

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



1. Podsumowanie operacyjne

ZASOBY



5,2 GW
zainstalowanej
mocy elektrycznej

413 mln ton
potencjału
3 obszarów
koncesyjnych

121,3 tys. km
linii dystrybucyjnych
wraz z przyłączami

15,7 tys.
Pracowników

2,5 mln
Klientów

FINANSE
I-IIIQ 2017

8.398 mln zł
przychodów
ze sprzedaży netto

1.947 mln zł
EBITDA

838 mln zł
zysku netto

3.123 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

38%
wzrostu EBITDA
vs 2015

26,4 mld zł
podstawowego
budżetu
inwestycyjnego

1. Podsumowanie operacyjne	2-9
Wybrane dane finansowe	5
Kluczowe dane operacyjne i wskaźniki	6
Komentarz Zarządu	7
Najważniejsze wydarzenia w okresie trzech kwartałów 2017 r.	8-9
2. Organizacja i działalność Grupy Enea	10-34
Struktura Grupy	11-12
Obszary działalności	13-20
Strategia rozwoju	21-22
Realizowane działania i inwestycje	23-26
Zawarte umowy	27-28
Otoczenie rynkowe	29-34
3. Sytuacja finansowa	35-50
4. Akcje i akcjonariat	51-52
5. Władze	53-56
6. Inne informacje	57-66
Załączniki	67-77
Słowniczek pojęć	78-80

Szczegółowy indeks zagadnień zawartych w niniejszym dokumencie znajduje się na str. 81

W okresie trzech kwartałów 2017 r. Grupa Kapitałowa Enea wypracowała:

- **8.398 mln zł** przychodów ze sprzedaży netto - wzrost o 1,1%
- **1.947 mln zł** EBITDA - wzrost o 6,5% r/r
- **838 mln zł** zysku netto - wzrost o 16,3% r/r

W analizowanym okresie najwyższa EBITDA, 798 mln zł, zrealizowana została w obszarze Dystrybucji. Najwyższy przyrost EBITDA, wynoszący 144 mln zł (wzrost o 31,1% r/r), wypracowany został w obszarze Wytwarzania, który 9 miesięcy 2017 r. zamknął wynikiem EBITDA wynoszącym 610 mln zł. Podstawowym czynnikiem zmiany EBITDA w tym obszarze był wzrost mocy wytwórczych wynikający z przejścia Enei Elektrowni Połaniec. Wynik EBITDA obszaru Obrotu, po wzroście o 13,3 mln zł (11,3% r/r), ukształtował się na poziomie 131 mln zł, natomiast obszar Wydobywania odnotował w tym okresie 451 mln zł EBITDA (wzrost o 3,2% r/r).

<p>+</p> <ul style="list-style-type: none"> • Wzrost wolumenu sprzedaży energii elektrycznej • Wzrost wolumenu sprzedaży energii cieplnej • Spadek kosztów zakupu energii elektrycznej • Wzrost sprzedaży usług dystrybucyjnych 	<p>-</p> <ul style="list-style-type: none"> • Wzrost kosztów usług przesyłowych • Wzrost kosztów statych w obszarze OZE
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

W samym III kwartale 2017 r. Grupa wygenerowała:

- **2.831 mln zł** przychodów ze sprzedaży netto
- **589 mln zł** EBITDA
- **214 mln zł** zysku netto

W okresie trzech kwartałów 2017 r. GK Enea wydała na inwestycje 3.123 mln zł, z czego 1.610 mln zł pochłonęły inwestycje kapitałowe, 625 mln zł inwestycje w obszarze Wytwarzania, 593 mln zł w obszarze Dystrybucji, a 254 mln zł w obszarze Wydobywania.

Wskaźnik dług netto / EBITDA na koniec września 2017 r. znajdował się na bezpiecznym poziomie 2,1.

W okresie styczeń-wrzesień 2017 r. produkcja i sprzedaż węgla handlowego kształtowały się na porównywalnym poziomie r/r i wynosiły po 6,7 mln ton.

Grupa wytworzyła 15.178 GWh energii elektrycznej (wzrost o 49,3% r/r), z czego 13.834 GWh (wzrost o 41,6% r/r) pochodziło ze źródeł konwencjonalnych.

Sprzedaż usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym wyniosła 14.322 GWh, czyli zwiększyła się o 2,9% w stosunku do analogicznego okresu ub. r.

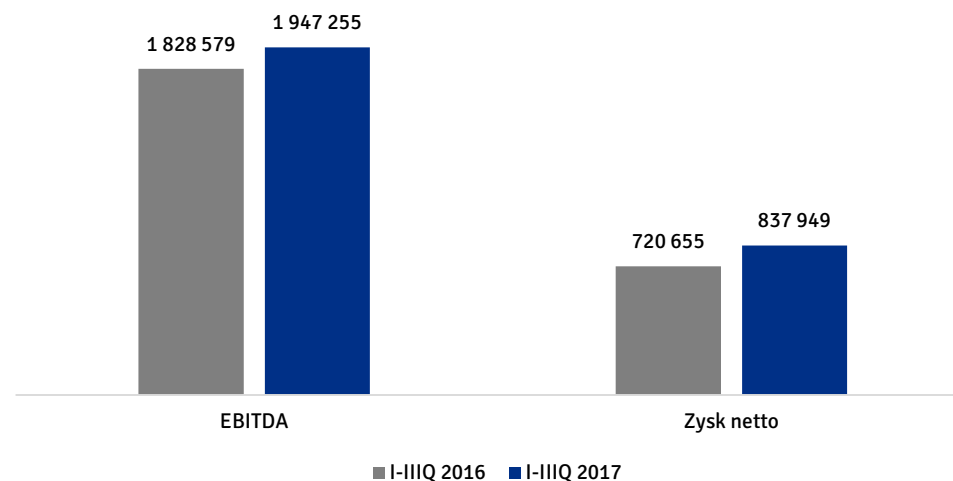
W okresie pierwszych 9 miesięcy br. Enea SA istotnie zwiększyła wolumen sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom detalicznym o 942 GWh, czyli 7,6% r/r.

[tys. zł]	I-IIIQ 2016	I-IIIQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	8 303 944	8 398 162	94 218	1,1%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	949 142	1 069 855	120 713	12,7%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	897 585	1 036 030	138 445	15,4%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	720 655	837 949	117 294	16,3%
EBITDA	1 828 579	1 947 255	118 676	6,5%
Przepływy pieniężne netto z:				
działalności operacyjnej	1 822 395	2 234 993	412 598	22,6%
działalności inwestycyjnej	- 1 990 244	- 2 828 149	-837 905	-42,1%
działalności finansowej	328 782	- 67 845	-396 627	-
Stan środków pieniężnych	1 983 027	1 679 216	-303 811	-15,3%
Zysk netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	675 888	785 532	109 644	16,2%
Średnioważona liczba akcji [szt.]	441 442 578	441 442 578	-	-
Zysk netto na akcję [zł]	1,53	1,78	0,25	16,3%
Rozwodniony zysk na akcję [zł]	1,53	1,78	0,25	16,3%

[tys. zł]	IIIQ 2016	IIIQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	2 704 512	2 831 388	126 876	4,7%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	338 571	288 234	-50 337	-14,9%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	309 752	267 375	-42 377	-13,7%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	249 429	214 118	-35 311	-14,2%
EBITDA	622 057	588 820	-33 237	-5,3%
Zysk netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	233 099	204 370	-28 729	-12,3%
Średnioważona liczba akcji [szt.]	441 442 578	441 442 578	-	-
Zysk netto na akcję [zł]	0,53	0,46	-0,07	-13,2%
Rozwodniony zysk na akcję [zł]	0,53	0,46	-0,07	-13,2%

