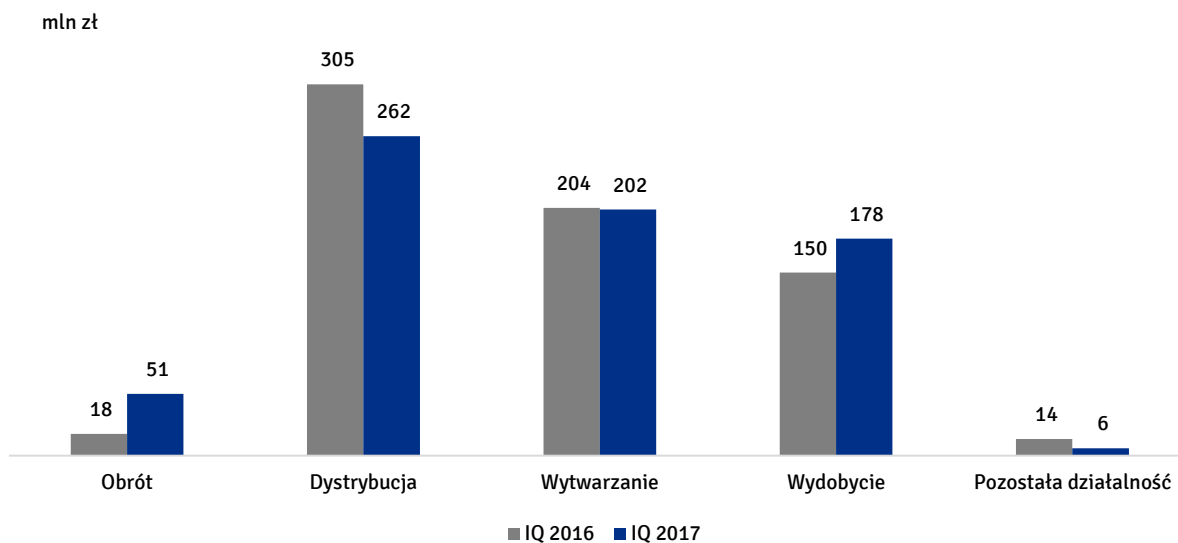
IQ 2017:

Czynniki zmiany EBITDA GK Enea:

- (-) spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 199 mln zł, wynika głównie z niższego wolumenu sprzedaży o 893 GWh
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży energii cieplnej o 5 mln zł wynika z wyższego wolumenu sprzedaży o 148.693 GJ (głównie w wyniku przejścia EEP)
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży gazu ziemnego o 18 mln zł spowodowany spadkiem wolumenu o 207 GWh przy jednoczesnym wzroście ceny o 4,8%
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych o 55 mln zł wynika z wyższego wolumenu sprzedaży usług dystrybucji (5%) odbiorcom końcowym
- (-) spadek przychodów z tytułu sprzedaży świadectw pochodzenia spowodowany spadkiem cen rynkowych
- (-) spadek sprzedaży węgla wynika z wyższego wolumenu dostaw wewnątrzgrupowych
- (-) wzrost kosztów świadczeń pracowniczych o 24 mln zł spowodowany zawiązaniem rezerw na PDO oraz inne świadczenia na rzecz pracowników oraz w związku z przejściem Elektrowni Połaniec
- (+) spadek zużycia materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów wynika z większego wolumenu wewnątrzgrupowego zakupu węgla
- (+) spadek kosztów zakupu energii elektrycznej i gazu o 330 mln zł wynika ze:
 - (+) spadku wolumenu zakupu energii elektrycznej (1.219 GWh) przy równoczesnym wzroście średniej ceny zakupu o 3,2%
 - (+) spadku kosztu zakupu gazu ziemnego w związku ze spadkiem ceny o 14,8% oraz spadkiem wolumenu o 159 GWh
 - (+) spadku kosztu zakupu PM głównie w wyniku spadku cen (88%) OZE
- (-) wzrost kosztów usług obcych o 19 mln zł wynika m. in. z nabycia Elektrowni Połaniec oraz wzrostu kosztów usług obcych związanych z pracami górniczymi oraz okotogórnymi
- (-) wzrost kosztów usług przesyłowych wynika ze wzrostu opłat PSE
- (-) wzrost podatków i opłat wynika ze zwiększenia wartości majątku trwałego związanego z zakończonymi procesami inwestycyjnymi oraz zmiany ustawy ws. opodatkowania farm wiatrowych
- (-) spadek wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 60 mln zł:
 - (-) wyższe rezerwy na potencjalne roszczenia o 18 mln zł (w tym 22 mln zł na wypowiedziane umowy na zakup PM)
 - (-) wzrost odpisów aktualizujących wartość należności przeterminowanych oraz należności nieściągalnych o 16 mln zł
 - (-) niższe przychody z tytułu usunięcia kolizji o 12 mln zł
 - (-) wyższe koszty darowizn o 7 mln zł
 - (-) wyższa strata na likwidacji rzeczowych aktywów trwałych o 3 mln zł m. in. w związku z likwidacją wyrobisk
 - (-) niższe saldo zwrotów od ubezpieczyciela 4 mln zł

Wyniki na poszczególnych obszarach działalności GK Enea

EBITDA [tys. zł]	IQ 2016	IQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Obrót	17 809	50 822	33 013	185,4%
Dystrybucja	305 130	262 373	-42 757	-14,0%
Wytwarzanie	203 556	202 247	-1 309	-0,6%
Wydobycie	150 317	178 269	27 952	18,6%
Pozostała działalność	13 582	6 065	-7 517	-55,3%
Pozycje nieprzypisane i wyłączenia	-22 049	-33 350	-11 301	-51,3%
EBITDA Razem	668 345	666 426	-1 919	-0,3%



GK Enea IQ 2017:

Najwyższa EBITDA w obszarze Dystrybucji 262 mln zł

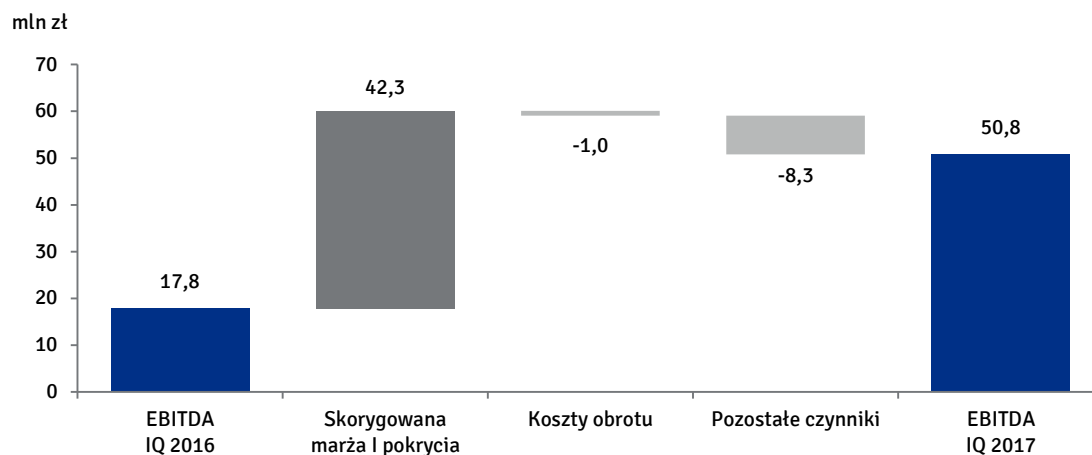
Najwyższy wzrost EBITDA w obszarze Obrotu o 33 mln zł

Obszar Obrotu

[tys. zł]	IQ 2016	IQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	1 796 706	1 447 113	-349 593	-19,5%
EBIT	17 644	50 605	32 961	186,8%
Amortyzacja	165	217	52	31,5%
EBITDA	17 809	50 822	33 013	185,4%
CAPEX	143	1 371 512	1 371 369	958 999,3%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży Grupy	45%	38%	-7 p.p.	

Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej realizowana jest przez Enea SA

Handel hurtowy realizowany jest przez Enea Trading sp. z o. o.

**IQ 2017 Czynniki zmiany EBITDA:****Skorygowana marża i pokrycia**

- (-) spadek średniej ceny sprzedaży energii o 3,1%
- (+) niższe koszty obowiązków ekologicznych o 48,5%
- (+) spadek średniej ceny nabycia energii o 9,5%
- (+) wzrost wolumenu sprzedaży energii o 5,2%
- (-) spadek wyniku na obrocie paliwem gazowym

Koszty własne

- (-) wyższe koszty bezpośrednie sprzedaży o 2 mln zł
- (-) wyższe koszty usług wspólnych o 1 mln zł
- (+) niższe koszty ogólnego zarządu o 2 mln zł

Pozostałe czynniki

- (-) wyższe rezerwy na potencjalne roszczenia o 3 mln zł
- (-) koszty darowizn 7 mln zł
- (+) niższe należności odpisane w koszty o 2 mln zł
- (+) niższe odpisy aktualizujące należności o 2 mln zł

Obszar Wytwarzania

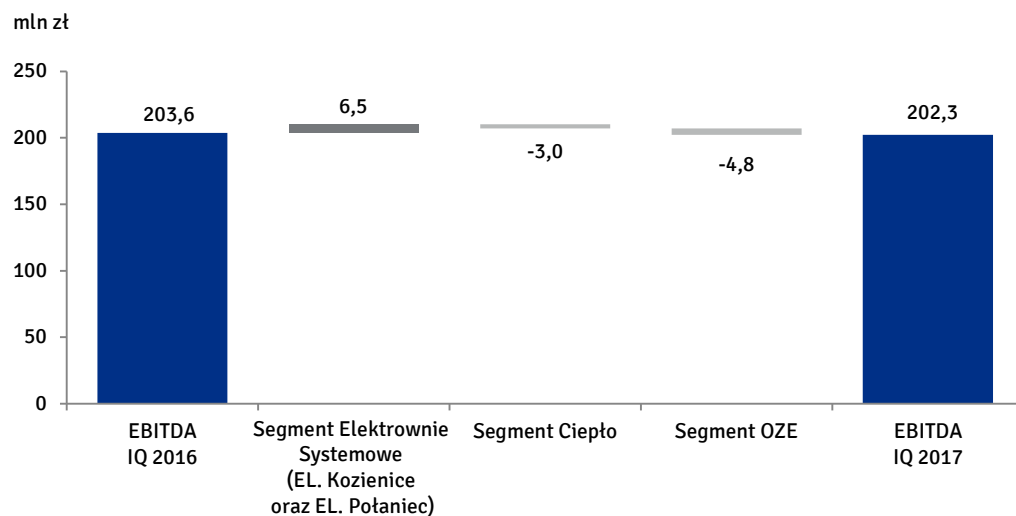
[tys. zł]	IQ 2016	IQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	876 828	889 763	12 935	1,5%
energia elektryczna	736 604	755 149	18 545	2,5%
świadcstwa pochodzenia	22 093	6 409	-15 684	-71,0%
sprzedaż uprawnień do emisji CO ₂	1 621	5 811	4 190	258,5%
ciepło	111 335	115 953	4 618	4,1%
pozostałe	5 175	6 441	1 266	24,5%
EBIT	142 876	134 543	-8 333	-5,8%
Amortyzacja	60 680	67 704	7 024	11,6%
EBITDA	203 556	202 247	-1 309	-0,6%
CAPEX	135 438	244 595	109 157	80,6%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	22%	24%	2 p.p.	

W obszarze Wytwarzania prezentowane są dane finansowe Enea Wytwarzanie sp. z o.o. wraz z jej spółkami zależnymi oraz Enea Elektrownia Połaniec.

Enea Wytwarzanie posiada m.in. 10 wysokosprawnych i zmodernizowanych bloków energetycznych w Elektrowni Kozienice.

W wyniku przejęcia EEP zasiliło obszar Wytwarzania o dodatkowe 7 bloków węglowych o łącznej mocy brutto 1.657 MW oraz największy na świecie blok opalany wyłącznie biomasa o zainstalowanej mocy brutto 225 MW.

Roczne zdolności produkcyjne w tym obszarze wynoszą ok. 27 TWh energii elektrycznej, w rezultacie GK Enea stała się wiceliderem produkcji energii elektrycznej w Polsce.



IQ 2017 Czynniki zmiany EBITDA:

Segment Elektrownie Systemowe ¹⁾

- (+) wzrost marży na wytwarzaniu o 18,6 mln zł
- (+) wyższe przychody z Regulacyjnych Usług Systemowych o 7,5 mln zł
- (+) spadek kosztów stałych o 3,9 mln zł
- (-) spadek marży na obrocie i na Rynku Bilansującym o 23,7 mln zł
- (-) niższy wynik na pozostałej działalności operacyjnej o 1,5 mln zł

Segment Ciepło ¹⁾

- (-) spadek przychodów ze świadectw pochodzenia o 9,0 mln zł
- (-) spadek przychodów z energii elektrycznej o 8,3 mln zł
- (-) wzrost kosztów zakupu energii na potrzeby sprzedaży o 1,4 mln zł
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła o 2,3 mln zł
- (+) spadek kosztów zużycia materiałów i surowców o 12,9 mln zł, w tym spadek kosztów zużycia biomasy o 13,8 mln zł

Segment OZE ¹⁾

- (-) Obszar Wiatr (-4,9 mln zł): spadek przychodów ze świadectw pochodzenia o 3,5 mln zł, wzrost kosztów stałych o 2 mln zł, wzrost przychodów z energii elektrycznej o 0,6 mln zł
- (+) Obszar Biogaz (+0,8 mln zł): wzrost przychodów ze świadectw pochodzenia o 0,4 mln zł
- (+) Obszar Woda (+1,3 mln zł): wzrost przychodów z energii elektrycznej o 2 mln zł, spadek przychodów ze świadectw pochodzenia o 1,6 mln zł, zysk ze sprzedaży środków trwałych 0,6 mln zł, spadek kosztów stałych o 0,3 mln zł

1) Opisy odchylenia dotyczą obszaru Wytwarzania bez EEP (Enea Elektrownia Połaniec)

Obszar Dystrybucji

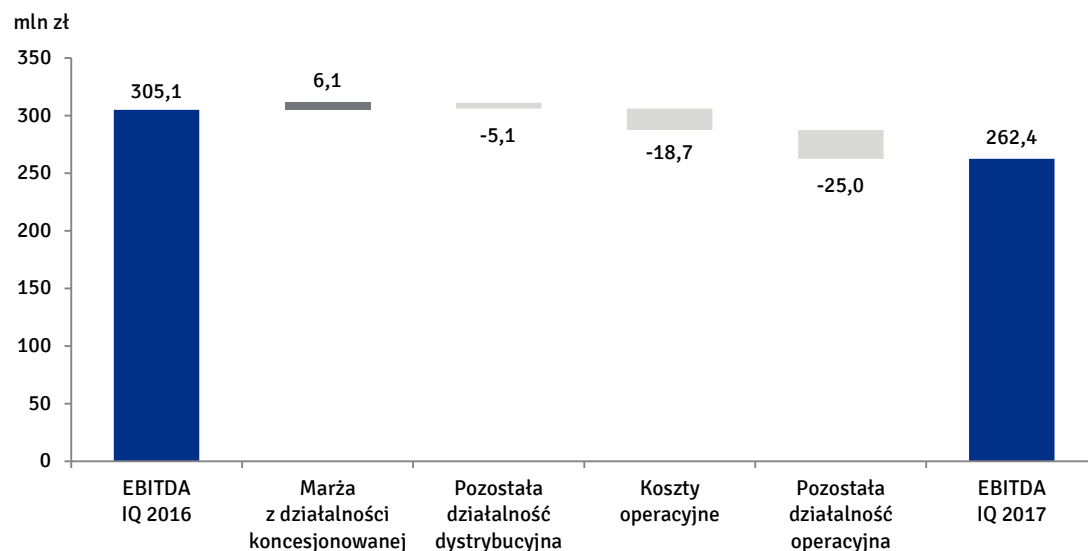
[tys. zł]	IQ 2016	IQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	788 349	839 784	51 435	6,5%
<i>usługi dystrybucyjne do odbiorców końcowych</i>	747 898	807 878	59 980	8,0%
<i>opłaty za przyłączenie do sieci</i>	15 699	13 487	-2 212	-14,1%
<i>pozostałe</i>	24 752	18 419	-6 333	-25,6%
EBIT	172 999	142 538	-30 461	-17,6%
Amortyzacja	132 131	119 835	-12 296	-9,3%
EBITDA	305 130	262 373	-42 757	-14,0%
CAPEX	174 867	149 976	-24 891	-14,2%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	20%	22%	2 p.p.	