[tys. zł]	31 grudnia 2016	30 września 2017	Zmiana	Zmiana %
Aktywa razem	24 536 519	25 756 216	1 219 697	5,0%
Zobowiązania razem	11 524 790	12 069 615	544 825	4,7%
Zobowiązania długoterminowe	8 606 757	8 975 463	368 706	4,3%
Zobowiązania krótkoterminowe	2 918 033	3 094 152	176 119	6,0%
Kapitał własny	13 011 729	13 686 601	674 872	5,2%
Kapitał zakładowy	588 018	588 018	-	-
Wartość księgową na akcję [zł]	29,48	31,00	1,52	5,2%
Rozwodniona wartość księgową na akcję [zł]	29,48	31,00	1,52	5,2%

tys. zł



	J.m.	I-IIIQ 2016	I-IIIQ 2017	Zmiana	Zmiana %	IIIQ 2016	IIIQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	tys. zł	8 303 944	8 398 162	94 218	1,1%	2 704 512	2 831 388	126 876	4,7%
EBITDA	tys. zł	1 828 579	1 947 255	118 676	6,5%	622 057	588 820	-33 237	-5,3%
EBIT	tys. zł	949 142	1 069 855	120 713	12,7%	338 571	288 234	-50 337	-14,9%
Zysk netto	tys. zł	720 655	837 949	117 294	16,3%	249 429	214 118	-35 311	-14,2%
Zysk netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	tys. zł	675 888	785 532	109 644	16,2%	233 099	204 370	-28 729	-12,3%
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	tys. zł	1 822 395	2 234 993	412 598	22,6%	660 322	880 256	219 934	33,3%
CAPEX	tys. zł	1 854 079	3 122 870	1 268 791	68,4%	683 033	677 751	-5 282	-0,8%
Dług netto / EBITDA ¹⁾	-	1,8	2,1	0,3	16,7%	1,8	2,1	0,3	16,7%
Rentowność aktywów (ROA) ¹⁾	%	4,1%	4,3%	0,2 p.p.	-	4,2%	3,3%	-0,9 p.p.	-
Rentowność kapitału własnego (ROE) ¹⁾	%	7,5%	8,2%	0,7 p.p.	-	7,8%	6,3%	-1,5 p.p.	-
Obrót									
Sprzedaż energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom końcowym	GWh	13 296	14 039	743	5,6%	4 290	4 530	240	5,6%
Liczba odbiorców (Punkty Poboru Energii)	tys.	2 400	2 412	12	0,5%	2 400	2 412	12	0,5%
Dystrybucja									
Sprzedaż usług dystrybucji odbiorcom końcowym	GWh	13 924	14 322	398	2,9%	4 593	4 668	75	1,6%
Liczba klientów (stan na koniec okresu sprawozdawczego)	tys.	2 512	2 541	29	1,2%	2 512	2 541	29	1,2%
Wytwarzanie									
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej, w tym:	GWh	10 166	15 178	5 012	49,3%	3 359	5 841	2 482	73,9%
ze źródeł konwencjonalnych	GWh	9 773	13 834	4 061	41,6%	3 244	5 350	2 106	64,9%
z odnawialnych źródeł energii	GWh	393	1 344	951	242,0%	115	491	376	327,0%
Wytwarzanie ciepła brutto	TJ	3 495	4 790	1 295	37,1%	460	1 066	606	131,7%
Sprzedaż energii elektrycznej, w tym:	GWh	12 595	17 676	5 081	40,3%	4 075	6 633	2 558	62,8%
ze źródeł konwencjonalnych	GWh	12 202	15 520	3 318	27,2%	3 960	5 890	1 930	48,7%
z odnawialnych źródeł energii	GWh	393	1 073	680	173,0%	115	377	262	227,8%
z zakupu	GWh	-	1 083	1 083	-	-	367	367	-
Sprzedaż ciepła	TJ	2 913	4 326	1 413	48,5%	329	915	586	178,1%
Wydobycie									
Produkcja netto	tys. t	6 682	6 712	30	0,4%	2 397	2 154	-243	-10,1%
Sprzedaż węgla	tys. t	6 739	6 698	-41	-0,6%	2 360	2 036	-324	-13,7%
Zapasy na koniec okresu	tys. t	172	140	-32	-18,6%	172	140	-32	-18,6%
Roboty chodnikowe	km	18,4	22,5	4,1	22,3%	5,5	7,5	2,0	36,4%

I-IIIQ 2017/ I-IIIQ 2016:

Wzrost EBITDA o 119 mln zł

Wzrost sprzedaży energii elektrycznej oraz paliwa gazowego odbiorcom końcowym o 743 GWh

Wzrost wytworzonej energii elektrycznej o 5.012 GWh

IIIQ 2017/ IIIQ 2016:

Wzrost sprzedaży energii elektrycznej oraz paliwa gazowego odbiorcom końcowym o 240 GWh

Wzrost wytworzonej energii elektrycznej o 2.482 GWh

I-IIIQ 2017:

- wzrost EBITDA o 6,5% (o 119 mln zł)
- konsekwentny rozwój GK Enea: nakłady CAPEX na poziomie 3.123 mln zł przy bezpiecznej wartości wskaźnika dług netto/EBITDA
- wzrost sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom końcowym o 5,6% (o 743 GWh)
- wzrost całkowitego wytwarzania energii elektrycznej o 5,0 TWh

IIIQ 2017:

- spadek EBITDA o 5,3% (o 33 mln zł)
- konsekwentny rozwój GK Enea: nakłady CAPEX na poziomie 678 mln zł przy bezpiecznej wartości wskaźnika dług netto/EBITDA
- wzrost sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom końcowym o 5,6% (o 240 GWh)
- wzrost całkowitego wytwarzania energii elektrycznej o 2,5 TWh

1) Definicje wskaźników znajdują się na str. 78

REALIZUJEMY NASZE PLANY STRATEGICZNE W OPARCIU O STABILNĄ SYTUACJĘ FINANSOWĄ I OPERACYJNĄ GRUPY



Szanowni Państwo,

Enea rozwija się w sposób zrównoważony, zgodnie z opublikowaną w ubiegłym roku Strategią Rozwoju w perspektywie do 2030 r. Zbudowaliśmy solidne fundamenty i obecnie, realizując synergie i optymalizując każde ogniwo w naszym łańcuchu wartości konsekwentnie zwiększamy potencjał finansowy do dalszego rozwoju i siłę rynkową Grupy. Na bieżąco analizujemy wytyczone w strategii cele w kontekście aktualnej sytuacji na rynku oraz sygnałów płynących z bliższego i dalszego otoczenia firmy. Kluczowe dla naszej działalności są kwestie związane z rynkiem mocy, kształtem europejskiego rynku energii w kontekście tzw. pakietu zimowego czy szczegółowe rozwiązania europejskiego systemu handlu prawami do emisji dwutlenku węgla. Działamy elastycznie i nie wykluczamy, że jeśli na pewnym etapie uznamy, że nowe regulacje

mogą znacząco wpłynąć na realizację naszych strategicznych planów, to przystąpimy do ich ewentualnej modyfikacji. Obecnie nie widzimy jednak takiej potrzeby, a generowane wyniki operacyjne i finansowe utwierdzają nas w przekonaniu, że podążamy we właściwym kierunku, zapewniając wzrost wartości naszej Grupy dla Akcjonariuszy.

Wzmacniamy atrakcyjność oferty dla Klientów i zwiększamy sprzedaż

Pozycja wicelidera na rynku wytwarzania energii elektrycznej zobowiązuje do jej utrzymania i zwiększenia efektywności w segmencie obrotu energią. Naszym celem strategicznym jest dalsza poprawa efektywności operacyjnej na działalności sprzedażowej oraz odpowiednie zbilansowanie się w ramach Grupy, co wiąże się ze zwiększeniem do 2025 r. sprzedaży energii elektrycznej Odbiorcom końcowym do poziomu ponad 20 TWh, przy produkcji własnej oscylującej wokół 24 TWh. Cel ten chcemy zrealizować poprzez koncentrację na dostarczaniu Klientom odpowiednio sprofilowanych i różnorodnych ofert. Kształtujemy relacje z Klientami – zarówno indywidualnymi, jak i biznesowymi – w oparciu o szeroki wachlarz dodatkowych świadczeń, usług i opcji, które pozwalają nam zwiększać sprzedaż. W ubiegłym roku sprzedaliśmy 16,7 TWh energii elektrycznej. W tym roku, jeśli zachowany zostanie trend z pierwszych 9 miesięcy 2017 r., mamy dużą szansę znacząco przekroczyć ten poziom.

Strategiczna inwestycja Grupy Enea – krok od oddania do eksploatacji

1 września nastąpiła pierwsza synchronizacja Bloku 11 z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym, a za niespełną miesiąc, tj. 19 grudnia planujemy oddać nową jednostkę wytwórczą o mocy 1.075 MW w Elektrowni Kozienice do eksploatacji. Nowy blok stanie się ważnym filarem bezpieczeństwa energetycznego naszego kraju i jednocześnie będzie jednym z najsprawniejszych obiektów tego typu na świecie. Blok nr 11 to kluczowa inwestycja dla Grupy Enea, jak również dla całej polskiej energetyki. Wyróżnikiem projektu jest zastosowanie najnowocześniejszych rozwiązań technicznych w zakresie kotła, turbiny oraz ochrony środowiska. Dzięki wysokiej sprawności wytwarzania energii elektrycznej, na poziomie 45,6%, oraz dużej dyspozycyjności, na poziomie ponad 92%, będzie to największa i jednocześnie najsprawniejsza jednostka wytwórcza opalana węglem kamiennym w historii krajowej energetyki.