Enea Operator sp. z o.o. odpowiada za dystrybucję energii elektrycznej do 2,5 mln Klientów w zachodniej i północno-zachodniej Polsce na obszarze 58,2 tys. km².

Podstawowym zadaniem Enea Operator jest dostarczanie energii w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu odpowiednich parametrów jakościowych.

W obszarze Dystrybucji prezentowane są dane finansowe Spółtek:

- Enea Operator sp. z o.o.
- Enea Serwis sp. z o.o.
- Enea Pomiar sp. z o.o.
- Annacond Enterprises sp. z o.o.



IQ 2017 Czynniki zmiany EBITDA:

Marża z działalność koncesjonowanej

- (+) wyższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym o 60 mln zł
- (+) niższe koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej o 8 mln zł
- (-) wyższe koszty zakupu usług przesyłowych o 57 mln zł
- (-) niższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji innym podmiotom o 3 mln zł
- (-) niższe przychody z tytułu opłat za przyłączenie do sieci o 2 mln zł

Pozostała działalność dystrybucyjna:

- (-) wyższe koszty serwisu obszaru dystrybucji w zakresie:
 - realizacji przyłączeń oraz wykonawstwa – 4 mln zł
 - odczytów oraz usług technicznych – 1 mln zł

Koszty operacyjne

- (-) wyższe koszty usług obcych o 11 mln zł
- (-) wyższe koszty podatków i opłat o 6 mln zł (wzrost wartości majątku sieciowego w wyniku przeprowadzonych inwestycji)

Pozostała działalność operacyjna

- (-) niższe przychody z tytułu realizacji umów o usunięcie kolizji o 12 mln zł
- (-) wyższe odpisy aktualizujące należności o 18 mln zł
- (-) niższy wynik na ubezpieczeniach i szkodach losowych o 3 mln zł
- (+) niższe koszty uregulowań prawnych dot. majątku sieciowego 6 mln zł

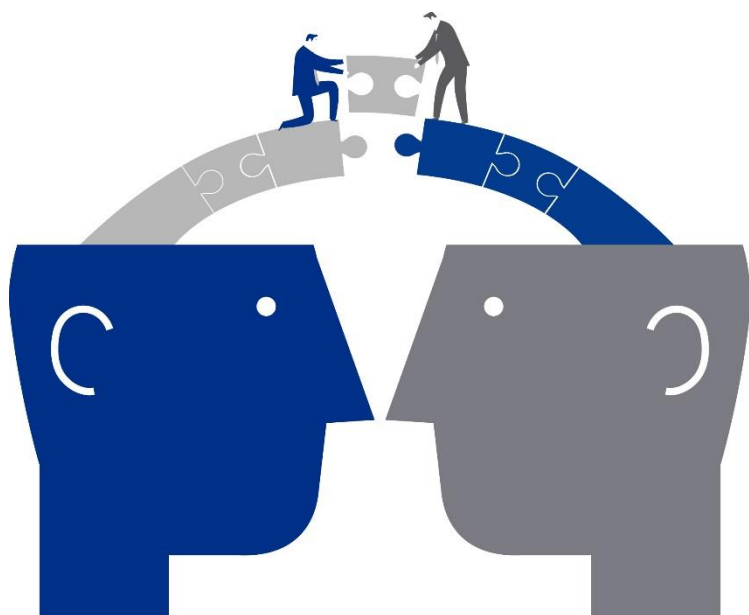
Obszar Wydobywania

[tys. zł]	IQ 2016	IQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	420 286	465 237	44 951	10,7%
<i>węgiel</i>	405 020	448 829	43 809	10,8%
<i>pozostałe produkty i usługi</i>	12 456	13 944	1 488	11,9%
<i>towary i materiały</i>	3 093	2 464	-629	-20,3%
EBIT	67 433	89 593	22 160	32,9%
Amortyzacja	82 884	88 676	5 792	7,0%
EBITDA	150 317	178 269	27 952	18,6%
CAPEX	60 779	65 426	4 647	7,6%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży Grupy	10%	12%	2 p.p.	

W obszarze Wydobywania prezentowane są wyniki finansowe GK LW Bogdanka z jednostką dominującą – Lubelski Węgiel „Bogdanka” SA oraz jej spółkami zależnymi.

LW Bogdanka dzieli swój asortyment sprzedaży na miął energetyczny, który stanowi 99%, oraz na groszek i orzech.

Głównymi odbiorcami jest energetyka zawodowa i przemysłowa.



IQ 2017 Czynniki osiągniętej EBITDA:

- (+) rentowność EBITDA 38,3%, przy rentowności EBIT 19,3%
- (+) wzrost przychodów realizowany głównie za sprawą większej sprzedaży węgla zarówno w ramach Grupy Kapitałowej Enea, jak i na eksport
- (+) przychody ze sprzedaży węgla wzrosły r/r o 10,8%, tj. 43.809 tys. zł – nastąpił wzrost sprzedaży ilościowej węgla (o ponad 9%) przy wzroście ceny o prawie 1%
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży pozostałych produktów i usług zrealizowany dzięki wywozowi węgla na Ukrainę
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży towarów i materiałów wynika z niższej sprzedaży złomu

Obszar Pozostałej działalności

[tys. zł]	IQ 2016	IQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	138 974	129 576	-9 398	-6,8%
EBIT	7 558	-4 065	-11 623	-
Amortyzacja	6 024	10 130	4 106	68,2%
EBITDA	13 582	6 065	-7 517	-55,3%
CAPEX	9 581	9 898	317	3,3%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży Grupy	3%	3%	-	-

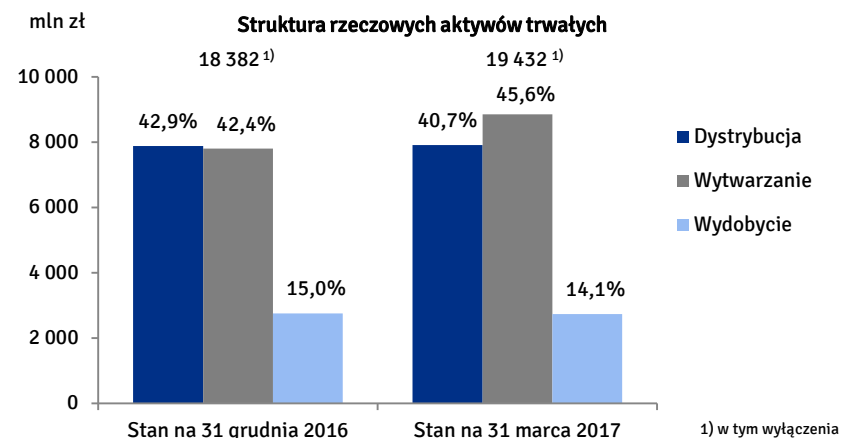


W obszarze Pozostałej działalności prezentowane są spółki z obszarów:

- wsparcia dla pozostałych spółek w Grupie Kapitałowej:**
 Enea Centrum sp. z o.o. – stanowiąca Centrum Usług Wspólnych w Grupie w zakresie księgowości, kadr, teleinformatyki, obsługi klienta
 Enea Logistyka sp. z o.o. – spółka wyspecjalizowana w zakresie działalności logistycznej, magazynowej, zaopatrzeniowej
- działalności towarzyszącej:**
 Enea Oświetlenie sp. z o.o. – spółka wyspecjalizowana w oświetleniu wewnątrz i na zewnątrz budynków; projektuje, buduje oświetlenie drogowe, iluminacje przestrzeni miejskich, podświetlanie budynków zabytkowych i użyteczności publicznej, a także świadczy usługi budowy i kompleksowej obsługi elektrowni fotowoltaicznych.

Sytuacja majątkowa – struktura aktywów i pasywów Grupy Kapitałowej Enea

Aktywa [tys. zł]	Na dzień:		Zmiana	Zmiana %
	31 grudnia 2016	31 marca 2017		
Aktywa trwałe	19 486 599	20 732 484	1 245 885	6,4%
Rzeczowe aktywa trwałe	18 382 498	19 431 835	1 049 337	5,7%
Użytkowanie wieczyste gruntów	74 899	82 604	7 705	10,3%
Wartości niematerialne	370 638	380 125	9 487	2,6%
Nieruchomości inwestycyjne	28 020	27 767	-253	-0,9%
Inwestycje w jednostkach zależnych	2 518	113 081	110 563	4 390,9%
Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	403 257	396 832	-6 425	-1,6%
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	42 482	43 039	557	1,3%
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	112	60 927	60 815	54 299,1%
Instrumenty pochodne	40 267	33 703	-6 564	-16,3%
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	30 690	51 327	20 637	67,2%
Środki zgromadzone w ramach Funduszu Likwidacji Kopalń	111 218	111 244	26	0,0%
Aktywa obrotowe	5 049 920	4 250 397	-799 523	-15,8%
Prawa do emisji CO ₂	417 073	407 223	-9 850	-2,4%
Zapasy	448 941	621 461	172 520	38,4%
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	1 824 488	1 953 378	128 890	7,1%
Należności z tytułu bieżącego podatku dochodowego	9 541	25 017	15 476	162,2%
Aktywa finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	478	480	2	0,4%
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	4 852	6 355	1 503	31,0%
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	2 340 217	1 234 662	-1 105 555	-47,2%
Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży	4 330	1 821	-2 509	-57,9%
Razem aktywa	24 536 519	24 982 881	446 362	1,8%

**Czynniki zmian aktywów trwałych (wzrost 1.246 mln zł):**

- wzrost rzeczowych aktywów trwałych o 1.049 mln zł wynika z przejęcia aktywów EEP oraz odbioru kolejnego, 23 etapu budowy bloku 11
- wzrost inwestycji w jednostkach zależnych o 111 mln zł wynika z nabycia akcji Polimex-Mostostal SA oraz Elektrowni Ostrołęka SA
- wzrost aktywów finansowych wycenianych w wartości godziwej przez wynik finansowy o 61 mln zł dotyczy opcji kupna akcji spółki Polimex-Mostostal SA

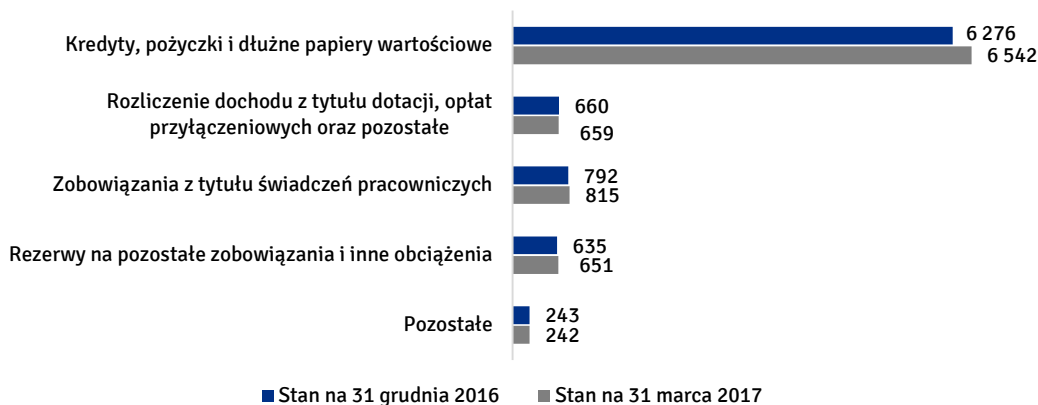
Czynniki zmian aktywów obrotowych (spadek o 800 mln zł):

- wzrost zapasów o 173 mln zł wynika z przejęcia majątku EEP (wzrost o zapasy węgla, biomasy, świadectw pochodzenia)
- wzrost należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych należności o 129 mln zł wynika głównie ze stanu należności EEP
- spadek środków pieniężnych i ich ekwiwalentów o 1.106 mln zł wynika z przeprowadzonych procesów akwizycyjnych oraz realizacji zadań inwestycyjnych

Sytuacja majątkowa – struktura aktywów i pasywów Grupy Kapitałowej Enea

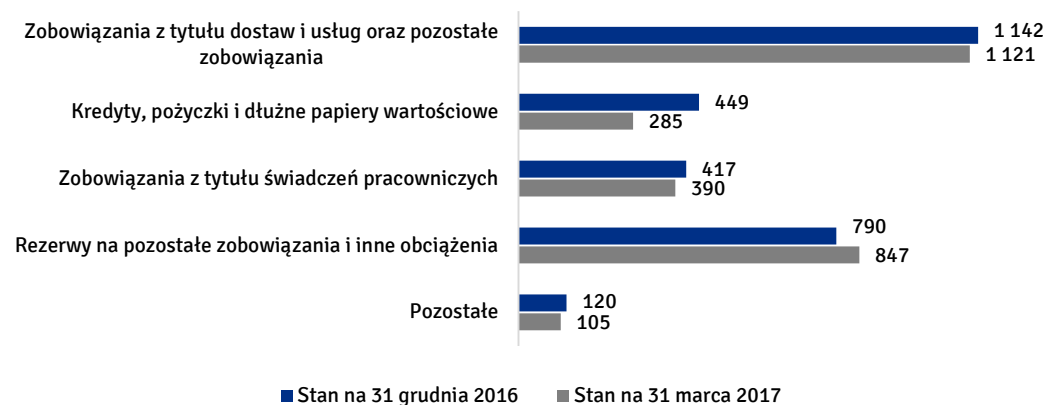
Pasywa [tys. zł]	Na dzień:		Zmiana	Zmiana %
	31 grudnia 2016	31 marca 2017		
Razem kapitał własny	13 011 729	13 326 130	314 401	2,4%
Kapitał zakładowy	588 018	588 018	-	-
Kapitał z nadwyżki ceny emisyjnej nad wartością nominalną	3 632 464	3 632 464	-	-
Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów finansowych	744	740	-4	-0,5%
Pozostałe kapitały	-25 652	-27 132	-1 480	-5,8%
Kapitał rezerwowy z wyceny instrumentów zabezpieczających	33 826	28 797	-5 029	-14,9%
Zyski zatrzymane	7 946 612	8 241 842	295 230	3,7%
Udziały niekontrolujące	835 717	861 401	25 684	3,1%
Razem zobowiązania	11 524 790	11 656 751	131 961	1,1%
Zobowiązania długoterminowe	8 606 757	8 908 565	301 808	3,5%
Zobowiązania krótkoterminowe	2 918 033	2 748 186	-169 847	-5,8%
Razem pasywa	24 536 519	24 982 881	446 362	1,8%

Struktura zobowiązań długoterminowych



Wzrost zobowiązań długoterminowych (302 mln zł) wynika głównie z zaciągnięcia kredytu w EBI na finansowanie wieloletniego planu inwestycyjnego w celu modernizacji i rozbudowy sieci energetycznych Enea Operator oraz emisji obligacji BGK w celu akwizycji EEP. Dodatkowo, wzrost wynika również ze zwiększenia zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych oraz z wyższego stanu rezerw na pozostałe zobowiązania.