Nasi Klienci mogą na nas liczyć w sytuacjach kryzysowych

Po opanowaniu skutków sierpniowych nawałnic, które w nocy z 11 na 12 sierpnia przeszły nad częścią obszaru dystrybucyjnego Enei Operator nasze służby poddane zostały kolejnemu wymagającemu testowi. 5 października, w skutek orkanu Ksawery, pozbawionych zasilania zostało ponad 600 tys. naszych Odbiorców w niemal 4 tys. miejscowości. Awarie spowodowane przez orkan usuwane były przez ponad 320 brygad Enei Operator, Enei Serwis i współpracujących firm. Blisko 900 specjalistów walczyło o jak najszybsze przywrócenie dostaw prądu do wszystkich Odbiorców. Energetycy pracowali nieprzerwanie w dzień i w nocy,

mierząc się z ciężkimi warunkami pogodowymi, które powodowały również bardzo trudny dostęp do uszkodzonej infrastruktury. Dzięki odpowiedniemu przygotowaniu organizacyjnemu, logistycy i tytanicznej pracy naszych Pracowników przywróciliśmy dostawy energii elektrycznej do wszystkich naszych Odbiorców. Szkody w naszej infrastrukturze wyrządził również orkan Grzegorz, który przeszedł nad terytorium Polski w weekend 28-29 października. Ten rok jest szczególnie pod względem częstotliwości i skali zjawisk pogodowych wpływających na pracę sieci energetycznej nie tylko na naszym obszarze. Udowodniliśmy, że potrafimy profesjonalnie działać w każdych warunkach, głównie dzięki zaangażowaniu naszych Pracowników, którym należą się słowa uznania i podziękowania.

Inwestujemy dbając o stabilną sytuację finansową

Potencjał rozwojowy Grupy budujemy poprzez zrównoważony wzrost we wszystkich segmentach biznesowych, co znajduje odzwierciedlenie we wskaźnikach finansowych i operacyjnych będących wynikiem działalności w trzech kwartałach 2017 r.

W okresie trzech kwartałów 2017 r. Grupa odnotowała wzrost wyniku EBITDA o 6,5% w porównaniu do analogicznego okresu poprzedniego roku (1.947 mln zł). Na wzrost wyniku złożyły się takie elementy jak dobre inwestycje kapitałowe, wzrost wolumenu sprzedaży energii elektrycznej i ciepłej, a także usług dystrybucyjnych. Szukając optymalnych rozwiązań dla zapewnienia środków finansowych na realizację planów inwestycyjnych z powodzeniem korzystamy z dostępnych programów gwarantujących współfinansowanie inwestycji np. w obszarze dystrybucji (łącznie pozyskane dofinansowanie przez Enea Operator – 81,5 mln zł).

Bezpieczna pozycja gotówkowa pozwala nam na podejmowanie prac rozwojowych, zarówno w zakresie innowacji czy prowadzenia analiz możliwości budowy bloku energetycznego opartego na technologii zgazowania węgla w okolicach kopalni Bogdanka. Pozyskanie przez LW Bogdanka koncesji wydobywczej pola Ostrów gwarantuje, że decyzja dotycząca budowy wspomnianego bloku jest poparta zapewnieniem odpowiedniego zasobu operacyjnego po stronie paliwa.

Spółeczna odpowiedzialność biznesu wpisana jest w działalność całej Grupy Enea i stanowi ważny element jej aktywności biznesowej

Grupa Enea jest aktywnym uczestnikiem życia społeczności lokalnych. Pomagamy potrzebującym, promujemy aktywność fizyczną oraz wspieramy liczne inicjatywy naukowe i kulturalne. Sierpniowe nawałnice wyrządziły straty nie tylko w sieci energetycznej. Widząc skalę zniszczeń w gminach z naszego terenu dystrybucyjnego postanowiliśmy za pośrednictwem Fundacji Enea przekazać do 1 mln złotych dla gmin poszkodowanych po nawałnicach. Akcja ta wpisuje się w naszą koncepcję społecznej odpowiedzialności biznesu.

Wraz z nowym rokiem szkolnym rozpoczął się nabór zgłoszeń do Enei Akademii Talentów, czyli programu, której celem jest wspieranie rozwoju młodych talentów. Nasze działania kierowane są równocześnie do dzieci i młodzieży oraz szkół, które chcą rozwijać talenty i pasje swoich uczniów. Wierzymy, że takie wsparcie najmłodszych członków naszego społeczeństwa oraz projektów i inicjatyw wykraczających poza standardowe ramy szkolnictwa przełożą się na rozwój ich pasji oraz przyczynią się do odpowiedzialnego wychowania kolejnych pokoleń. Chcemy w ten sposób wyrażać nasze poczucie dużej odpowiedzialności wobec otoczenia, z którego się wywodzimy i od którego zależymy.

Z poważaniem,

Mirosław Kowalik
Prezes Zarządu Enea SA

I-II kwartał

Realizacja umowy inwestycyjnej w sprawie budowy bloku energetycznego w Elektrowni Ostrołęka

Enea SA i Energa SA posiadają wspólną kontrolę nad spółką celową Elektrownia Ostrołęka SA, która będzie realizowała projekt przygotowania, budowy i eksploatacji bloku energetycznego opalanego węglem kamiennym klasy 1.000 MW_e (Ostrołęka C). Aktualnie Enea posiada 23,8% udziału w kapitale zakładowym tej spółki. Obie strony docelowo będą posiadały po 50% akcji Elektrowni Ostrołęka SA oraz taką samą liczbę głosów na Walnym Zgromadzeniu. 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.

Objęcie akcji Polimeksu-Mostostal

Aktualnie Enea posiada 39.000.024 akcje Polimeksu, stanowiące 16,48% udziału w kapitale zakładowym tej spółki. Wspólnie Enea, Energa, PGE Polska Grupa Energetyczna i PGNiG Technologie posiadają 156.000.097 akcji, stanowiących 65,9% udziału w kapitale zakładowym Polimeksu. 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 Koźienice

W styczniu Enea Wytwarzanie podpisała z firmą EthosEnergy umowę dotyczącą modernizacji turbin bloków 3 i 8 w Elektrowni Koźienice. Dzięki modernizacji poprawiony zostanie stan dynamiczny turbozespołów. Wartość kontraktu to prawie 4,9 mln zł netto, prace zakończyły się w lipcu 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.

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

9 lutego LW Bogdanka przedstawiła strategię rozwoju dla Obszaru Wydobywania Grupy Enea do roku 2025, z perspektywą do roku 2030, która 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.

Zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej

W marcu Enea Operator uruchomiła najnowszą i najnowocześniejszą Centralną Dyspozycję Mocy (CDM), która będzie zarządzać siecią wysokiego napięcia w północno-zachodniej Polsce. Taka organizacja służb ruchu umożliwia elastyczne, szybkie i kompleksowe reagowanie na wydarzenia występujące w całej sieci 110 kV należącej do Enei Operator.

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.

Enea dołączyła do klastra na rzecz rozwoju elektromobilności

W kwietniu Grupa Enea została członkiem klastra „Polski Autobus Elektryczny – tańcych dostaw dla elektromobilności”. 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.

Dokapitalizowanie Polskiej Grupy Górniczej

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. W ramach drugiego etapu dokapitalizowania, który miał miejsce w czerwcu 2017 r., Enea objęła nowe udziały PGG o wartości 60 mln zł, zapewniając sobie 5,81% udziału w kapitale zakładowym górniczej spółki. Kolejne dokapitalizowanie, wynoszące 90 mln zł, zaplanowane jest na I kwartał 2018 r. 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.

Rezygnacja z udziału w transakcji nabycia aktywów od 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.

Zmiany w Zarządzie Enei Innovation

24 maja Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników Enei Innovation, spółki zarządzającej w Grupie Enea obszarem innowacji, powołało na stanowisko Prezesa Zarządu Andrzeja Wicika oraz Krzysztofa Hajdrowskiego na Wiceprezesa Zarządu.

Enea Operator z jednym, kompletnym systemem informatycznym

W czerwcu Enea Operator podpisała umowę na dostawę i wdrożenie Centralnej Aplikacji Systemu Akwizycji Informacji Pomiarowych. Aplikacja docelowo będzie jedynym systemem informatycznym w dystrybucyjnej spółce, który będzie pozyskiwał, przetwarzał a także przechowywał wszelkie dane związane z szeroko rozumianą informacją pomiarową. Umowa opiewa na 22 mln zł i zakłada wdrożenie aplikacji w ciągu dwóch lat.

Współpraca na rzecz rozwoju technologii w zakresie przygotowania nowej mieszanki paliwa

W czerwcu Enea Trading i Polska Grupa Górnicza (PGG) nawiązały współpracę w zakresie wymiany doświadczeń i wiedzy w celu przygotowania nowej mieszanki paliwa z wykorzystaniem mułów węglowych, która byłaby możliwa do komercyjnego wykorzystania w energetyce.