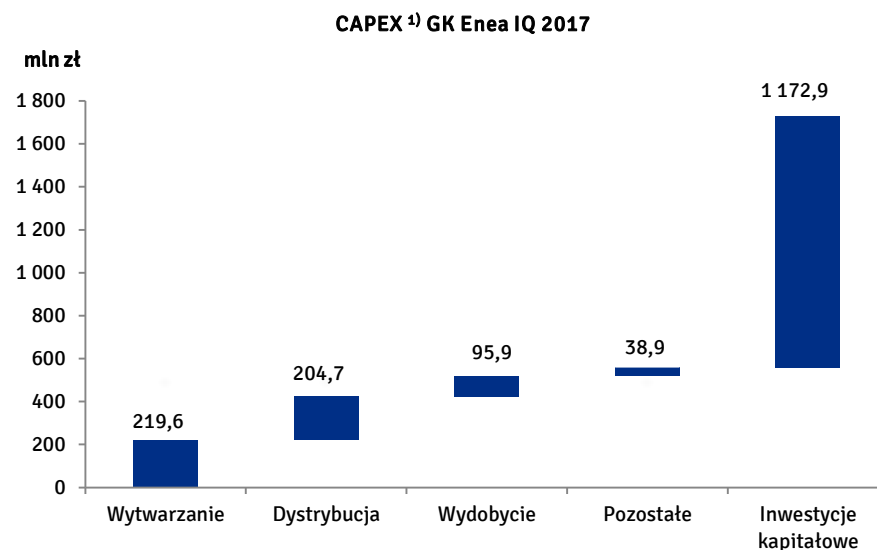
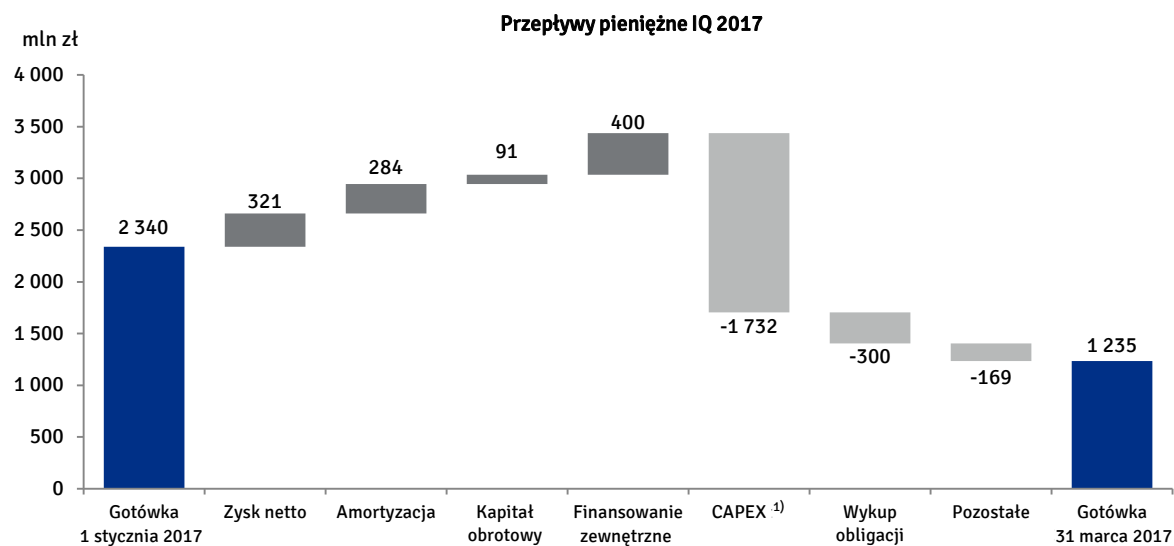
Struktura zobowiązań krótkoterminowych



Spadek zobowiązań krótkoterminowych (spadek o 170 mln zł) wynika głównie ze spadku kredytów, pożyczek i dłużnych papierów wartościowych o 164 mln zł, co związane jest z wykupem obligacji przez LW Bogdanka oraz reklasyfikacją kredytów i obligacji z długoterminowych na krótkoterminowe.

Sytuacja pieniężna Grupy Kapitałowej Enea

Rachunek przepływów pieniężnych [tys. zł]	IQ 2016	IQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	395 232	572 270	177 038	44,8%
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	-573 393	-1 732 991	-1 159 598	-202,2%
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	60 967	55 166	-5 801	-9,5%
Zwiększenie / (zmniejszenie) netto stanu środków pieniężnych	-117 194	-1 105 555	-988 361	-843,4%
Stan środków pieniężnych na początek okresu sprawozdawczego	1 822 094	2 340 217	518 123	28,4%
Stan środków pieniężnych na koniec okresu sprawozdawczego	1 704 900	1 234 662	-470 238	-27,6%



1) Nabycie rzeczowych i niematerialnych aktywów trwałych oraz nabycie jednostek zależnych skorygowane o nabyte środki pieniężne

Analiza wskaźnikowa ¹⁾

	IQ 2016	IQ 2017
Wskaźniki rentowności		
ROE - rentowność kapitału własnego	9,4%	9,6%
ROA - rentowność aktywów	5,1%	5,1%
Rentowność netto	9,9%	11,9%
Rentowność operacyjna	13,2%	14,1%
Rentowność EBITDA	22,8%	24,6%
Wskaźniki płynności i struktury finansowej		
Wskaźnik bieżącej płynności	2,3	1,5
Pokrycie majątku trwałego kapitałami własnymi	68,4%	64,3%
Wskaźnik zadłużenia ogólnego	45,6%	46,7%
Dług netto / EBITDA	1,8	2,4
Wskaźniki aktywności gospodarczej		
Cykl rotacji należności krótkoterminowych w dniach	55	63
Cykl rotacji zobowiązań z tyt. dostaw i usług oraz pozostałych w dniach	45	56
Cykl rotacji zapasów w dniach	29	34

Zasady sporządzenia sprawozdań finansowych

Skrócone sprawozdania finansowe odpowiednio Enea SA oraz Grupy Kapitałowej Enea zawarte w ramach rozszerzonego skonsolidowanego raportu Enea SA za okres I kwartału 2017 r. sporządzone zostały zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Rachunkowości oraz Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (MSR/MSSF) zatwierdzonymi przez Unię Europejską. Skrócone sprawozdania finansowe zostały sporządzone przy założeniu kontynuowania działalności gospodarczej w dającej się przewidzieć przyszłości. Zarząd Spółki nie stwierdza na dzień podpisania skróconych sprawozdań finansowych faktów i okoliczności, które wskazywałyby na zagrożenia dla możliwości kontynuowania działalności w okresie 12 miesięcy po dniu bilansowym na skutek zamierzonego lub przymusowego zaniechania, bądź istotnego ograniczenia dotychczasowej działalności. Dane finansowe zaprezentowane w sprawozdaniach, jeżeli nie wskazano inaczej, zostały wyrażone w tys. zł.

1) Definicje wskaźników zamieszczone zostały na str. 76

Przewidywana sytuacja finansowa

W I kwartale 2017 r. GK LW Bogdanka osiągnęła bardzo dobre wyniki finansowe na tle branży – nastąpił wzrost sprzedaży ilościowej węgla o ponad 9% przy wzroście ceny o prawie 1%. Priorytetem nadal będzie utrzymanie kosztów jednostkowych na odpowiednim poziomie i optymalizacja wydatków inwestycyjnych. Na wyniki obszaru Wydobycia pozytywny wpływ będzie miało włączenie Elektrowni Połaniec do struktury GK Enea oraz wykorzystanie dobrych praktyk w zakresie współpracy obszaru Wytwarzania i Wydobycia w zakresie wykorzystania zasobów węgla z LW Bogdanka.

Obszar Wytwarzania, który w I kwartale 2017 r. odpowiadał za 30% EBITDA GK Enea, pozostaje niezmiennie pod wpływem wymagającej sytuacji na rynku energii. Skoncentrowana na węglu kamiennym produkcja wiąże się z ekspozycją na ryzyko związane z kosztami emisji dwutlenku węgla. Istotne dla przychodów generowanych przez obszar Wytwarzania pozostają planowane w latach 2017-2018 duże remonty bloków wytwórczych, które wymuszą stosunkowo długie okresy zawieszenia produkcji energii elektrycznej. Mniejsza produkcja dotychczasowych aktywów wytwórczych będzie rekompensowana przez Blok 11, który zostanie oddany do eksploatacji w końcu 2017 r. oraz poprzez jednolite zarządzanie produkcją dwóch ośrodków produkcyjnych, którymi pozostają Elektrownia Kozienice i nowo nabyta Elektrownia Połaniec. Rozwój aktywów wytwórczych należących do GK Enea przyczyni się do uzyskania wyższych wyników w obszarze Wytwarzania w stosunku do lat poprzednich.

Tradycyjnie duży udział regulowanego obszaru Dystrybucji w wyniku EBITDA GK Enea (w I kwartale 2017 r. Dystrybucja odpowiadała za 39% EBITDA Grupy) wpływa na przewidywalność przepływów pieniężnych i stabilizuje je w czasie. Podstawowymi elementami wpływającymi na wyniki tego obszaru pozostają dwa fakty: spadek średniego ważonego kosztu kapitału przyjmowanego przez Urząd Regulacji Energetyki (URE) dla kalkulacji taryf (WACC) - 7,197% w 2015 r., 5,675% w 2016 r., 5,633% w 2017 r. oraz wprowadzenie przez URE od 2016 r. tzw. taryfy jakościowej. Wprowadzony mechanizm rozliczania dystrybutorów energii elektrycznej na podstawie zrealizowanych w roku wskaźników SAIDI i SAIFI może wpłynąć w sposób istotny na obniżenie poziomu EBITDA w obszarze Dystrybucji. Osiągnięcie wyznaczonych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wskaźników w dużym stopniu zależy od warunków pogodowych panujących w danym roku, co stanowi pewne ryzyko dla stabilności osiąganych przychodów w latach przyszłych.

W obszarze Obrotu działania operacyjne koncentrują się na zwiększaniu przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego – dzięki atrakcyjnej ofercie produktowej pozyskiwani są nowi Klienci, zwiększa się również wolumen sprzedawanej energii i gazu. Negatywnie na wyniki finansowe obszaru Obrotu wpływa rosnąca konkurencja na rynku wywierająca presję na realizowane ceny sprzedaży. Na wyniki obszaru obrotu duży wpływ mają wypowiedziane kontrakty na zakup zielonych praw majątkowych, jednak ryzyko to jest w znacznym stopniu mitygowane przez obciążanie wyników segmentu odpowiednimi rezerwami na poczet ewentualnych roszczeń.

Pomimo trudnych warunków rynkowych i regulacyjnych, dzięki konsekwentnemu wzrostowi wartości Grupy, poszukiwaniu synergii pomiędzy segmentami Grupy, GK Enea generuje wyniki finansowe na oczekiwanym poziomie. Zarząd nieustannie podejmuje działania mające na celu konsekwentny rozwój Grupy we wszystkich ogniach łańcucha wartości.

Pozycja finansowa Grupy jest bezpieczna, wsparta przez stabilną ilość środków pieniężnych, których stan na koniec marca 2017 r. wraz z krótkoterminowymi aktywami finansowymi utrzymywanymi do terminu wymagalności oraz aktywami finansowymi wycenianymi w wartości godziwej przez wynik wyniósł ponad 1,2 mld zł. Kwota ta obejmowała środki pieniężne na rachunkach Spółek, a także lokaty bankowe. Dzięki konsekwentnie utrzymywanej dyscyplinie kosztowej oraz optymalnej alokacji posiadanych zasobów Grupa ma zagwarantowane korzystne finansowanie inwestycji.

Grupa Enea realizuje rozległy program CAPEX (nakładów inwestycyjnych) obejmujący przede wszystkim obszar Wytwarzania oraz sieć dystrybucyjną, ale także akwizycje stanowiące okazje rynkowe (jak akwizycja LW Bogdanka, czy sfinalizowana w marcu 2017 r. akwizycja Elektrowni Połaniec).

Realizacja programu inwestycyjnego wpłynęła pozytywnie na osiągnięte przez GK Enea wyniki finansowe.

Prognozy wyników finansowych

Zarząd Enea SA nie publikował prognoz wyników finansowych na 2017 r.



4. Akcje i akcjonariat

Struktura kapitału zakładowego

Wysokość kapitału zakładowego Enea SA na dzień publikacji raportu za I kwartał 2017 r. wynosi 441.442.578 zł i dzieli się na 441.442.578 akcji zwykłych na okaziciela o wartości nominalnej 1 zł każda.

Ogólna liczba głosów wynikających ze wszystkich wyemitowanych akcji Emitenta odpowiada liczbie akcji i wynosi 441.442.578 głosów.

Struktura akcjonariatu

Wszystkie akcje Spółki są akcjami zdematerializowanymi na okaziciela zarejestrowanymi w Krajowym Depozycie Papierów Wartościowych.

Poniższa tabela przedstawia strukturę akcjonariatu Enea SA na dzień publikacji raportu okresowego za I kwartał 2017 r., tj. na 25 maja 2017 r.

Akcyonariusz	Liczba akcji / liczba głosów na WZ	Udział w kapitale zakładowym / udział w ogólnej liczbie głosów
Skarb Państwa	227 364 428	51,5%
PZU TFI	44 631 848	10,1%
Pozostali	169 446 302	38,4%
RAZEM	441 442 578	100,0%

Od dnia publikacji poprzedniego raportu kwartalnego, tj. od 10 listopada 2016 r. jedyna zmiana w strukturze akcjonariatu dotyczyła przekroczenia przez fundusze zarządzane przez TFI PZU SA progu 10% ogólnej liczby głosów w Spółce. Szczegółowe informacje w tym zakresie zostały przekazane w raporcie bieżącym nr 6/2017 z 13 lutego 2017 r.

Notowania akcji Enea SA na Giełdzie Papierów Wartościowych

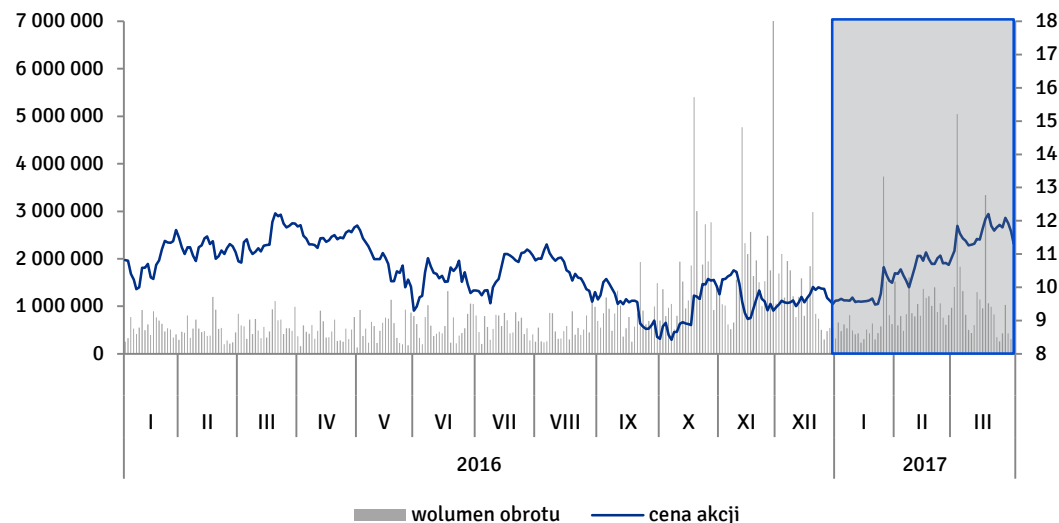
Akcje Enea SA notowane są na Giełdzie Papierów Wartościowych (GPW) od 17 listopada 2008 r. Udział akcji Spółki w indeksach na 31 marca 2017 r.



Poniższa tabela przedstawia dane dotyczące akcji Spółki w okresie I kwartału 2017 r.

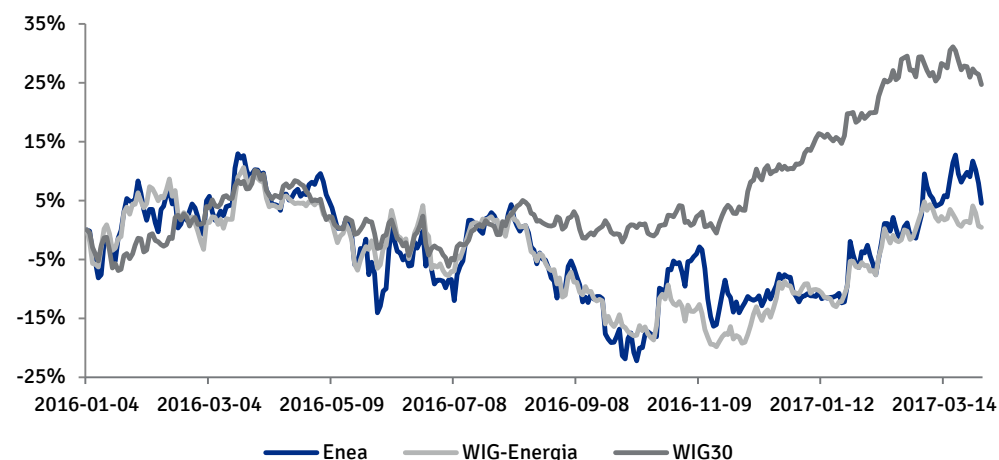
Dane	IQ 2017
Liczba akcji [szt.]	441 442 578
Minimum [zł]	9,35
Maximum [zł]	12,45
Kurs na koniec okresu [zł]	11,31
Kurs na początek okresu [zł]	9,60
Średni wolumen [szt.]	944 336

Notowania akcji Enea SA w latach 2016-2017



W okresie od 1 stycznia do 31 marca 2017 r. kurs akcji Enei wzrósł z 9,60 zł do 11,31 zł, tj. o 1,71 zł, czyli 17,8%. Najwyższy kurs w tym okresie akcje Enei osiągnęły 20 marca, natomiast najniższy – 24 stycznia 2017 r.

Zmiana kursu akcji Enea SA w porównaniu do zmian indeksów WIG30 i WIG-Energia





5. Władze

Skład osobowy Zarządu Enea SA

W trakcie 2017 r. nie miały miejsca zmiany w składzie Zarządu Spółki. Na dzień publikacji niniejszego raportu, tj. na 25 maja 2017 r. Zarząd Spółki działa w następującym składzie:



Mirosław Kowalik

Prezes Zarządu

Mirosław Kowalik od ponad 20 lat związany jest z branżą energetyczną, pełniąc funkcje zarządcze na szczeblu operacyjnym i strategicznym. W 2015 r. kierował firmą SNC Lavalin sp. z o.o. Polska w randze Wiceprezesa Zarządu i Dyrektora ds. Rozwoju Biznesu. W latach 1999-2015 pracował na różnych stanowiskach menedżerskich dla Grupy ALSTOM Power, ostatnio jako Dyrektor ds. Sprzedaży i Marketingu. W latach 1995-1998 związany z koncernem ABB.

Mirosław Kowalik jest absolwentem Wydziału Elektrycznego Akademii Morskiej w Gdyni. Ukończył studia menedżerskie MBA (program Rotterdam School of Management we współpracy z Uniwersytetem Gdańskim oraz Gdańską Fundacją Kształcenia Menedżerów) uzyskując tytuł Executive Master of Business Administration. Jest również absolwentem studiów podyplomowych Zarządzanie Finansami Przedsiębiorstw w Szkole Głównej Handlowej w Warszawie. Aktualnie odbywa studium doktoranckie Executive Doctor of Business Administration w Polskiej Akademii Nauk, Instytut Nauk Ekonomicznych.

Zakres kompetencji: Koordynacja zagadnień związanych z całokształtem działalności Spółki i Grupy Kapitałowej Enea.

Wiesław Piosik

Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych

Wiesław Piosik jest związany z energiką zawodową od ponad 30 lat. W ostatnim czasie zarządzał prywatnymi przedsiębiorstwami z obszaru dystrybucji energii, projektowania i wykonawstwa robót sieciowych oraz OZE. W latach 1998-2005 pełnił funkcje członka zarządu oraz prezesa zarządu Energetyki Poznańskiej SA (obecnie: Enea SA), w latach 2007-2009 kierował pracami Zarządu Polenergia Dystrybucja sp. z o.o. Posiada duże doświadczenie w nadzorowaniu spółek kapitałowych w sektorach paliwowo-energetycznym, bankowym oraz IT – pełnił funkcje członka rady nadzorczej m.in. w Kompanii Węglowej SA, CIECH SA, Exatel SA oraz LG Petro Bank.

Wiesław Piosik jest absolwentem Politechniki Poznańskiej, ukończył studia na Wydziale Elektrycznym w zakresie elektrotechniki o specjalności: elektroenergetyka. Ukończył również Studium Podyplomowe Politechniki Poznańskiej w zakresie systemów i sieci elektroenergetycznych w warunkach przejścia do gospodarki rynkowej oraz Studium Podyplomowe Marketingu Akademii Ekonomicznej w Poznaniu. Posiadane kompetencje rozwijał w toku wielu szkoleń z zakresu zarządzania.

Zakres kompetencji: Nadzór i koordynacja nad wszystkimi zagadnieniami związanymi z Ładem Korporacyjnym, nadzorem właścicielskim oraz usługami w Grupie Kapitałowej Enea.



Piotr Adamczak

Wiceprezes Zarządu ds. Handlowych

Piotr Adamczak jest związany z branżą energetyczną od ponad 20 lat. Karierę zawodową rozpoczął w Zakładzie Energetycznym Poznań. Kierował Wydziałem Organizacji Rynku w EnergoPartner Wielkopolska. W latach 2002-2011 pracował w Energetyce Poznańskiej, a po konsolidacji w Grupie Energetycznej Enea SA, na stanowiskach Kierownika Biura, Kierownika Wydziału i Dyrektora Pionu, zajmował się centralizacją i realizacją zadań w zakresie hurtowego obrotu energią elektryczną, zadań operatora handlowo technicznego, operatora handlowego, a także współpracą handlową z OZE. Od 2011 r. pracował na stanowisku Kierownika Biura, a od 2013 r. Dyrektora Departamentu Obrotu w Enea Trading, gdzie zajmował się działalnością handlową na rynkach energii elektrycznej, praw majątkowych do świadectw pochodzenia, uprawnień do emisji oraz współpracą handlową z OZE na rzecz spółek Grupy Enea.

Piotr Adamczak jest absolwentem Politechniki Poznańskiej na kierunku Elektrotechnika na Wydziale Elektrycznym. Ukończył również Studia Podyplomowe w zakresie Ekonomicznych Problemów Transformacji Elektroenergetyki w Szkole Głównej Handlowej w Warszawie oraz podyplomowe studium Zarządzania obrotem energii elektrycznej na Wyższej Szkole Handlu i Usług w Poznaniu.

Zakres kompetencji: Nadzór i koordynacja nad całokształtem zadań związanych z działalnością handlową i obsługą Klientów.

Mikołaj Franzkowiak

Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych

Mikołaj Franzkowiak od ponad 13 lat związany jest z zarządzaniem finansami. Od 2011 r. był zatrudniony w Banku Zachodnim WBK, gdzie początkowo kierował Departamentem Informacji Zarządczej Klientów Korporacyjnych, a od 2015 r. - Departamentem Finansów Skarbu, odpowiadając za zespół prowadzący rachunkowość dla obszaru ALM i Skarbu banku. Od 2013 r. wchodził w skład Rady Nadzorczej spółki BZ WBK Faktor. Był Członkiem Zarządu ds. Ekonomiczno-Finansowych Fugo SA. Wcześniej był związany z Bankiem BPH SA (po fuzji Bank Pekao SA). Swoją karierę zawodową rozpoczął w firmie Ernst & Young.

Mikołaj Franzkowiak jest absolwentem Wydziału Prawa i Administracji na Uniwersytecie im. Adama Mickiewicza w Poznaniu. Studiował również prawo i ekonomię na Uniwersytecie Erazma w Rotterdamie. Jest absolwentem studiów podyplomowych z zakresu rachunkowości na Uniwersytecie Ekonomicznym w Poznaniu. Aktualnie jest studentem studiów doktoranckich na Wydziale Zarządzania Uniwersytetu Ekonomicznego w Poznaniu. Posiada międzynarodowy certyfikat Chartered Financial Analyst. Uczestnik licznych szkoleń z zakresu finansów i zarządzania.

Zakres kompetencji: Nadzór i koordynacja nad całością zagadnień ekonomiczno-finansowych i księgowych związanych z zarządzaniem ryzykiem w Spółce i Grupie Kapitałowej Enea oraz teleinformatyką i controllingiem.



Skład osobowy Rady Nadzorczej Enea SA

W trakcie 2017 r. nie miały miejsca zmiany w składzie Rady Nadzorczej Spółki. Na dzień publikacji niniejszego raportu, tj. na 25 maja 2017 r. Rada Nadzorcza Spółki IX kadencji składa się z dziesięciu członków i działa w następującym składzie:

Małgorzata Niezgoda, Przewodnicząca Rady Nadzorczej

Data powołania: 2 lipca 2015 r.

Małgorzata Niezgoda pracuje aktualnie jako Dyrektor Departamentu Nadzoru w Ministerstwie Energii. Od roku 2008 pełniła różne funkcje w departamentach zajmujących się nadzorem właścicielskim nad spółkami z udziałem Skarbu Państwa w Ministerstwie Skarbu Państwa. W okresie listopad 2014 r. - luty 2015 r. pełniła funkcję Dyrektora Departamentu Górnictwa w Ministerstwie Gospodarki. W tym okresie został przygotowany proces restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego.

Małgorzata Niezgoda posiada wykształcenie wyższe, ukończyła Szkołę Główną Gospodarstwa Wiejskiego na kierunku Inżynieria Środowiska.

Piotr Kossak, Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej

Data powołania: 15 stycznia 2016 r.

Piotr Kossak prowadzi praktykę radcowską we własnej kancelarii Radcy Prawnego w Sandomierzu specjalizującej się w sprawach reprivatyzacyjnych, prawie fundacyjnym i stowarzyszeń oraz prawie spółek. W latach 2010-2012 był związany Wyższą Szkołą Humanistyczno - Przyrodniczą w Sandomierzu - jako adiunkt i dziekan Wydziału Prawa i Administracji.

Piotr Kossak jest doktorem nauk prawnych w zakresie prawa. Tytuł ten uzyskał na Wydziale Prawa, Prawa Kanonicznego i Administracji KUL w Lublinie. W 1999 r. ukończył aplikację sądową w okręgu Sądu Okręgowego w Tarnobrzegu oraz złożył egzamin sędziowski w Sądzie Apelacyjnym w Rzeszowie. W 2006 r. uzyskał wpis na listę radców prawnych w Okręgowej Izbie Radców Prawnych w Krakowie, natomiast w 2009 r. wpis na listę adwokacką Okręgowej Rady Adwokackiej w Kielcach. Piotr Kossak spełnia kryteria niezależności Członka Rady Nadzorczej.

Rafał Szymański, Sekretarz Rady Nadzorczej

Data powołania: 2 lipca 2015 r.

Rafał Szymański jest pracownikiem Ministerstwa Energii w Departamencie Nadzoru. W ramach obowiązków zawodowych odpowiada m.in. za nadzór właścicielski wobec spółek z udziałem Skarbu Państwa. Dotychczas był pracownikiem Ministerstwa Skarbu Państwa, gdzie m.in. pełnił funkcję Naczelnika Wydziału nadzorującego spółki sektora elektroenergetycznego z udziałem Skarbu Państwa.

Rafał Szymański ukończył studia na Uniwersytecie Warmińsko-Mazurskim w zakresie Inżynierii ekologicznej oraz Podyplomowe Studia Funkcjonowanie Rynku Energii w Szkole Głównej Handlowej.

Wojciech Klimowicz, Członek Rady Nadzorczej

Data powołania: 2 lipca 2015 r.

Wojciech Klimowicz związany jest z Enea SA od 2003 r. i obecnie pracuje w Departamencie Sprzedaży.

Wojciech Klimowicz ukończył studia magisterskie na Uniwersytecie im. Adama Mickiewicza w Poznaniu, Wydziale Nauk Społecznych, Kierunku Politologia (specjalność: administracja samorządowa). Ukończył także Studia Podyplomowe: Statystyczna analiza danych w administracji i biznesie na Wydziale Ekonomii Uniwersytetu Ekonomicznego w Poznaniu.

Tadeusz Mikłosz, Członek Rady Nadzorczej

Data powołania: 2 lipca 2015 r.

Tadeusz Mikłosz posiada wieloletni staż zawodowy w obszarze elektroenergetyki oraz nadzoru właścicielskiego. Od 1983 r. związany z Enea SA i jej poprzednikiem prawnym, aktualnie pracownik Departamentu Zarządzania Operacyjnego. Od 1997 r. zasiadał w licznych Radach Nadzorczych spółek Prawa Handlowego.

Tadeusz Mikłosz posiada wykształcenie wyższe w zakresie zarządzania zespołami ludzkimi i politologii. Ponadto, ukończył Studia Podyplomowe w zakresie prawa gospodarczego na Uniwersytecie Ekonomicznym w Poznaniu.

Stawomir Brzeziński, Członek Rady Nadzorczej

Data powołania: 2 lipca 2015 r.

Stawomir Brzeziński jest związany z Enea SA od 2008 r. Obecnie pracuje na stanowisku Dyrektora Pionu Organizacji i Relacji Inwestorskich. Wcześniej był związany m.in. ze spółką Międzynarodowe Targi Poznańskie w Poznaniu.

Stawomir Brzeziński jest absolwentem Politechniki Poznańskiej, Wydziału Budowy Maszyn i Zarządzania. Ukończył także studia podyplomowe na Uniwersytecie Ekonomicznym w Poznaniu w zakresie logistyki i zarządzania łańcuchem dostaw oraz Politechnice Poznańskiej na kierunku zarządzanie jakością. Obecnie studiuje Prawo na Wydziale Prawa, Administracji i Ekonomii Uniwersytetu Wrocławskiego.

Roman Stryjski, Członek Rady Nadzorczej

Data powołania: 15 stycznia 2016 r.

Roman Stryjski jest profesorem Uniwersytetu Zielonogórskiego, Dyrektorem Instytutu Informatyki i Zarządzania Produkcją. Wcześniej, przez wiele lat związany był zawodowo z Wyższą Szkołą Inżynierską w Zielonej Górze i Wyższą Szkołą Pedagogiczną w Zielonej Górze. Członek międzynarodowych towarzystw naukowych i komitetów doradczych, Polskiego Towarzystwa Certyfikacji Energii oraz Komisji Nauk Organizacji i Zarządzania O/PAN w Poznaniu.

Roman Stryjski jest dr hab. nauk technicznych Uniwersytetu Marcina Lutra Halle/ Wittenberg.

Piotr Mirkowski, Członek Rady Nadzorczej

Data powołania: 15 stycznia 2016 r.

Piotr Mirkowski w latach 2009-2015 był Członkiem Rady Nadzorczej w Spółce Akcyjnej Radpec S.A. W latach 2007-2015 związany był z RTBS „Administrator” sp. z o.o. Od 1998 r. do 1999 r. był zatrudniony w Zakładzie Usług Technicznych Energetyki Ciepłej w Radomiu na stanowisku Dyrektora ds. eksploatacji. W latach 1989-1998 pracował jako Kierownik Wydziału Sieci Ciepłych w Wojewódzkim Przedsiębiorstwie Energetyki Ciepłej w Radomiu.

Piotr Mirkowski jest absolwentem Wyższej Szkoły Inżynierskiej w Radomiu, specjalność technologia budowy maszyn. Ukończył również studia podyplomowe na Politechnice Warszawskiej w zakresie ciepłownictwa i ogrzewnictwa z audytingiem energetycznym. Posiada uprawnienia Audytora ISO i Pełnomocnika ISO.