Agencja Fitch Ratings podtrzymała ocenę ratingową Enei

30 czerwca agencja ratingowa Fitch Ratings potwierdziła dla Enei długoterminowy rating w walucie krajowej i zagranicznej na poziomie „BBB”, jak również potwierdziła i jednocześnie wycofała z przyczyn kontraktowych krajowy rating długoterminowy na poziomie „A+(pol)” ze stabilną perspektywą”.

III kwartał

Unijne środki napędzają inwestycje w obszarze Dystrybucji

Realizując zaplanowane inwestycje Enea Operator aktywnie korzysta z unijnych środków. W okresie styczeń-wrzesień 2017 r. zawarła umowy o dofinansowanie o łącznej kwocie przewidywanej dotacji w wysokości 81,5 mln zł.

Uzyskanie koncesji na wydobywanie węgla kamiennego ze złoża „Ostrów”

W lipcu 2017 r. LW Bogdanka złożyła do Ministra Środowiska wniosek o udzielenie koncesji na wydobywanie węgla kamiennego ze złoża „Ostrów” w obszarze górniczym „Ludwin”, o zasobach operatywnych szacowanych na poziomie ok. 186 mln ton węgla. 20 listopada Zarząd LW Bogdanka powziął informację o otrzymaniu przez Spółkę w/w koncesji.

Eksploracja złoża „Ostrów” może być rozpoczęta w oparciu o obecną infrastrukturę i bez kapitałochłonnej budowy nowych szybów. W perspektywie po 2025 r. w polu „Ludwin” planowane jest udostępnienie pionowego złoża i budowa niezbędnych obiektów i infrastruktury technicznej. Łączne wstępnie szacowane nakłady w wartościach realnych związane z budową takiej infrastruktury wynoszą 1,2-1,3 mld zł.

Uzyskanie koncesji stanowi podstawowy element planu podwojenia zasobów operatywnych Spółki, przewidzianego w „Strategii LW Bogdanka Obszar Wydobywczy Grupy Enea do roku 2025”. Zwiększenie bazy zasobów oznacza możliwość długoterminowego planowania i zabezpieczenie rozwoju kopalni oraz zapewnienie Bogdancie stabilnego zaplecza surowcowego.

Enea dzieli się zyskiem z Akcjonariuszami

10 sierpnia Enea wypłaciła Akcjonariuszom dywidendę w wysokości 110.360.644,50 zł, co stanowi 0,25 zł zysku na jedną akcję.

Zmiany w zarządzie Enea SA

24 sierpnia Rada Nadzorcza Enei podjęła uchwały w przedmiocie odwołania ze składu Zarządu Enea SA Wiesława Piosika, tj. Wiceprezesa ds. Korporacyjnych i Mikołaja Franzkowiaka, tj. Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych. Równocześnie Rada Nadzorcza delegowała z tym samym dniem Członka Rady Nadzorczej, Rafała Szymańskiego, do czasowego wykonywania czynności Wiceprezesa ds. Korporacyjnych Enea SA na okres nieprzekraczający trzech miesięcy do czasu powołania nowego Członka Zarządu ds. Korporacyjnych.

22 września Rada Nadzorcza Spółki podjęła uchwałę o powołaniu z dniem 1 października 2017 r. Piotra Olejniczaka na stanowisko Członka Zarządu ds. Finansowych. 29 września wpłynęło do Spółki oświadczenie Rafała Szymańskiego delegowanego przez Radę Nadzorczą do czasowego wykonywania czynności Członka Zarządu ds. Korporacyjnych Enea SA w sprawie rezygnacji z delegowania do wykonywania ww. czynności ze skutkiem na dzień 1 października 2017 r. 5 października Rada Nadzorcza Spółki podjęła uchwałę o powołaniu z dniem 10 października 2017 r. Zbigniewa Piętki na stanowisko Członka Zarządu ds. Korporacyjnych.

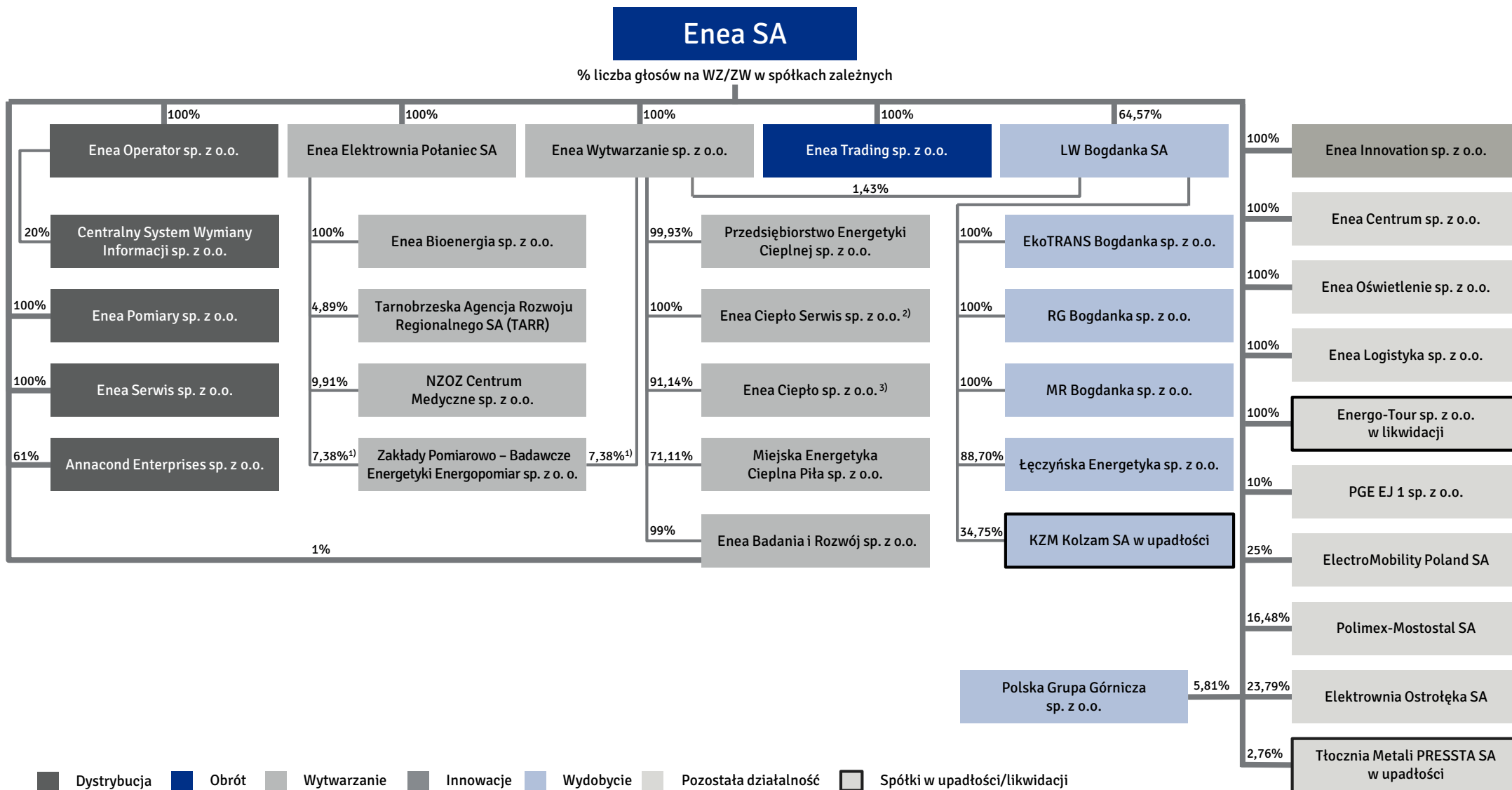
Sukces pierwszej synchronizacji nowego bloku 1075MW w Elektrowni Kozienice

1 września Enea Wytwarzanie przeprowadziła pierwszą synchronizację bloku o mocy 1.075 MW z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym. Synchronizacja przebiegła zgodnie z założonym harmonogramem. Blok 11 pracuje zgodnie z przyjętym planem produkcji. Nowa jednostka zwiększy moc wytwórczą Elektrowni Kozienice w Świerżach Górnych do poziomu 4 tys. MW, co pozwoli Enei Wytwarzanie osiągnąć 13% udział w rynku produkcji energii elektrycznej.





2. Organizacja i działalność Grupy Enea



W obrębie Grupy Kapitałowej Enea funkcjonuje 6 wiodących podmiotów, tj. Enea SA (obróć energią elektryczną), Enea Operator sp. z o.o. (dystrybucja energii elektrycznej), Enea Wytwarzanie sp. z o.o. oraz 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. oraz LW Bogdanka SA.