Rafał Bargiel, Członek Rady Nadzorczej

Data powołania: 15 stycznia 2016 r.

Rafał Bargiel prowadzi obecnie własną kancelarię adwokacką, która świadczy kompleksowe usługi prawne dla klientów indywidualnych i korporacyjnych.

Rafał Bargiel tytuł magistra prawa zdobył na Uniwersytecie Śląskim w Katowicach na wydziale Prawa i Administracji. Ukończył aplikację adwokacką przy Okręgowej Radzie Adwokackiej w Bielsku - Białej.

Paweł Skopiński, Członek Rady Nadzorczej

Data powołania: 5 września 2016 r.

Paweł Skopiński jest Radcą prawnym Ministerstwa Energii. Od 2004 r. związany z Departamentem Prawnym w Ministerstwie Skarbu Państwa. W latach 2010 - 2016 był Radcą prawnym w Departamencie Prawnym i Procesowym Ministerstwa Skarbu Państwa. Wcześniej współpracował z renomowanymi kancelariami prawnymi w zakresie sporządzania opinii prawnych.

Paweł Skopiński ukończył Uniwersytet Warszawski na Wydziale Prawa i Administracji w Warszawie. W 2009 r. uzyskał tytuł zawodowy Radcy Prawnego i został wpisany na listę radców prawnych w Okręgowej Izbie Radców Prawnych w Warszawie.

W związku z powołaniem Rady Nadzorczej Spółki IX kadencji ustanowione zostały Komitet ds. Audytu oraz Komitet ds. Nominacji i Wynagrodzeń. Na dzień publikacji niniejszego raportu skład ww. komitetów kształtował się następująco:

Komitet ds. Audytu

Imię i nazwisko	Funkcja
Małgorzata Niezgoda	Przewodnicząca
Sławomir Brzeziński	Członek
Piotr Kossak ¹⁾	Członek
Roman Stryjski	Członek
Wojciech Klimowicz	Członek
Paweł Skopiński	Członek

Komitet ds. Nominacji i Wynagrodzeń

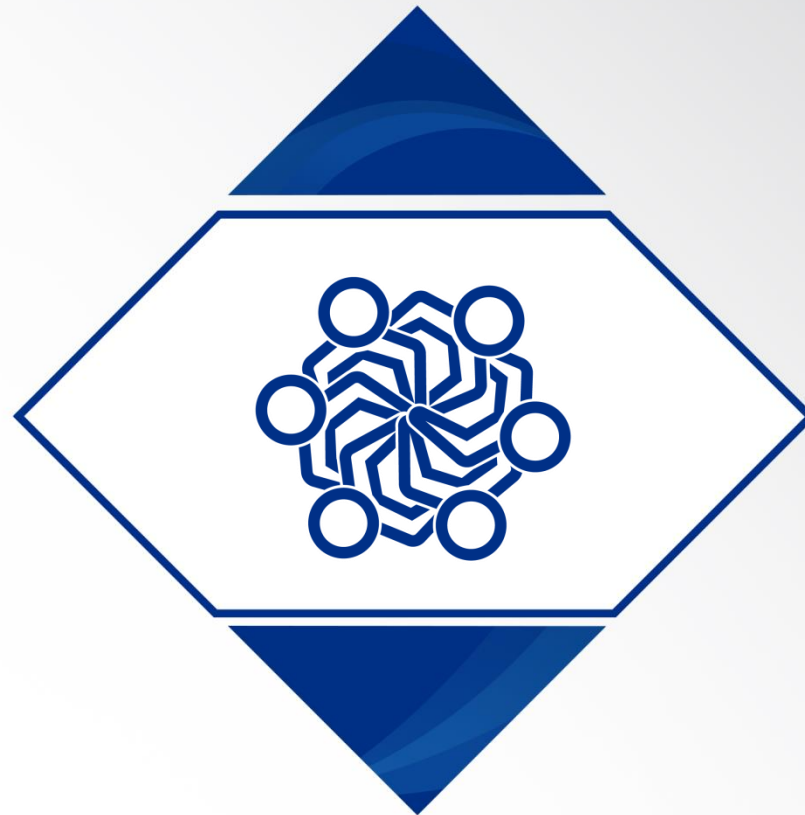
Imię i nazwisko	Funkcja
Rafał Szymański	Przewodniczący
Rafał Bargiel	Członek
Piotr Kossak ¹⁾	Członek
Tadeusz Mikłosz	Członek
Piotr Mirkowski	Członek

1) Piotr Kossak spełnia kryteria niezależności Członka Rady Nadzorczej

Wykaz akcji i uprawnień do akcji Enea w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

Imię i nazwisko	Funkcja	Liczba akcji Enea SA na 10 listopada 2016 r.	Liczba akcji Enea SA na 25 maja 2017 r.
Wiesław Piosik	Wiceprezes Zarządu	4 140	4 140
Tadeusz Mikłosz	Członek Rady Nadzorczej	4 140	4 140





6. Inne informacje istotne dla oceny sytuacji Emitenta

Zapotrzebowanie na energię elektryczną

Według prognoz ujętych w dokumencie „Aktualizacja prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030” zapotrzebowanie na energię elektryczną w najbliższych latach będzie rosnąć we wszystkich sektorach gospodarki. Zgodnie z ww. dokumentem produkcja energii elektrycznej netto wzrośnie do 2030 r. do 193,3 TWh. Jednocześnie zgodnie z dokumentem „Wnioski z analiz progностycznych na potrzeby Polityki energetycznej Polski do 2050 roku” w perspektywie do 2050 r. produkcja energii elektrycznej zwiększy się o ok. 40% – z 158 TWh w 2010 r. do 223 TWh w 2050 r. ¹⁾

Zwolnienie z obowiązku taryfowania gospodarstw domowych

Na podstawie Art. 49 Ustawy – prawo energetyczne Prezes URE może zwolnić przedsiębiorstwo energetyczne z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, jeżeli stwierdzi, że działa ono w warunkach konkurencji. Ewentualne zwolnienie z taryfowania może pozytywnie wpłynąć na marżę ze sprzedaży energii.

Taryfa jakościowa

Nowy model regulacji jakościowej zaczął obowiązywać od 1 stycznia 2016 r., ale przetoży się na finanse Enea Operator (i innych OSD) dopiero w 2018 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki uzależnił część przychodu regulowanego od jakości usług świadczonych przez te podmioty. Ocena jakości usług odbywać się będzie poprzez pomiar szeregu wskaźników, w szczególności niezawodności zasilania oraz czasu realizacji przyłączeń do sieci elektroenergetycznej.

Wzrost liczby sprzedawców energii

Liczba sprzedawców energii elektrycznej systematycznie rośnie. Pojawienie się sprzedawcy prowadzącego agresywną politykę cenową może powodować presję na marżę ze sprzedaży energii klientom detalicznym.

Dodatkowo należy zwrócić uwagę, że coraz więcej klientów decyduje się na zmianę sprzedawcy energii. Liczba odbiorców TPA (ang. Third Party Access, zasada dostępu stron trzecich do sieci) wśród przedsiębiorstw (grupy taryfowe A, B, C) wg stanu na koniec marca 2017 r. wyniosła 181.569, a więc zwiększyła się od końca grudnia 2016 r. o 7.711 (4,4%). Natomiast wśród gospodarstw domowych (grupa taryfowa G) z zasady TPA wg stanu na koniec marca 2017 r. skorzystało 465.432 klientów, co oznacza wzrost o 2.802 (0,6%) w stosunku do stanu na koniec grudnia 2016 r. ²⁾

Kontynuacja współpracy przy budowie pierwszej w Polsce elektrowni jądrowej

3 września 2014 r., pomiędzy PGE Polska Grupa Energetyczna a Tauron Polska Energia, Enea oraz KGHM Polska Miedź (Partnerzy Biznesowi), zawarta została Umowa Wspólników. 15 kwietnia 2015 r., zgodnie z Umową Wspólników, zawarta została umowa sprzedaży udziałów w PGE EJ 1 sp. z o.o., w wyniku której każdy z Partnerów Biznesowych nabył 10% udziałów w PGE EJ 1. W następstwie zbycia przez PGE Polską Grupę Energetyczną na rzecz Partnerów Biznesowych udziałów w PGE EJ 1, PGE Polska Grupa Energetyczna posiada 70% w kapitale zakładowym PGE EJ 1, a pozostali Partnerzy Biznesowi (Tauron Polska Energia, Enea oraz KGHM Polska Miedź) 30%, tj. każdy z osobna po 10%.

Zgodnie z założeniami PGE Polska Grupa Energetyczna pełni rolę lidera projektu budowy i eksploatacji pierwszej polskiej elektrowni jądrowej, a PGE EJ 1 ma w przyszłości pełnić funkcję operatora elektrowni.

Zgodnie z Umową Wspólników Strony zobowiązują się wspólnie, w proporcji do posiadanych udziałów, sfinansować działania w ramach fazy wstępnej Projektu (Etap rozwoju). Zaangażowanie finansowe Enei w okresie Etapu rozwoju nie przekroczy kwoty ok. 107 mln zł. W I kwartale 2017 r. Spółka PGE EJ 1 kontynuowała prace w programie przygotowania do budowy elektrowni jądrowej w Polsce.

Strony Umowy Wspólników przewidują, że decyzja dotycząca deklaracji dalszego uczestnictwa poszczególnych Stron w kolejnym etapie Projektu zostanie podjęta po zakończeniu Etapu rozwoju, bezpośrednio przed rozstrzygnięciem postępowania zintegrowanego.



Kontynuacja budowy bloku energetycznego

W 2012 r. Enea Wytwarzanie podpisała z konsorcjum firm Hitachi Power Europe GmbH (obecnie Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe GmbH) i Polimex-Mostostal SA umowę o wartości 5,1 mld zł netto w przedmiocie budowy bloku energetycznego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem kamiennym o mocy elektrycznej 1.075 MW_e brutto i sprawności 45,6% netto.

23 grudnia 2016 r. Enea Wytwarzanie sp. z o. o. podpisała z konsorcjum Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe oraz Polimeksu-Mostostalu aneks zmieniający termin przekazania bloku do eksploatacji na 19 grudnia 2017 r. Przesunięcie terminu wynika z przyczyn obiektywnych, niezależnych od stron umowy. Wartość kontraktu (5,1 mld zł netto) pozostała bez zmian.

Inwestycja w budowę nowego bloku energetycznego jest jednym z kluczowych przedsięwzięć podejmowanych w celu zwiększenia mocy wytwórczych Grupy Enea dla długoterminowego zaspokojenia zapotrzebowania na energię elektryczną wszystkich klientów Grupy. Nowy blok energetyczny w Elektrowni Kozienice będzie najnowocześniejszym blokiem opalonym węglem kamiennym w Polsce oraz Europie. Zakończenie inwestycji pozwoli na zwiększenie mocy wytwórczych Elektrowni Kozienice o ok. 30%.

Budowa portfela wytwórczego

Niezależnie od uruchomienia w Elektrowni Kozienice bloku o mocy 1.075 MW, Enea planuje swoje zaangażowanie w budowę nowych źródeł lub akwizycje już istniejących. Część tych aktywności będzie realizować poprzez partnerstwa z innymi grupami energetycznymi. Realizacja tej strategii będzie oznaczała istotny wzrost znaczenia Enei w wytwarzaniu energii elektrycznej na potrzeby Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Łączna moc zainstalowana konwencjonalnych źródeł wytwarzania ma wzrosnąć do poziomu 5,8-6,3 GW w 2025 r. Pozwoli to Grupie na produkcję ze źródeł własnych 20,7-22,8 TWh energii elektrycznej, co oznaczać będzie zbilansowanie produkcji i sprzedaży energii elektrycznej.

1) bip.me.gov.pl/files/upload/21394/Wnioski%20z%20analiz%20progностycznych_2014-08-11.pdf

2) ure.gov.pl/pl/wskazniki-dane-i-analiz/zmiana-sprzedawcy-moni/4776,Zmianaspredawcymonitoring.html

Rating

Istotne znaczenie dla realizacji zamierzeń inwestycyjnych Grupy ma podtrzymanie 30 listopada 2016 r. przez agencję Fitch Ratings długoterminowego ratingu Enei w walucie krajowej i zagranicznej na poziomie „BBB” oraz długoterminowego ratingu krajowego na poziomie „A(pol)” w związku z przejściem LW Bogdanka. 3 sierpnia 2016 r., z powodu zmian metodologicznych, rating Enei został podniesiony do „A+(pol)”, co stanowi następstwo obniżenia długoterminowego ratingu Polski w walucie lokalnej do „A-” z „A” (również wynikającego ze zmian w metodologii). Perspektywa ratingów Enei jest stabilna. Fitch Ratings prowadzi ocenę ryzyka kredytowego Spółki od 2011 r.

11 stycznia 2017 r. agencja EuroRating utrzymała rating kredytowy Enei na poziomie BBB. Zmianie uległa jedynie perspektywa ratingu ze stabilnej na negatywną.

Agencja EuroRating przyznaje ratingi spółkom wchodzącym w skład indeksu giełdowego WIG20 z własnej inicjatywy, w odpowiedzi na potrzeby informacyjne uczestników rynku, a proces oceny ryzyka kredytowego oparty jest na publicznie dostępnych informacjach.

Z uwagi na opuszczenie przez Enea SA składu indeksu WIG20 agencja EuroRating zaprzestała z 17 marca 2017 r. prowadzenia oceny ratingowej ryzyka kredytowego Spółki, jednocześnie wycofując nadany jej rating.

Spory zbiorowe

W żadnej z kluczowych spółek wchodzących w skład GK Enea nie ma sporów zbiorowych. W celu wyeliminowania zagrożenia i ewentualnego powstania sporu zbiorowego zarządy spółek prowadzą systematycznie dialog ze stroną społeczną.

Postępowania sądowe i administracyjne

Na dzień przekazania niniejszego raportu nie toczą się postępowania dotyczące zobowiązań lub wierzytelności, których stroną byłaby Enea SA lub jednostka zależna, których pojedyncza lub łączna wartość stanowi co najmniej 10% kapitałów własnych Enea SA.

Szczegółowy opis postępowań zamieszczony jest w nocie 23 do skonsolidowanego sprawozdania finansowego GK Enea za I kwartał 2017 r.

Długofalowy rozwój rynku energii

16 lutego 2016 r. Rząd RP przyjął „Plan na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju Polski”¹⁾. Dokument określa główne kierunki działania państwa i nowe impulsy, które zapewnią jego stabilny rozwój w przyszłości.

Plan zakłada, że rozwój polskiej gospodarki będzie się opierał na pięciu filarach: reindustrializacji, innowacjach, kapitale, ekspansji zagranicznej oraz rozwoju społecznym i regionalnym.

Zgodnie z zapisami dokumentu dot. rynku energii, w celu podniesienie wydajności energetycznej i odblokowania inwestycji po 2020 r. (w tym uniknięcia blackoutu i uniezależnienia się od importu energii) państwo zamierza m.in. wspierać rozwój infrastruktury energetycznej (mosty energetyczne, technologie magazynowania prądu), uwolnić obszary rynku oraz wprowadzić mechanizm rynku mocy, który stanowiłby impuls dla inwestycji w segmencie energetyki konwencjonalnej.

Rozpoczął się proces wdrożenia rynku dwutowarowego, na którym przedmiotem obrotu, oprócz energii elektrycznej, będzie moc. Ministerstwo Energii w dokumencie „Rozwiązania funkcjonalne rynku mocy” opublikowanym 30 września 2016 r. uzasadnia konieczność wprowadzenia nowego rynku. Na początku grudnia 2016 r. Ministerstwo Energii przedstawiło projekt ustawy o rynku mocy. Jak napisano w uzasadnieniu wprowadzenie tego mechanizmu ma zapobiec niedoborom mocy wytwórczych, stworzyć zachęty ekonomiczne do budowy, utrzymywania i modernizacji jednostek wytwórczych oraz do zarządzania zużyciem energii u odbiorców.

Nowe projekcje dla ścieżek cenowych energii

Długoterminowe projekcje finansowe Grupy Enea oparte o prognozowane ścieżki cenowe energii elektrycznej, oczekiwania co do zmian cen rynkowych świadectw pochodzenia energii, uprawnień do emisji CO₂ oraz cen węgla wskazują na coraz bardziej wymagającą sytuację obszaru Wytwarzania. Ze względu na utrzymywanie się cen energii na wyjątkowo niskich poziomach, powodujące zachwianie równowagi pomiędzy osiąganymi przychodami a kosztami wytworzenia energii, Grupa przewiduje konieczność szybkiego wejścia w życie zapowiadanych mechanizmów wsparcia dla energetyki systemowej (np. poprzez wdrożenie rynku mocy, o którym mowa powyżej). Trudności w generowaniu dobrych wyników finansowych przez źródła wytwórcze wykluczają możliwość ponoszenia nakładów na inwestycje rozwojowe, które w najbliższych latach wydają się nieuniknione.

Zmienność i płynność na rynku hurtowym

Od początku 2016 r. mamy do czynienia ze zmniejszającą się płynnością obrotu energią elektryczną na Rynku Terminowym Energii Elektrycznej prowadzonym przez Towarową Giełdę Energii. Sytuacja nie poprawiła się w 2017 r. – według TGE wolumen obrotu na rynku terminowym w styczniu 2017 spadł o 45,8% w stosunku do wolumenu w analogicznym okresie 2016. Spadek na rynku RDN (spot) był nieznaczny, niemniej jednak taki rozwój wydarzeń każe patrzeć na przyszłość z pewnym niepokojem związanym z możliwościami zabezpieczenia pozycji handlowych. Pozytywnym faktem jest rosnący obrót na terminowym rynku gazu ziemnego, co pozwala na dywersyfikację aktywności handlowej.

Limity uprawnień do emisji CO₂

Istotnym elementem po stronie kosztowej, warunkującym rentowność wytwarzania energii elektrycznej jest przydział darmowych uprawnień do emisji dwutlenku węgla i innych gazów oraz substancji w danym okresie rozliczeniowym. Otrzymanie darmowego przydziału emisji CO₂ warunkuje realizację dedykowanych inwestycji w Grupie Enea zgłoszonych do Krajowego Planu Inwestycyjnego (KPI). Wartość rzeczywistej poniesionych nakładów jest bazą do otrzymania uprawnień.

W roku 2017 prowadzone są prace związane z możliwością wykorzystania nieprzyznanego uprawnień z tyt. niższych vs. planowane kosztów zrealizowanych inwestycji. Ministerstwo Środowiska prowadzi rozmowy z KE w sprawie rozszerzenia listy zadań inwestycyjnych, zamkniętej w 2012 r., o nowe projekty z obszaru OZE, inwestycji niskoemisyjnych, inwestycji dotyczących efektywności energetycznej, inwestycji w sieci przesyłowe lub ciepłownicze.

Dodatkowo będą prowadzone działania mające na celu ustalenie zasad funkcjonowania IV fazy EU ETS, rozpoczynającej się od 2021 r. Do najistotniejszych zmian, mogących diametralnie wpłynąć na sytuację rynkową zalicza się m.in.:

- zwiększenie wskaźnika liniowego do 2,2%
- brak darmowych uprawnień dla sektorów nie zaliczanych jako narażonych na ryzyko ucieczki (carbon leakage)
- podwojenie przez pierwsze 4 lata funkcjonowania MSR liczby uprawnień ściąganych z puli aukcyjnej do rezerwy do poziomu 24% nadwyżki uprawnień
- trwałe usunięcie z rynku 800 mln uprawnień z MSR

1) www.mr.gov.pl/media/14840/Plan_na_rzecz_Odpowiedzialnego_Rozwoju_prezentacja.pdf

Limity Praw Majątkowych

W obszarze PMOZE_A (świadectw pochodzenia energii wytworzonej w odnawialnych źródłach) panuje permanentna nadwyżka praw na rynku, przekładająca się na niskie poziomy cenowe. Czynnikiem mogącym naprawić tę sytuację jest umożliwienie istniejącym instalacjom przechodzenia do systemu aukcyjnego. Na moment sporządzenia sprawozdania ogłoszone wolumeny aukcyjne dla istniejących instalacji są niewielkie i nie mają istotnego wpływu na poprawę sytuacji w sektorze.

W obszarze PMOZE_BIO (świadectw pochodzenia energii z biogazu rolniczego) zauważalny jest silny niedobór uprawnień, których ceny mogą kształtować się znacznie powyżej opłaty zastępczej w związku z niedoborem uprawnień na rynku i umożliwieniem instalacjom korzystnych warunków przejścia do systemu aukcyjnego. Ze względu na konstrukcje przepisów prawnych te Prawa Majątkowe mogą być wyceniane nawet na 130% jednostkowych opłat zastępczych.

Dla PMEF (efektywność energetyczna) do końca 2016 r. utrzymywał się niedobór PMEF na rynku – w ostatnim dniu notowań ceny transakcyjne były wyższe niż poziom jednostkowej opłaty zastępczej.

Obecnie funkcjonujący system praw majątkowych dla kogeneracji obowiązuje do końca 2018 r.

Portfel gazowy

Zgodnie z zapisami ustawy Prawo energetyczne, rynek gazu podlega sukcesywnej liberalizacji. Od 1 października 2017 r. uwolnione zostaną ceny dla pozostałych odbiorców biznesowych. Obowiązek przedkładania Prezesowi URE taryf do zatwierdzenia pozostanie tylko w segmencie gospodarstw domowych.

Sytuacja w krajowym sektorze górnictwa węgla kamiennego

Ścieżka cenowa energii elektrycznej będzie silnie uzależniona od kosztów pozyskania paliwa produkcyjnego. Konieczność restrukturyzacji sektora górnictwa w średnim terminie bez wątpienia przełoży się na zmianę cen dostarczanych miatów energetycznych. Kierunek zmian nie jest jednoznaczny, niemniej jednak jako podstawowy składnik kosztu generacji krajowej energii elektrycznej wprowadza dodatkowe ryzyka związane z procesem kontraktacji terminowej.

Powołanie Spółki ElectroMobility Poland SA

PGE Polska Grupa Energetyczna, Energa, Enea oraz Tauron Polska Energia 19 października 2016 r. powołały spółkę ElectroMobility Poland SA. Działalność nowej spółki ma przyczynić się do powstania systemu elektromobilności w Polsce.

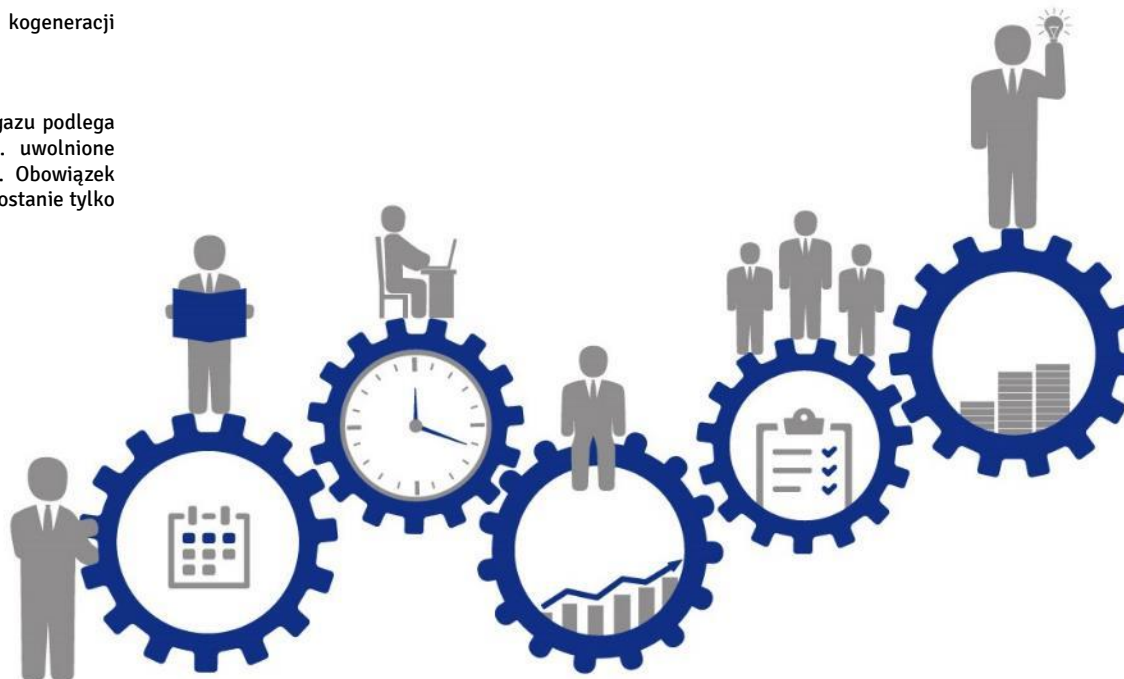
Nowa spółka dysponuje kapitałem zakładowym w wysokości 10 mln zł. Każda ze spółek powołujących ElectroMobility Poland objęta po 25% kapitału akcyjnego, uzyskując w ten sposób po 25% głosów na walnym zgromadzeniu akcjonariuszy.

Wypowiedzenie/odstąpienie przez Enea SA od umów dotyczących zakupu praw majątkowych

28 października 2016 r. Enea złożyła oświadczenia o wypowiedzeniu lub odstąpieniu od długoterminowych umów na zakup praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia energii z odnawialnych źródeł (tzw. zielonych certyfikatów). Spółka przewiduje, że umowy powinny ulec rozwiązaniu co do zasady do końca listopada 2016 r. Dokładna data rozwiązania poszczególnych umów jest uwarunkowana zapisami kontraktowymi.

Przyczyną wypowiedzenia/odstąpienia od poszczególnych umów przez Spółkę było wyczerpanie możliwości przywrócenia równowagi kontraktowej i ekwiwalentności świadczeń stron wywołanych zmianami prawa. Skutkiem finansowym wynikającym z rozwiązania umów będzie uniknięcie przez Spółkę straty stanowiącej różnicę między cenami umownymi a ceną rynkową zielonych certyfikatów.

Szacowana całkowita wartość zobowiązań umownych Enei wyniosła ok. 1.187 mln zł netto.



1) www.mr.gov.pl/media/14840/Plan_na_rzecz_Odpowiedzialnego_Rozwoju_prezentacja.pdf

Spółeczna odpowiedzialność biznesu Grupy Enea w I kwartale 2017 r. skupiła się wokół realizacji poniższych działań:

Enea Partnerem Strategicznym Forum Odpowiedzialnego Biznesu

W marcu 2017 r. Enea przystąpiła do **Programu Partnerstwa Forum Odpowiedzialnego Biznesu**. Oficjalna inauguracja współpracy miała miejsce podczas ogłoszenia Raportu „Odpowiedzialny biznes w Polsce 2016. Dobre praktyki”.

Program Partnerstwa Forum Odpowiedzialnego Biznesu to długofalowy i kompleksowy program współpracy z firmami – liderami odpowiedzialnego biznesu, które poprzez swoje zaangażowanie i działania przyczyniają się do szerzenia idei odpowiedzialnego biznesu w Polsce i kreowania dobrego klimatu wśród różnych grup interesariuszy. Partnerzy strategiczni to firmy, które mogą pochwalić się dorobkiem w zakresie odpowiedzialności społecznej i zrównoważonego rozwoju. Obecnie Partnerami Strategicznymi FOB jest 50 firm.

FOB jest najstarszą i największą organizacją pozarządową w Polsce, która zajmuje się koncepcją społecznej odpowiedzialności biznesu w kompleksowy sposób. To organizacja typu think-and-do-tank, będąca rzecznikiem prowadzenia biznesu w sposób odpowiedzialny, czyli biorący pod uwagę wpływ przedsiębiorstwa na środowisko i społeczeństwo. Wraz z Partnerami Strategicznymi wyznacza trendy i kierunki odpowiedzialnego biznesu i zrównoważonego rozwoju w Polsce.

Dobre praktyki Grupy Enea zakwalifikowane do Raportu „Odpowiedzialny Biznes w Polsce”

Grupa Enea od lat prowadzi liczne projekty i wspiera różne inicjatywy w zakresie społecznej odpowiedzialności biznesu. Potwierdzeniem zaangażowania jest publikowanie od 2011 r. w **Raporcie „Odpowiedzialny Biznes w Polsce. Dobre praktyki”** działań CSR zrealizowanych przez Grupę Enea. Raport FOB jest największym cyklicznym w Polsce przeglądem aktywności i działań biznesu społecznie odpowiedzialnego. Piętnasta edycja raportu zawiera opisy praktyk 180 firm, które swoje działania realizowały w 2016 r. oraz podsumowuje najważniejsze kwestie związane z odpowiedzialnym biznesem w Polsce.

W raporcie wyróżnionych zostało sześć projektów i programów CSR Grupy Enea. Wśród opublikowanych praktyk znalazły się dwie inicjatywy długoterminowe:

- raport zrównoważonego rozwoju za rok 2015
- program wolontariatu kompetencyjnego – lekcje edukacyjne „Nie taki prąd straszny”

oraz cztery nowe inicjatywy:

- program ochrony czynnej skrajnie zagrożonego wyginieciem rybołowa z uwzględnieniem infrastruktury przesyłu energii – inicjatywa Enei Operator we współpracy z Regionalną Dyрекcją Ochrony Środowiska w Gorzowie Wielkopolskim
- zasady przyjmowania i wręczania upominków w Grupie Enea
- akcja edukacyjna Enei Operator „Dbamy o Twoje bezpieczeństwo. Ty też o nie zadбай!”
- konkurs Enei Trading „Modelowanie Rynku Energii”



Společna odpowiedzialność biznesu Grupy Enea w I kwartale 2017 r. skupiła się wokół realizacji poniższych działań:

Wolontariat pracowniczy

Uwolnij swoją energię i daj siebie innym – to hasło, które w 2017 r. przyświeca Wolontariuszom Grupy Enea. Dzięki zaangażowaniu Fundacji Enea każde działanie związane z wolontariatem Pracowniczym ma możliwość uzyskania dofinansowania.

By stworzyć zróżnicowaną ofertę działań wolontariackich, która będzie atrakcyjna dla wszystkich Pracowników Grupy odbyło się spotkanie Koordynatorów Wolontariatu Pracowniczego. Przedstawiciele spółek Grupy oraz Liderzy Wolontariatu – osoby, które prywatnie są szczególnie zaangażowane w działalność wolontariacką – są przykładem i inspiracją dla pozostałych, określiły założenia i plan działań na 2017 r., który będą realizować Pracownicy wszystkich spółek.

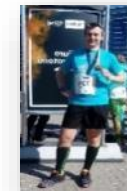
Wolontariat Kompetencyjny – kontynuacji rozwoju wolontariatu kompetencyjnego poprzez realizację programów „Nie taki prąd straszny” oraz „Pierwsza pomoc – ratownictwo przedmedyczne



Akcja Charytatywna

To pierwsza **akcja charytatywna** skierowana do Pracowników Grupy Enea, której celem jest promowanie aktywności fizycznej i zdrowego trybu życia oraz integracja Pracowników Spółek Grupy. Poprzez udział w zawodach biegowych Pracownicy zbierają punkty, które przeliczane są na złotówki. Dzięki zebranej kwocie będzie możliwa realizacja działań wspierających sportowe talenty u dzieci i młodzieży. Akcja trwa od marca do listopada 2017 r.

W I kwartale 2017 r. udział w akcji zadeklarowało 56 osób, a ich liczba wciąż rośnie. Akcję wspiera Fundacja Enea.



**BIEGAMY
ZBIERAMY
POMAGAMY**

Celowe Projekty Fundacji Enea

Dobra Energia ponad Granicami – program, który buduje most relacji pomiędzy społecznością Wielkopolski a Polakami z Wileńszczyzny. W ramach akcji, już w czerwcu, gościć będziemy 50 osobową grupę dzieci z polskich rodzin wielodzietnych z Litwy.