1) Zmiana polega na dostosowaniu wartości nominalnej udziałów do wysokości kapitału zakładowego Spółki
 2) Poprzednia nazwa Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Zachód sp. z o.o. (zmiana od 16 listopada 2017 r.)
 3) Poprzednia nazwa Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej sp. z o.o. (zmiana od 16 listopada 2017 r.)

Restrukturyzacja majątkowa

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

Dezinwestycje kapitałowe

W okresie styczeń – wrzesień 2017 r. nie prowadzono istotnych działań w zakresie dezinwestycji kapitałowych.

Zmiany w organizacji Grupy

W okresie styczeń – wrzesień 2017 r. Grupa Enea kontynuowała działania ukierunkowane na realizację Strategii Korporacyjnej Grupy.

Inwestycje kapitałowe

Obszar	Data	Spółka	Zdarzenie
I-IIIQ 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 Elektrownia Połaniec SA)	Enea SA nabyła 100% akcji od ENGIE International Holdings B.V.
Pozostała działalność	3 kwietnia 2017 r.	PGG sp. z o.o.	Enea SA objęła 1.500.000 nowych udziałów o wartości nominalnej 100 zł każdy i łącznej wartości 150.000.000 zł w spółce Polska Grupa Górnicza sp. z o.o., tym samym stając się mniejszościowym udziałowcem Spółki z 4,39% udziałem w jej kapitale zakładowym. Wpis w KRS – 8 czerwca 2017 r.
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.

Obszar	Data	Spółka	Zdarzenie
Pozostała działalność	14 czerwca 2017 r.	PGG sp. z o.o.	Enea SA objęła 600.000 udziałów w podwyższonym kapitale PGG, o łącznej wartości nominalnej 60.000.000 zł, zwiększając tym samym swój udział w kapitale zakładowym Spółki z 4,39% do 5,81%. Wpis w KRS – 7 lipca 2017 r.
Pozostała działalność	27 czerwca 2017 r.	Elektrownia Ostrołęka SA	Nabycie przez Enea SA od Energa SA 20.017.269 akcji spółki Elektrownia Ostrołęka SA - Enea SA posiada łącznie 23,79% w kapitale zakładowym Spółki.
Pozostała działalność	30 czerwca 2017 r.	Centralny System Wymiany Informacji sp. z o.o.	Przeniesienie własności 16 udziałów na 4 spółki dystrybucyjne (Innogy Stoen Operator sp. z o.o. (wcześniej: RWE Stoen Operator sp. z o.o.), Energa Operator SA, PGE Dystrybucja SA, Tauron Dystrybucja SA). Enea Operator sp. z o.o. posiada obecnie 4 udziały CSWI sp. z o.o., co stanowi 20% udział w kapitale zakładowym Spółki.
Innowacje	2 sierpnia 2017 r.	Enea Innovation sp. z o.o.	Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników Enea Innovation sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, z kapitałem zakładowym w wysokości 5.000 zł, zdecydowało o podwyższeniu kapitału zakładowego o kwotę 300.000 zł, tj. z kwoty 5.000 zł do kwoty 305.000 zł poprzez utworzenie 3.000 nowych udziałów o wartości nominalnej 100 zł każdy. Oczekuje wpisu do KRS.
Wytwarzanie	28 września 2017 r.	Enea Badania i Rozwój sp. z o.o.	Spółka została zawiązana 4 kwietnia 2017 r. przez Enea Wytwarzanie sp. z o.o. i Enea SA. Enea SA posiada w spółce 1 udział. 28 września 2017 r. Spółka została wpisana do KRS.
Zdarzenia po okresie sprawozdawczym			
Dystrybucja	30 października 2017 r.	Enea Operator sp. z o.o.	Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki Enea Operator sp. z o.o., zdecydowało o podwyższeniu kapitału zakładowego o kwotę 5.023.700,00 zł. (wniesienie aportu w postaci prawa własności oraz prawa użytkowania wieczystego nieruchomości należących do Enea S.A.), to jest z kwoty 4.678.050.000,00 zł do kwoty 4.683.073.700,00 zł. poprzez utworzenie nowych 50.237 udziałów o wartości nominalnej 100,00 zł każdy. Kolejnym krokiem będzie złożenie oświadczenia o objęciu udziałów oraz przeniesienie własności nieruchomości.

Szczegółowy opis inwestycji kapitałowych zamieszczony jest w skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy Kapitałowej Enea za okres od 1 stycznia do 30 września 2017 r.

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:

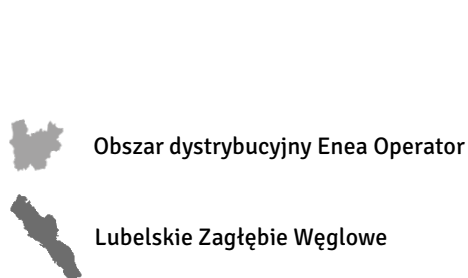
- Optymalizacja portfela kontraktów hurtowych energii elektrycznej i paliwa gazowego
- Działania na rynkach produktowych
- Zapewnienie dostępu do rynków hurtowych

Wydobycie

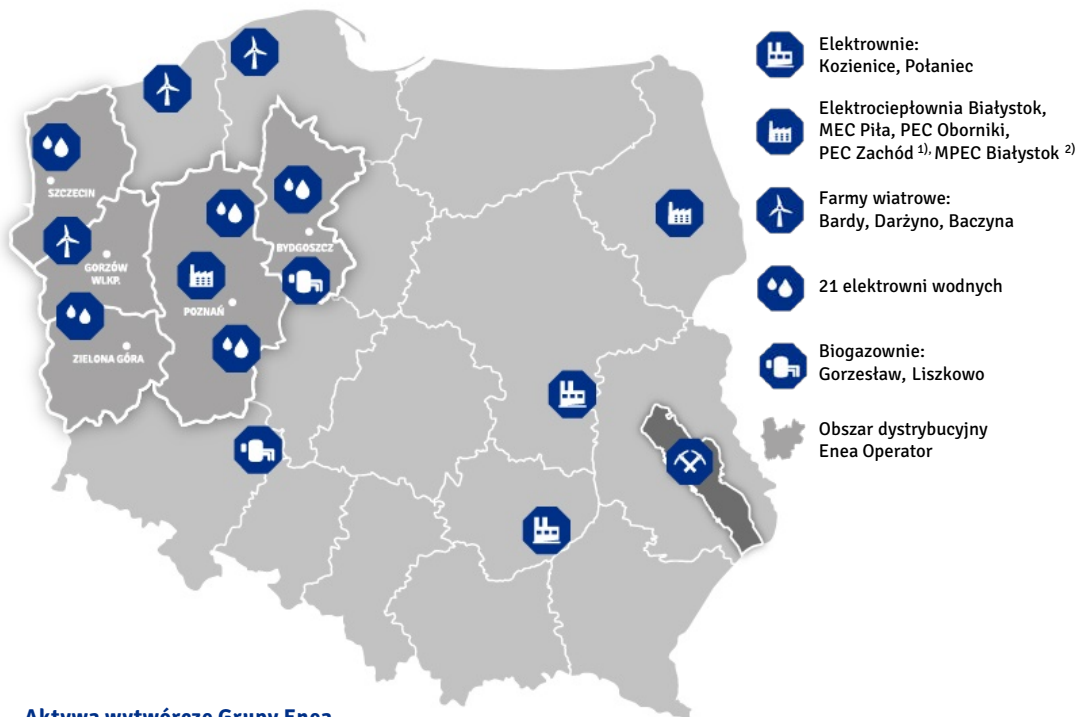


LW Bogdanka jest jednym z liderów rynku producentów węgla kamiennego w Polsce, wyróżniających się na tle branży pod względem osiąganych wyników finansowych, wydajności wydobycia węgla kamiennego oraz planów inwestycyjnych zakładających udostępnienie nowych złóż. Sprzedawany przez Spółkę węgiel kamienny 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	I-IIIQ 2016	I-IIIQ 2017	Zmiana	IIIQ 2016	IIIQ 2017	Zmiana
Produkcja netto [tys. ton]	6 682	6 712	0,4%	2 397	2 154	-10,1%
Sprzedaż węgla [tys. ton]	6 739	6 698	-0,6%	2 360	2 036	-13,7%
Zapasy (na koniec okresu) [tys. ton]	172	140	-18,6%	172	140	-18,6%
Roboty chodnikowe [km]	18,4	22,5	22,3%	5,5	7,5	36,4%



Wytwarzanie



Aktywa wytwórcze Grupy Enea

Wyszczególnienie	Moc zainstalowana elektryczna [MW _e]	Moc osiągnięta elektryczna [MW _e]	Moc zainstalowana cieplna [MW _t]
Elektrownia Kozienice	2 960,0	2 941,0	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 Gorzeńsk	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 ²⁾	-	-	185,0

1) Od 16 listopada 2017 r. Enea Ciepło Serwis sp. z o.o.