Podczas wizyty w Wielkopolsce zaplanowano zwiedzanie, udział w zajęciach szkolnych w polskiej szkole, warsztaty dydaktyczne dla nauczycieli.

Głównym partnerem projektu jest Caritas Archidiecezji Poznańskiej.



DOBRA ENERGIA
ponad granicami



Spoleczna odpowiedzialność biznesu LW Bogdanka w I kwartale 2017 r. skupiła się wokół realizacji poniższych działań:



Wolontariat pracowniczy w LW Bogdanka

Wolontariat pracowniczy w LW Bogdanka w I kwartale 2017 r. realizowano poprzez organizację akcji:

- „**Pozytywnie nakręcenie**” - zbiórka nakrętek dla podopiecznych Lubelskiego Hospicjum im. Matego Księcia
- „**Gorączka Złota**” - zbiórka zalegających w portfelu monet o niskich nominatach 1, 2, 5 gr, które przekazywane są lubelskiemu oddziałowi PCK
- Organizację „oddolnych”, pracowniczych akcji charytatywnych na rzecz grup znajdujących się w trudnej sytuacji życiowej, m.in. **osób bezdomnych oraz samotnych matek**.

Zaangażowanie na rzecz branży górniczej oraz zrównoważonego rozwoju

Grupa Wspólnych Inicjatyw - Górnictwo O.K. - to projekt mający na celu wdrażanie i komunikowanie działań społecznie odpowiedzialnych, ukazywanie znaczącej roli strategii CSR w osiąganiu celów finansowych przedsiębiorstw górniczych, a także współpracę przy opracowywaniu standardów zarządzania procesem wpływu na lokalne otoczenie, rynek, czy pracowników. W lutym 2017 r., podczas specjalnej sesji na XXVI Szkole Eksploatacji Podziemnej, Przedstawiciel LW Bogdanki podzielił się dobrymi praktykami Bogdanki w realizacji celów zrównoważonego rozwoju z członkami inicjatywy Górnictwo O.K.

Grupa robocza ds. edukacji i popularyzacji CSR przy Zespole ds. Zrównoważonego Rozwoju i Społecznej Odpowiedzialności Przedsiębiorstw, organie pomocniczym Ministra Rozwoju i Finansów - w odpowiedzi na potrzebę skutecznego docierania do różnych grup Interesariuszy z działaniami edukacyjnymi w zakresie zrównoważonego rozwoju i odpowiedzialnego prowadzenia biznesu, po raz kolejny na szczeblu ministerialnym powołano grupę roboczą, do której składu zaproszono praktyków CSR z różnych sektorów i dziedzin, którzy wspólnie pracować będą nad projektami promującymi CSR w Polsce. W składzie Grupy swoją reprezentantkę ma także LW Bogdanka., która pracuje nad tematyką „CSR w MŚP” - celem podgrupy jest wsparcie małych i średnich przedsiębiorców w procesie odpowiedzialnego prowadzenia biznesu.

Wyróżnienie dobrych praktyk Bogdanki

Zajęcia ekologiczne na terenie ścieżki przyrodniczej w Nadrybiu, Kodeks Etyki, Zintegrowany System Zarządzania BHP oraz partnerstwo na rzecz promocji krwiodawstwa – to najlepsze praktyki długoletnie z zakresu CSR, które wyróżnione zostały w Raporcie Forum Odpowiedzialnego Biznesu (FOB) „**Odpowiedzialny Biznes w Polsce. Dobre Praktyki 2016**”.



Relacje ze społecznością lokalną

Wsparcie lokalnej społeczności

LW Bogdanka angażuje się w lokalne inicjatywy społeczne, których celem jest rozwój sfery kulturalnej, naukowej, oświatowej, zdrowotnej, budowy infrastruktury gminnej oraz zabezpieczenie innych potrzeb lokalnej społeczności. W trosce o zdrowie i bezpieczeństwo otoczenia Spółka wsparła zakup pulsoksymetrów dla Uniwersyteckiego Szpitala Dziecięcego w Lublinie, a także znajdujące się w bliskim położeniu od Bogdanki dwa ośrodki MONAR.

Międzysektorowe Porozumienie dla życia i zdrowia

LW Bogdanka, Fundacja „Solidarni Górnicy” oraz Regionalne Centrum Krwiodawstwa i Krwiolecznictwa w Lublinie uzgodniły w marcu 2017 r. zakres wspólnych działań na 2017 r., w tym organizację mobilnych i stacjonarnych akcji krwiodawstwa, spotkań propagujących wiedzę z tego zakresu wśród pracowników i kadry zarządzającej oraz akcji promującej honorowe krwiodawstwo wśród lokalnej społeczności. By zwiększyć oddziaływanie międzysektorowej kooperacji opracowano także nowe zasady planu komunikacyjno-motywacyjnego w zakresie krwiodawstwa dla pracowników LW Bogdanki.

Inne inicjatywy

Kopalnia blisko natury

Jako fundator oraz współorganizator (wraz z OTOP) Ścieżki Edukacyjnej Nadrybie, LW Bogdanka planuje kontynuację rozbudowy jej infrastruktury, a także intensyfikację działań edukacyjnych, prowadzonych na jej terenie. W marcu br. wraz z OTOP-em opracowano szczegółowy plan dalszych inwestycji na terenie Ścieżki, która docelowo poszerzona ma zostać o nowy obszar, a także stać się bardziej atrakcyjna dla lokalnej społeczności za sprawą wyposażenia w wieżę widokową oraz pomost na rozlewisku.

Edukacja w C-Strefie - multimedialna wystawa prezentująca historię Bogdanki i Lubelskiego Zagłębia Węglowego

LW Bogdanka chętnie dzieli się swoją historią, tradycjami oraz osiągnięciami z dziećmi i młodzieżą, poprzez organizację spotkań z pracownikami, którzy, w specjalnie zaprojektowanych salach multimedialnych, przybliżają im tematykę górnictwa. W 2017 r. zawód górnik a oraz tajniki pracy w Kopalni poznało ok. 140 uczniów z woj. lubelskiego.



Załączniki

Rachunek zysków i strat Enea SA – IQ 2017

[tys. zł]	IQ 2016	IQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom detalicznym	1 059 560	1 079 701	20 141	1,9%
Sprzedaż paliwa gazowego odbiorcom detalicznym	44 922	24 969	-19 953	-44,4%
Sprzedaż usług dystrybucji odbiorcom posiadającym umowy kompleksowe	403 926	420 470	16 544	4,1%
Sprzedaż energii i paliwa gazowego innym podmiotom	36 544	32 441	-4 103	-11,2%
Sprzedaż usług	936	980	44	4,7%
Pozostałe przychody	518	20	-498	-96,1%
Podatek akcyzowy	68 462	68 480	18	-
Przychody ze sprzedaży netto	1 477 944	1 490 101	12 157	0,8%
Amortyzacja	924	754	-170	-18,4%
Koszty świadczeń pracowniczych	14 650	12 947	-1 703	-11,6%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	470	522	52	11,1%
Zakup energii i gazu na potrzeby sprzedaży	1 007 020	938 257	-68 763	-6,8%
Usługi dystrybucyjne	403 924	420 499	16 575	4,1%
Inne usługi obce	37 681	40 559	2 878	7,6%
Podatki i opłaty	1 548	1 592	44	2,8%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	1 466 217	1 415 130	-51 087	-3,5%
Pozostałe przychody operacyjne	2 591	3 147	556	21,5%
Pozostałe koszty operacyjne	7 213	36 758	29 545	409,6%
Zysk / (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	-8	66	74	-
Zysk / (strata) operacyjny	7 097	41 426	34 329	483,7%
Koszty finansowe	35 301	45 282	9 981	28,3%
Przychody finansowe	48 666	102 633	53 967	110,9%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	20 462	98 777	78 315	382,7%
Podatek dochodowy	5 312	19 074	13 762	259,1%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	15 150	79 703	64 553	426,1%
EBITDA	8 021	42 180	34 159	425,9%

IQ 2017:

Czynniki zmiany EBITDA Enea SA (wzrost o 34 mln zł):

- (+) wzrost marży i pokrycia o 64 mln zł:
- (-) spadek średniej ceny sprzedaży o 3,1%
- (+) niższe koszty obowiązków ekologicznych o 48,5%
- (+) spadek średniej ceny nabycia energii o 9,5%
- (+) wzrost wolumenu sprzedaży o 5,2%
- (-) spadek wyniku na obrocie paliwem gazowym
- (+) niższe koszty świadczeń pracowniczych o 2 mln zł
- (-) wyższe koszty usług obcych o 3 mln zł:
- (-) wyższe koszty sprzedaży i obsługi klienta o 4 mln zł
- (-) wyższe koszty usług wspólnych o 2 mln zł
- (+) niższe koszty związane z reklamą i reprezentacją o 2 mln zł
- (+) niższe koszty usług doradczych o 1 mln zł
- (-) spadek wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 29 mln zł:
- (-) wyższe rezerwy na potencjalne roszczenia 25 mln zł
- (-) wyższe koszty darowizn 7 mln zł
- (+) niższe odpisane należności 2 mln zł
- (+) niższe odpisy aktualizujące należności 2 mln zł

Rachunek zysków i strat Enea Operator sp. z o.o. – IQ 2017

[tys. zł]	IQ 2016	IQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym	726 727	794 573	67 846	9,3%
Przychody z tytułu opłat dodatkowych	905	1 154	249	27,5%
Przychody ze sprzedaży niezafakturowanej usług dystrybucji	21 171	13 305	-7 866	-37,2%
Rozliczenie rynku bilansującego	638	332	-306	-48,0%
Opłaty za przyłączenie do sieci	15 699	13 487	-2 212	-14,1%
Przychód z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej	1 548	1 711	163	10,5%
Przychody z tytułu usług	7 234	6 978	-256	-3,5%
Sprzedaż usług dystrybucji innym podmiotom	6 752	3 966	-2 786	-41,3%
Sprzedaż towarów i materiałów oraz inne przychody	301	670	369	122,6%
Przychody ze sprzedaży	780 975	836 176	55 201	7,1%
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	130 620	118 205	-12 415	-9,5%
Koszty świadczeń pracowniczych	100 451	101 885	1 434	1,4%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	7 625	8 424	799	10,5%
Zakup energii na potrzeby własne oraz straty sieciowe	68 787	60 657	-8 130	-11,8%
Koszty usług przesyłowych	201 362	258 491	57 129	28,4%
Inne usługi obce	48 640	59 367	10 727	22,1%
Podatki i opłaty	52 707	58 405	5 698	10,8%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	610 192	665 434	55 242	9,1%
Pozostałe przychody operacyjne	20 022	7 384	-12 638	-63,1%
Pozostałe koszty operacyjne	19 903	31 866	11 963	60,1%
Zysk / (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	-512	-959	-447	-87,3%
Zysk / (strata) operacyjny	170 390	145 301	-25 089	-14,7%
Przychody finansowe	322	706	384	119,3%
Koszty finansowe	9 741	12 716	2 975	30,5%
Zysk / (strata) brutto	160 971	133 291	-27 680	-17,2%
Podatek dochodowy	29 138	27 256	-1 882	-6,5%
Zysk / (strata) netto	131 833	106 035	-25 798	-19,6%
EBITDA	301 010	263 506	-37 504	-12,5%

IQ 2017:

Czynniki zmiany EBITDA Enea Operator sp. z o.o. (wzrost o 38 mln zł):

- (+) wyższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym o 60 mln zł wynikają z wyższego wolumenu sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym o 248 GWh
- (-) niższe przychody z tytułu opłat za przyłączenie do sieci w II grupie przyłączeniowej o 2 mln zł
- (-) niższe przychody z tytułu sprzedaży usług dystrybucji innym podmiotom o 3 mln zł wynikające z niższego wolumenu energii oddanej
- (+) niższe koszty zakupu energii na pokrycie różnicy bilansowej o 8 mln zł wynikają z niższego wolumenu o 41 GWh oraz niższej średniej ceny zakupu
- (-) wyższe koszty zakupu usług przesyłowych o 57 mln zł głównie w wyniku wzrostu opłat PSE
- (-) wyższe koszty pozostałych usług obcych o 11 mln zł głównie w zakresie kosztów eksploatacji oraz odczytów wynikających z rozliczeń wewnątrzgrupowych
- (-) wyższe koszty podatków i opłat o 6 mln zł (efekt realizowanych inwestycji)
- (-) niższe pozostałe przychody operacyjne o 13 mln zł wynikają głównie z tytułu realizacji w IQ 2016 umów o usunięcie kolizji i przeniesienie urządzeń energetycznych na majątek
- (-) wyższe pozostałe koszty operacyjne o 12 mln wynikają głównie ze wzrostu odpisów aktualizujących należności

Rachunek zysków i strat Enea Wytwarzanie sp. z o.o. – IQ 2017

[tys. zł]	IQ 2016	IQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	733 811	671 284	-62 527	-8,5%
<i>koncesja na wytwarzanie</i>	624 757	633 250	8 493	1,4%
<i>koncesja na obrót</i>	109 054	38 034	-71 020	-65,1%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	19 866	6 220	-13 646	-68,7%
Przychody ze sprzedaży uprawnień do emisji CO ₂	1 621	5 811	4 190	258,5%
Przychody ze sprzedaży ciepła	64 781	60 853	-3 928	-6,1%
Przychody z tytułu usług	3 068	2 960	-108	-3,5%
Sprzedaż towarów i materiałów oraz inne przychody	1 796	2 197	401	22,3%
Podatek akcyzowy	54	55	1	1,9%
Przychody ze sprzedaży netto	824 889	749 270	-75 619	-9,2%
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	54 361	58 825	4 464	8,2%
Koszty świadczeń pracowniczych	63 528	61 225	-2 303	-3,6%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	416 966	407 137	-9 829	-2,4%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	116 627	53 530	-63 097	-54,1%
Usługi przesyłowe	642	626	-16	-2,5%
Inne usługi obce	31 438	32 423	985	3,1%
Podatki i opłaty	21 297	23 304	2 007	9,4%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	704 859	637 070	-67 789	-9,6%
Pozostałe przychody operacyjne	3 699	2 336	-1 363	-36,8%
Pozostałe koszty operacyjne	949	1 175	226	23,8%
Zysk / (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	492	394	-98	-19,9%
Zysk / (strata) operacyjny	123 272	113 755	-9 517	-7,7%
Przychody finansowe	14	66	52	371,4%
Koszty finansowe	5 934	4 169	-1 765	-29,7%
Zysk / (strata) brutto	117 352	109 652	-7 700	-6,6%
Podatek dochodowy	23 869	21 735	-2 134	-8,9%
Zysk / (strata) netto	93 483	87 917	-5 566	-6,0%
EBITDA	177 633	172 580	-5 053	-2,8%

IQ 2017:

Czynniki zmiany EBITDA Enea Wytwarzanie sp. z o.o. (spadek o 5 mln zł):

Segment Elektrownie Systemowe – wzrost EBITDA o 4,7 mln zł

- (+) wzrost marży na wytwarzaniu o 18,6 mln zł
- (+) wyższe przychody z Regulacyjnych Usług Systemowych o 7,5 mln zł
- (+) spadek kosztów stałych o 3,9 mln zł
- (-) spadek marży na obrocie i na Rynku Bilansującym o 23,7 mln zł
- (-) niższy wynik na pozostałej działalności operacyjnej o 1,5 mln zł

Segment Ciepło – spadek EBITDA o 6,9 mln zł

- (-) spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 8,5 mln zł
- (-) spadek przychodów ze świadectw pochodzenia o 9,1 mln zł
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży ciepła o 3,8 mln zł
- (-) wyższe koszty uprawnień do emisji CO₂ o 1,8 mln zł
- (-) wzrost kosztów zakupu energii na potrzeby sprzedaży o 1,4 mln zł
- (+) niższe koszty zużycia węgla o 4,6 mln zł
- (+) niższe koszty zużycia biomasy o 13,8 mln zł

Segment OZE – spadek EBITDA o 2,8 mln zł

- (-) Obszar Wiatr (-4,9 mln zł): spadek przychodów ze świadectw pochodzenia o 3,5 mln zł, wzrost kosztów stałych o 2 mln zł, wzrost przychodów z energii elektrycznej o 0,6 mln zł
- (+) Obszar Biogaz (+0,8 mln zł): wzrost przychodów ze świadectw pochodzenia o 0,4 mln zł
- (+) Obszar Woda (+1,3 mln zł): wzrost przychodów z energii elektrycznej o 2 mln zł, spadek przychodów ze świadectw pochodzenia o 1,6 mln zł, zysk ze sprzedaży środków trwałych 0,6 mln zł, spadek kosztów stałych o 0,3 mln zł

Rachunek zysków i strat Enea Elektrownia Połaniec – 14-31.03.2017

[tys. zł]	14-31.03.2017
Przychody ze sprzedaży	81 400
Podatek akcyzowy	14
Przychody ze sprzedaży netto	81 386
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	2 757
Koszty świadczeń pracowniczych	2 841
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	40 810
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	26 050
Usługi przesyłowe	2
Inne usługi obce	8 467
Podatki i opłaty	2 680
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	83 608
Pozostałe przychody operacyjne	325
Pozostałe koszty operacyjne	410
Zysk / (strata) operacyjny	-2 307
Przychody finansowe	119
Koszty finansowe	641
Zysk / (strata) brutto	-2 828
Podatek dochodowy	866
Zysk / (strata) netto	-1 962
EBITDA	451

14-31.03.2017:**EBITDA Enea Elektrownia Połaniec:**

- sprzedaż 483,1 GWh energii elektrycznej, w tym 294 GWh z produkcji własnej, tym samym dając przychód na poziomie 81 mln zł
- sprzedaż ciepła na poziomie 2 mln zł z wolumenem sprzedaży 103 GJ

Rachunek zysków i strat GK LW Bogdanka – IQ 2017

[tys. zł]	IQ 2016	IQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	420 569	465 237	44 668	10,6%
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	87 822	88 676	854	1,0%
Koszty świadczeń pracowniczych	125 290	132 760	7 470	6,0%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	71 388	68 699	-2 689	-3,8%
Inne usługi obce	62 423	69 307	6 884	11,0%
Podatki i opłaty	11 655	13 682	2 027	17,4%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	358 578	373 124	14 546	4,1%
Pozostałe przychody operacyjne	1 319	671	-648	-49,1%
Pozostałe koszty operacyjne	1 321	574	-747	-56,5%
Zysk / (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	-663	-2 617	-1 954	-294,7%
Zysk / (strata) operacyjny	61 326	89 593	28 267	46,1%
Przychody finansowe	1 896	2 782	886	46,7%
Koszty finansowe	7 001	7 663	662	9,5%
Zysk / (strata) brutto	56 221	84 712	28 491	50,7%
Podatek dochodowy	15 228	16 654	1 426	9,4%
Zysk / (strata) netto	40 993	68 058	27 065	66,0%
EBITDA	149 148	178 269	29 121	19,5%

IQ 2017:

Czynniki osiągniętej EBITDA GK LW Bogdanka:

- (+) wzrost produkcji netto o 87 tys. t oraz sprzedaży węgla handlowego o 205 tys. t
- (+) wzrost przychodów realizowany głównie za sprawą większej sprzedaży węgla zarówno w ramach Grupy Kapitałowej Enea, jak i na eksport
- (-) sprzedaż węgla z zapasu przełożyła się na wzrost kosztów okresu

Istotne zdarzenia jednorazowe:

- w IQ 2016 ujemne saldo rezerw i pozostałych korekt prezentacyjnych, podczas gdy w IQ 2017 pozycje te zwiększyły koszty
- strata na likwidacji rzeczowych aktywów trwałych – głównie wartość netto zlikwidowanych wyrobisk

Wskaźniki finansowe

Poniżej zamieszczono słownik pojęć i wykaz skrótów używanych w treści niniejszego raportu.

Wskaźnik		Wyszczególnienie
EBITDA	=	Zysk (strata) operacyjny + amortyzacja
Rentowność kapitału własnego (ROE)	=	$\frac{\text{Zysk (strata) netto okresu sprawozdawczego}}{\text{Kapitał własny}}$
Rentowność aktywów (ROA)	=	$\frac{\text{Zysk (strata) netto okresu sprawozdawczego}}{\text{Aktywa całkowite}}$
Rentowność netto	=	$\frac{\text{Zysk (strata) netto okresu sprawozdawczego}}{\text{Przychody ze sprzedaży netto}}$
Rentowność operacyjna	=	$\frac{\text{Zysk (strata) operacyjny}}{\text{Przychody ze sprzedaży netto}}$
Rentowność EBITDA	=	$\frac{\text{EBITDA}}{\text{Przychody ze sprzedaży netto}}$
Wskaźnik bieżącej płynności	=	$\frac{\text{Aktywa obrotowe}}{\text{Zobowiązania krótkoterminowe}}$
Pokrycie majątku trwałego kapitałami własnymi	=	$\frac{\text{Kapitał własny}}{\text{Aktywa trwałe}}$
Wskaźnik zadłużenia ogólnego	=	$\frac{\text{Zobowiązania ogółem}}{\text{Aktywa całkowite}}$
Dług netto / EBITDA	=	$\frac{\text{zobowiązania oprocentowane - środki pieniężne}}{\text{EBITDA}}$
Cykl rotacji należności krótkoterminowych w dniach	=	$\frac{\text{Średni stan należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe} \times \text{liczba dni}}{\text{Przychody ze sprzedaży netto}}$
Cykl rotacji zobowiązań z tyt. dostaw i usług oraz pozostałych w dniach	=	$\frac{\text{Średni stan zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych} \times \text{liczba dni}}{\text{Koszt sprzedanych produktów, towarów i materiałów}}$
Cykl rotacji zapasów w dniach	=	$\frac{\text{Średni stan zapasów} \times \text{liczba dni}}{\text{Koszt sprzedanych produktów, towarów i materiałów}}$
Koszt sprzedanych produktów, towarów i materiałów	=	Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów; Zakup energii na potrzeby sprzedaży; Usługi przesyłowe; inne usługi obce; podatki i opłaty; podatek akcyzowy

Pojęcia i skróty branżowe

Skrót/pojęcie	Pełna nazwa/wyjaśnienie
ACER	Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki – unijna agencja utworzona na mocy 3 pakietu energetycznego. Celem Agencji jest koordynacja i wspieranie współpracy krajowych organów regulacyjnych. Pełna lista zadań znajduje się w Rozporządzeniu 713/2009
AMI	Zaawansowane systemy pomiarowe mierzące, zbierające i analizujące zużycie energii oraz umożliwiające dwukierunkową komunikację pomiędzy klientem finalnym i systemem centralnym. AMI obejmuje zarówno inteligentne liczniki, jak i inteligentne sieci elektroenergetyczne
CAPEX	Capital expenditures - nakłady inwestycyjne
CO₂	Dwutlenek węgla
Cena pasma (BASE)	Cena kontraktu z dostawą takiego samego wolumenu energii w każdej godzinie doby
Cena euroszczytu (PEAK)	Cena kontraktu z dostawą takiego samego wolumenu energii w euroszczytzie (tj. w godzinach od 7:00 do 22:00 w dni robocze)
CER	Certified Emission Reduction - jednostka poświadczonej redukcji emisji
EUA	EU Emission Allowance - uprawnienie do emisji w ramach Europejskiego Systemu Handlu Emisjami
Europejski System Handlu Emisjami EU ETS	Europejski system wspierający redukcję emisji gazów cieplarnianych
GPZ	Główny Punkt Zasilający – stacja transformatorowa, odpowiadająca za zamianę wysokiego lub średniego napięcia na napięcie niskie dla odbiorców końcowych na określonym obszarze
Grupa taryfowa A	Energia sprzedawana i dostarczana odbiorcom przyłączonym do sieci wysokiego napięcia
Grupa taryfowa B	Energia sprzedawana i dostarczana odbiorcom przyłączonym do sieci średniego napięcia
Grupa taryfowa C	Energia sprzedawana i dostarczana odbiorcom przyłączonym do sieci niskiego napięcia, z wyłączeniem odbiorców zużywających energię elektryczną na potrzeby gospodarstw domowych

Skrót/pojęcie	Pełna nazwa/wyjaśnienie
Grupa taryfowa G	Energia sprzedawana i dostarczana odbiorcom zużywającym energię elektryczną na potrzeby gospodarstw domowych przyłączonych do sieci niezależnie od poziomu napięcia
ICE	Platforma obrotu umożliwiające handel uprawnieniami do emisji CO ₂ (EUA) oraz jednostkami poświadczonej redukcji emisji (CER) na rynku futures
Instalacja IOS	Instalacja odsiarczania spalin
Instalacja SCR	Instalacja katalitycznego odazotowania spalin
Kogeneracja	Proces technologiczny jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej i użytkowej energii cieplnej w elektrociepłowni
NFOŚiGW	Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej
MW_e	Megawat mocy elektrycznej
MWh	Megawatogodzina (1 GWh = 1.000 MWh)
MW_t	Megawat mocy cieplnej
NO_x	Tlenki azotu
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSP	Operator Systemu Przesyłowego
OZE	Odnawialne źródła energii
PMOZE	Prawa majątkowe ze świadectw pochodzenia energii z odnawialnych źródeł energii
PM „zielone”	Tożsame z PMOZE
OZEX_A	Indeks dla transakcji sesyjnych, których przedmiotem są kontrakty na prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia dla energii wyprodukowanej w odnawialnych źródłach energii, której okres produkcji (wskazany w świadectwie pochodzenia) rozpoczął się od 1 marca 2009 r. włącznie

Skrót/pojęcie	Pełna nazwa/wyjaśnienie
PM „żółte”	Prawa Majątkowe do świadectw pochodzenia będących potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w jednostce kogeneracji gazowej lub o łącznej mocy zainstalowanej do 1 MW
KGMX	Indeks dla transakcji sesyjnych, których przedmiotem są kontrakty na prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostce kogeneracji gazowej lub o łącznej mocy zainstalowanej do 1 MW
PM „czerwone”	Prawa Majątkowe do świadectw pochodzenia będących potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w pozostałych źródłach kogeneracyjnych
KECX	Indeks dla transakcji sesyjnych, których przedmiotem są kontrakty na prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wytworzonej w pozostałych źródłach kogeneracyjnych
PM „fioletowe”	Prawa Majątkowe do świadectw pochodzenia będących potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w jednostce kogeneracji opalanej metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 2 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych
KMETX	Indeks dla transakcji sesyjnych, których przedmiotem są kontrakty na prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostce kogeneracji opalanej metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 2 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych
PM „białe”	Prawa majątkowe do świadectw pochodzenia wynikających ze świadectw efektywności energetycznej tzw. „białe” certyfikaty
EFX	Indeks dla transakcji sesyjnych, których przedmiotem są kontrakty na prawa majątkowe wynikające ze Świadectw efektywności energetycznej tzw. „białe” certyfikaty
Rozporządzenie REMIT	Rozporządzenie o integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii, określa ramy monitorowania hurtowych rynków energii, w celu wykrywania i zapobiegania nieuczciwym praktykom na poziomie UE

Skrót/pojęcie	Pełna nazwa/wyjaśnienie
Rynek terminowy	Rynek energii elektrycznej, na którym notowane są produkty typu forward
Rynek SPOT	Rynek kasowy (bieżący)
Rynek bilansujący	Rynek techniczny prowadzony przez OSP. Jego celem jest bilansowanie w czasie rzeczywistym zapotrzebowania na energię elektryczną z jej produkcją w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE).
SAIDI	System Average Interruption Duration Index - wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (wyrażany w minutach na Klienta)
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index - wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich w dostawie energii (wyrażany w liczbie przerw na Klienta)
SO₂	Dwutlenek siarki
TFS	Tradition Financial Services, platforma obrotu energią elektryczną przeznaczona do zawierania różnego rodzaju transakcji, kupna oraz sprzedaży energii konwencjonalnej, praw majątkowych, energii odnawialnej oraz uprawnień do emisji CO ₂
TJ	Teradžul
TGE	Towarowa Giełda Energii
TPA	Third Party Access – zasada dostępu stron trzecich do sieci energetycznej, która umożliwia zakup energii elektrycznej i usług jej dystrybucji na podstawie dwóch osobnych umów
Ustawa Prawo Energetyczne	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo Energetyczne (Dz.U. 1997 Nr 54 poz. 348 z późn. zm.)
WIBOR	Warsaw Interbank Offered Rate - wysokość oprocentowania kredytów na polskim rynku międzybankowym

1. Podsumowanie operacyjne	2-10
Grupa Enea w liczbach	3
Podsumowanie operacyjne	4
Skonsolidowane wybrane dane finansowe	5
Kluczowe dane operacyjne i wskaźniki	6
Komentarz Zarządu	7-8
Najważniejsze wydarzenia w IQ 2017	9-10
2. Organizacja i działalność Grupy Enea	11-44
Struktura Grupy	12
Zmiany w strukturze Grupy	13-15
Restrukturyzacja majątkowa	13
Dezynwestycje kapitałowe	13
Zmiany w organizacji Grupy	13
Inwestycje kapitałowe	13-15
Obszary	16-22
Wydobycie	17
Wytwarzanie	18-19
Dystrybucja	20
Obrót	21-22
Strategia korporacyjna	23-26
Perspektywy rozwoju w 2017 r.	27

Realizowane działania i inwestycje	28-31
Nakłady inwestycyjne w IQ 2017	28
Inwestycje zrealizowane w IQ 2017	28
Inwestycje planowane do końca 2017 r.	29
Status prac przy kluczowych projektach inwestycyjnych	30
Działania zrealizowane w IQ 2017	31
Działania do zrealizowania do końca 2017 r.	31
Zawarte umowy	32-33
Źródła finansowania programu inwestycyjnego	32
Emisja papierów wartościowych Enea SA w 2017 r.	33
Udzielone i otrzymane poręczenia i gwarancje	33
Transakcje zabezpieczające ryzyko stopy procentowej	33
Umowy znaczące dla działalności Grupy Kapitałowej Enea	33
Transakcje z podmiotami powiązanymi	33
Dystrybucja środków pieniężnych - program emisji obligacji spółek zależnych	33
Otoczenie rynkowe i regulacyjne	34-44
3. Sytuacja finansowa	45-56
Wyniki finansowe GK Enea w IQ 2017	46-55
Skonsolidowany rachunek zysków i strat	46
Wyniki w poszczególnych obszarach działalności	47-52

Sytuacja majątkowa	53-54
Sytuacja pieniężna	55
Analiza wskaźnikowa	56
Wyniki finansowe – dodatkowe informacje	56
4. Akcje i akcjonariat	57-58
Struktura akcjonariatu i kapitału zakładowego	58
Notowania akcji Enea SA na GPW	58
5. Władze	59-62
Zarząd Enea SA	60
Rada Nadzorcza Enea SA	61
Wykaz akcji i uprawnień do akcji Enea w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących	62
6. Inne informacje	63-69
Zdarzenia mogące mieć wpływ na przyszłe wyniki	64-66
Społeczna odpowiedzialność biznesu	67-69
Załączniki	70-75
Wyniki finansowe Enea SA	71
Wyniki finansowe Enea Operator	72
Wyniki finansowe Enea Wytwarzanie	73
Wyniki finansowe Enea Elektrownia Połaniec	74
Wyniki finansowe GK LW Bogdanka	75
Słowniczek pojęć	76-78



Enea SA

ul. Górecka 1

60-201 Poznań

✉ gielda@enea.pl