2) Od 16 listopada 2017 r. Enea Serwis sp. z o.o.

Produkcja energii elektrycznej i ciepła – Enea Wytwarzanie

Dane dotyczące Enea Wytwarzanie z wyłączeniem bloku nr 11 w Elektrowni Kozienice

Wyszczególnienie	I-IIIQ 2016	I-IIIQ 2017	Zmiana	IIIQ 2016	IIIQ 2017	Zmiana
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej (netto) [GWh], w tym:	10 166	9 927	-2,4%	3 359	3 282	-2,3%
Produkcja netto ze źródeł konwencjonalnych [GWh], w tym:	9 773	9 637	-1,4%	3 244	3 203	-1,3%
Enea Wytwarzanie (z wyłączeniem współspalania biomasy)	9 578	9 336	-2,5%	3 232	3 122	-3,4%
Enea Wytwarzanie - Segment Ciepło (Elektrociepłownia Białystok - z wyłączeniem spalania biomasy)	150	254	69,3%	2	69	3 350,0%
MEC Piła	45	47	4,4%	10	12	20,0%
Produkcja z odnawialnych źródeł energii [GWh], w tym:	393	290	-26,2%	115	79	-31,3%
Spalanie biomasy	201	40	-80,1%	60	0	-100,0%
Enea Wytwarzanie - Segment OZE (elektrownie wodne)	79	117	48,1%	24	41	70,8%
Enea Wytwarzanie - Segment OZE (farmy wiatrowe)	107	126	17,8%	29	36	24,1%
Enea Wytwarzanie - Segment OZE (biogazownie)	6	7	16,7%	2	2	-
Produkcja ciepła brutto [TJ]	3 495	3 514	0,5%	460	492	7,0%

Dane dotyczące, będącego w fazie rozruchu, bloku nr 11 w Elektrowni Kozienice

Wyszczególnienie	I-IIIQ 2016	I-IIIQ 2017	IIIQ 2016	IIIQ 2017
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej (netto) [GWh], w tym:	-	74	-	74
Produkcja netto ze źródeł konwencjonalnych [GWh]	-	74	-	74
Produkcja z odnawialnych źródeł energii [GWh]	-	-	-	-
Produkcja ciepła brutto [TJ]	-	-	-	-

Produkcja energii elektrycznej i ciepła – Enea Elektrownia Połaniec

Wyszczególnienie	I-IIIQ 2016	I-IIIQ 2017	14 marca – 30 września 2017 r. (w GK Enea)	IIIQ 2016	IIIQ 2017
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej (netto) [GWh], w tym:	7 557	6 933	5 177	2 645	2 485
Enea Elektrownia Połaniec – produkcja netto ze źródeł konwencjonalnych	6 015	5 442	4 123	2 148	2 074
Enea Elektrownia Połaniec – produkcja z odnawialnych źródeł energii (spalanie biomasy – zielony blok)	1 096	1 030	783	109	297
Enea Elektrownia Połaniec – produkcja z odnawialnych źródeł energii (współspalanie biomasy)	446	461	271	388	114
Produkcja ciepła brutto [TJ]	1 763	1 821	1 276	556	574

Wytwarzanie

Zakup energii elektrycznej na rynku hurtowym przez Enea Wytwarzanie

W okresie pierwszych trzech kwartałów 2017 r. wolumenowa wysokość zakupów energii elektrycznej w Elektrowni Kozienice wyniosła 1.433,8 GWh. Zakupów dokonano na potrzeby działalności w zakresie obrotu energią 752,7 GWh. Dodatkowo w ramach działania Rynku Bilansującego dokonano zakupu energii w wysokości 681,1 GWh. W Segmencie Ciepło wolumen zakupów za trzy kwartały 2017 r. wyniósł 18,4 GWh - zakup na Rynku Bilansującym to 12,8 GWh, zakup w obrocie to 5,6 GWh. Co do zasady obrót energią (sprzedaż = zakup) jest realizowany w ramach możliwości rynkowych gwarantujących osiągnięcie zakładanego efektu finansowego oraz w celu ograniczania skutków awarii. Zakup energii elektrycznej w ramach obrotu w okresie pierwszych trzech kwartałów 2017 r. dotyczył głównie Elektrowni Kozienice i stanowił 51% całego zakupu energii. Zakup energii elektrycznej w ramach Rynku Bilansującego stanowił 49%. Zakup w ramach obrotu w Segmencie Ciepło wynikał z działań ograniczających koszty awarii jednostek wytwórczych i braku mocy dyspozycyjnej vs. zawarte kontrakty.

Zakup energii elektrycznej na rynku hurtowym przez Enea Elektrownia Połaniec

W okresie pierwszych trzech kwartałów 2017 r. wolumenowa wysokość zakupów energii elektrycznej w Enea Elektrownia Połaniec wyniosła 1.736 GWh. Zakupów dokonano na potrzeby działalności w zakresie obrotu energią w ilości 685 GWh. Dodatkowo, w ramach mechanizmów Rynku Bilansującego, dokonano zakupu energii w ilości 1.051 GWh.

Sprzedaż energii elektrycznej przez Enea Wytwarzanie

Wolumen sprzedaży energii elektrycznej w Enea Wytwarzanie w okresie styczeń - wrzesień 2017 r. wyniósł 11.371 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 okresie styczeń - wrzesień 2017 r. wyniosła 10.808 GWh. W tym okresie Enea Wytwarzanie miała ustawowy obowiązek sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej na giełdzie towarowej (art. 49a UPE), którą wykonała na poziomie 16,7%. Pozostała sprzedaż to sprzedaż w ramach Grupy Enea 80,2% oraz na Rynek Bilansujący (PSE SA) 3,1%.

Sprzedaż energii elektrycznej w ramach Segmentu Ciepło

W Segmencie Ciepło sprzedaż energii elektrycznej w okresie styczeń - wrzesień 2017 r. wyniosła 312 GWh - sprzedaż w ramach Grupy Enea stanowiła 92,4%, sprzedaż w ramach Rynku Bilansującego (PSE SA) 5%, a sprzedaż do odbiorców końcowych wyniosła 2,6%.

Sprzedaż energii elektrycznej w ramach Segmentu OZE

W Segmencie OZE sprzedaż energii elektrycznej w okresie styczeń - wrzesień 2017 r. wyniosła 250 GWh (poza Grupą Enea - 42%, w ramach Grupy Enea - 58%).

Sprzedaż energii elektrycznej w ramach obszaru Wiatr

Wyszczególnienie	I-IIIQ 2016	I-IIIQ 2017	Zmiana
Cena stała [tys. zł]	17 658	21 085	19,41%
Cena średnioważona [zł/MWh]	166,16	166,93	0,46%

Sprzedaż energii elektrycznej w ramach Spółek Zależnych

Sprzedaż energii elektrycznej w ramach Spółek zależnych w okresie pierwszych trzech kwartałów 2017 r. wyniosła 47 GWh.

Sprzedaż energii elektrycznej przez Enea Elektrownia Połaniec

W okresie pierwszych trzech kwartałów 2017 r. wolumenowa wysokość sprzedaży energii elektrycznej w Enea Elektrownia Połaniec wyniosła 8.648 GWh, z czego 1.490 GWh to energia z OZE.

Zaopatrzenie w paliwa – Enea Wytwarzanie

Dane dotyczące Enea Wytwarzanie z wyłączeniem bloku nr 11 w Elektrowni Kozienice

Rodzaj paliwa	I-IIIQ 2016		I-IIIQ 2017		Zmiana	
	Ilość [tys. ton]	Koszt ¹⁾ [mln zł]	Ilość [tys. ton]	Koszt ¹⁾ [mln zł]	Ilość	Koszt ¹⁾
Węgiel kamienny	4 275	893	4 508	936	5,5%	4,8%
Biomasa	339	64	99	13	-70,8%	-79,7%
Olej opałowy (ciężki) ²⁾	6	5	6	7	-	40,0%
Gaz [tys. m ³] ³⁾	11 546	17	11 989	14	3,8%	-17,6%
RAZEM		979		970		

Dane dotyczące, będącego w fazie rozruchu, bloku nr 11 w Elektrowni Kozienice

Rodzaj paliwa	I-IIIQ 2016		I-IIIQ 2017		Zmiana	
	Ilość [tys. ton]	Koszt ¹⁾ [mln zł]	Ilość [tys. ton]	Koszt ¹⁾ [mln zł]	Ilość	Koszt ¹⁾
Węgiel kamienny	-	-	172	35	-	-
Olej opałowy (lekki) ²⁾	-	-	2	6	-	-
RAZEM				41		

Enea Wytwarzanie – Elektrownia Kozienice

Podstawowym paliwem używanym do wytwarzania energii elektrycznej jest węgiel kamienny (miat energetyczny). Głównym dostawcą węgla dla Enei Wytwarzanie w okresie pierwszych trzech kwartałów 2017 r. była spółka LW Bogdanka SA (ok. 85,4% dostaw). Ponadto, dostawy węgla były realizowane przez Polską Grupę Górniczą sp. z o.o. (ok. 14,2% dostaw) oraz Jastrzębską Spółkę Węglową SA (ok. 0,4%). W okresie III kwartału 2017 r. rozkład dostaw węgla wyglądał następująco: LW Bogdanka SA - ok. 78,0% dostaw, Polska Grupa Górnicza sp. z o.o. - ok. 21,9% dostaw, Jastrzębska Spółka Węglowa SA - ok. 0,1% dostaw.

W Elektrowni Kozienice w okresie trzech kwartałów 2017 r. nie było prowadzone współspalanie biomasy.

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

Wytwarzanie

Enea Wytwarzanie – Segment Ciepło

Podstawowymi paliwami używanymi w Enea Wytwarzanie w Segmencie Ciepło (Elektrociepłownia Białystok) są: węgiel i biomasa - głównie w postaci zrębki leśnej, zrębki z wierzy energetycznej, pozostałości z produkcji rolnej oraz peletu z tuski słonecznika. W okresie styczeń - wrzesień 2017 r. ilość dostarczonej biomasy wyniosła ponad 99 tys. ton, a dostawy realizowane były przez 10 podmiotów. Były one znacząco mniejsze niż w identycznych okresach w latach ubiegłych z powodu m.in. z remontu kapitalnego turbozespołu na bloku biomasowym. Ok. 10% biomasy dostarczone zostało na teren Enea Wytwarzanie - Segment Ciepło transportem kolejowym.

W okresie trzech kwartałów 2017 r. dostawy węgla do Enea Wytwarzanie - Segmencie Ciepło były realizowane przez Polska Grupa Górnicza sp. z o.o. i LW Bogdanka SA (ok.13%).

Zaopatrzenie w węgiel – Enea Elektrownia Połaniec

Rodzaj paliwa	I-IIIQ 2016		I-IIIQ 2017		Zmiana	
	Ilość [tys. ton]	Koszt ¹⁾ [mln zł]	Ilość [tys. ton]	Koszt ¹⁾ [mln zł]	Ilość	Koszt ¹⁾
Węgiel kamienny	2 480	512	2 606	513	5,1%	0,2%
Biomasa	1 192	221	1 149	197	-3,6%	-10,9%
Olej opałowy	5	6	5	9	-	50,0%
RAZEM		739		719		-2,7%

Głównym dostawcą węgla dla Elektrowni Połaniec w okresie styczeń - wrzesień 2017 r. była spółka LW Bogdanka SA.

1) Z transportem

Transport węgla – Enea Wytwarzanie

Enea Wytwarzanie – Elektrownia Kozienice

Jedynym środkiem transportu wykorzystywanym dla dostaw węgla kamiennego do Elektrowni Kozienice w okresie:

- styczeń 2017 - wrzesień 2017 r. był transport kolejowy. Przewoźnik PKP Cargo SA zrealizował ok. 92% dostaw, natomiast firma Koleje Czeskie sp. z o.o. zrealizowała ok. 8% dostaw.
- lipiec 2017 r. - wrzesień 2017 r. był transport kolejowy. Przewoźnik PKP Cargo SA zrealizował ok. 78% dostaw, natomiast firma Koleje Czeskie sp. z o.o. zrealizowała ok. 22% dostaw.

Enea Wytwarzanie – Segment Ciepło

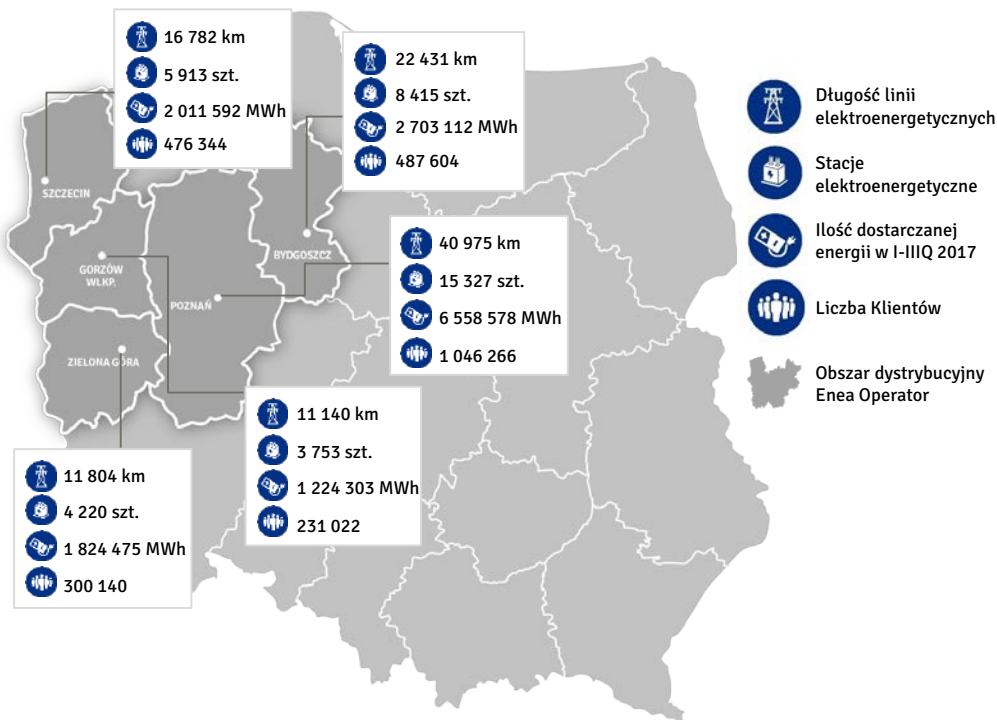
Dostawy węgla do Enea Wytwarzanie - Segment Ciepło w okresie trzech kwartałów 2017 r. były realizowane transportem kolejowym przez przewoźnika PKP Cargo SA. Ceny paliw uwzględniały koszty ich dostaw do źródła wytwórczego Elektrociepłownia Białystok.

Transport węgla – Enea Elektrownia Połaniec

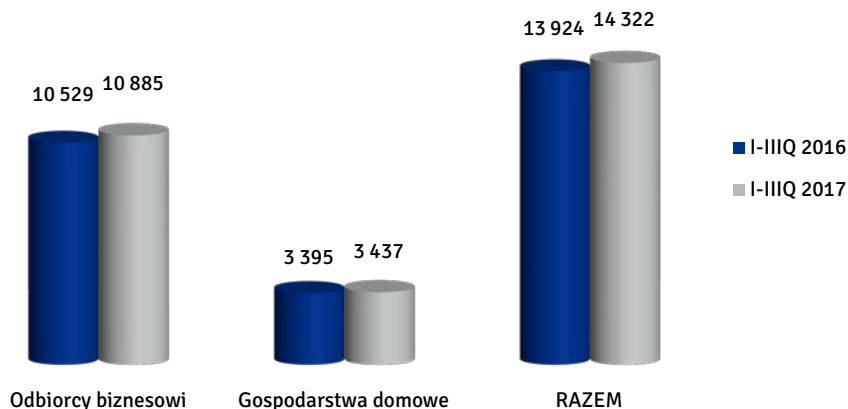
Transport węgla w Enea Elektrownia Połaniec w trakcie pierwszych 9 miesięcy 2017 r. realizowany był głównie przez PKP Cargo SA oraz CTL Logistics sp. z o.o. Część dostaw realizowana była przez EPCT Silesia, PGG oraz JSW.



Dystrybucja



Sprzedaż usług dystrybucyjnych [GWh]



Wskaźniki techniczne

Wyszczególnienie:	IIIQ 2016	IIIQ 2017	Zmiana	I-IIIQ 2016	I-IIIQ 2017	Zmiana
SAIDI przerwy planowane i nieplanowane z katastrofalnymi (WN, SN) [minuty] ¹⁾	85,16	234,03	174,81%	196,98	312,04	58,41%
SAIFI przerwy planowane i nieplanowane z katastrofalnymi (WN, SN) [szt.] ¹⁾	1,28	1,37	7,03%	2,99	2,86	-4,35%
Umowy zrealizowane w terminie ref. 18 m-cy - grupa IV [%]	86,90%	98,66%	11,76 p.p.	86,46%	97,80%	11,34 p.p.
Umowy zrealizowane w terminie ref. 18 m-cy - grupa V [%]	96,75%	98,90%	2,15 p.p.	95,56%	98,10%	2,54 p.p.

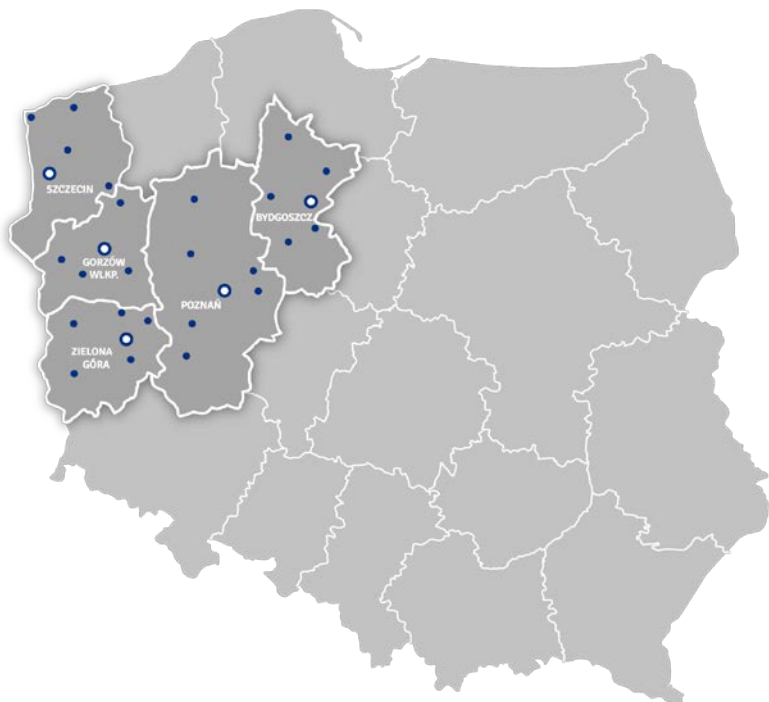
Sprzedaż usług dystrybucyjnych i liczba odbiorców

Wyszczególnienie:	IIIQ 2016	IIIQ 2017	Zmiana	I-IIIQ 2016	I-IIIQ 2017	Zmiana
Sprzedaż usług dystrybucyjnych [GWh]	4 593	4 668	1,63%	13 924	14 322	2,86%
Liczba odbiorców na koniec okresu [szt.]	2 512 256	2 541 376	1,16%	2 512 256	2 541 376	1,16%



1) Pogorszenie wskaźników niezawodności spowodowane zostało nagłym, nieprzewidywalnym i katastrofalnym zdarzeniem pogodowym, które miało miejsce w sierpniu br. W jego wyniku wskaźnik SAIDI wzrósł o 170 min, a SAIFI o 0,27
 2) Wskaźnik strat sieciowych został obliczony w ujęciu krocącym za okres ostatnich 12 miesięcy

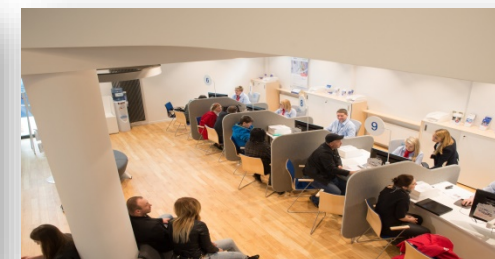
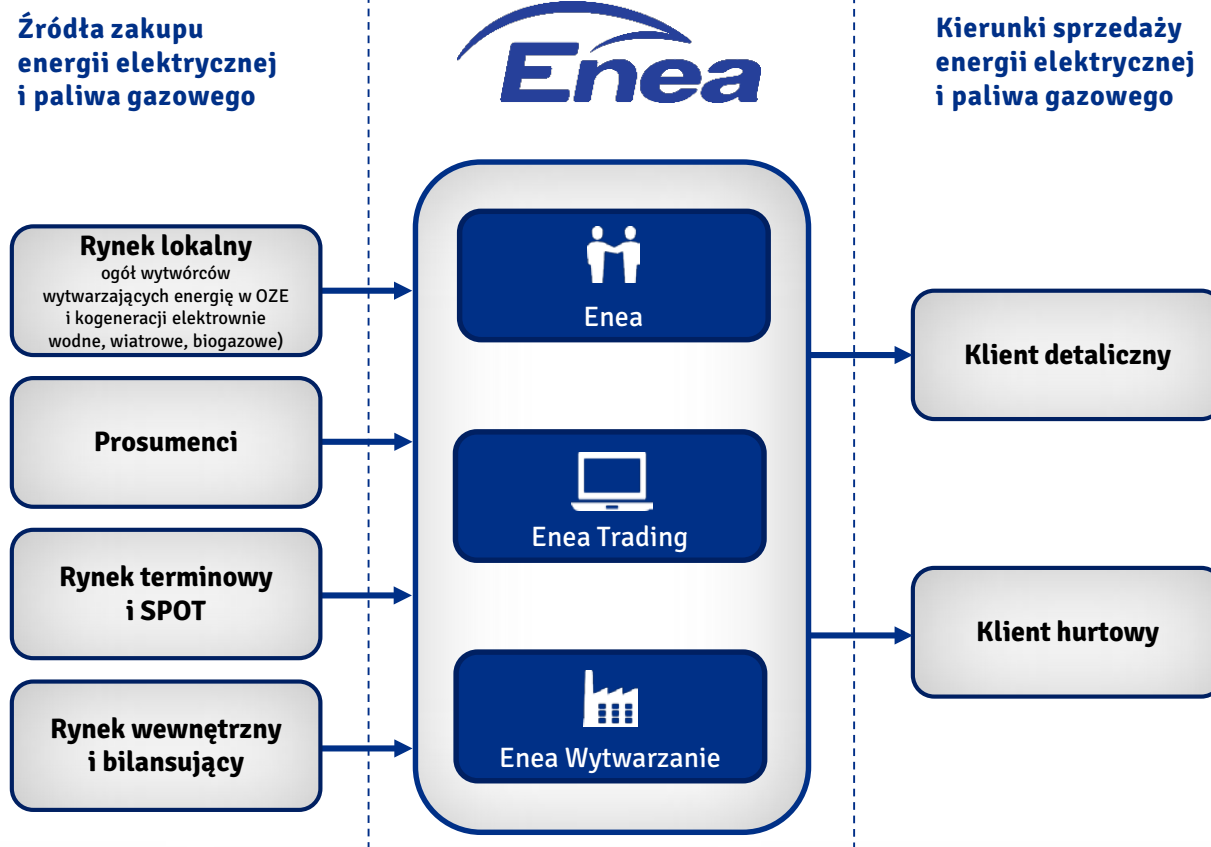
Obrót



32 nowoczesne Biura 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:



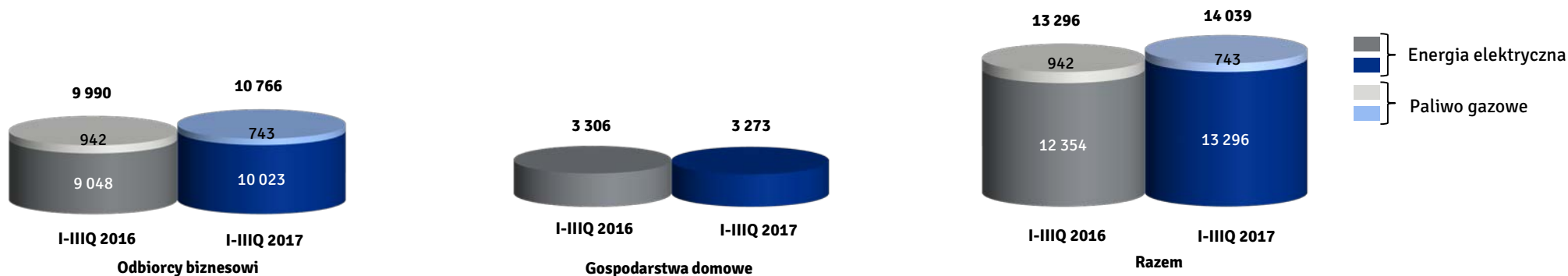
Obrót

Sprzedaż energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym zrealizowana przez Enea SA

W okresie styczeń – wrzesień 2017 r., w stosunku do analogicznego okresu 2016 r., nastąpił istotny wzrost łącznego wolumenu sprzedaży o 743 GWh, tj. o ponad 5%. Wzrost wolumenu sprzedaży nastąpił w segmencie odbiorców biznesowych (o 776 GWh, tj. o blisko 8%). To efekt wzrostu wolumenu sprzedaży energii elektrycznej o 975 GWh tj. blisko 11 % i zmniejszonego wolumenu sprzedaży paliwa gazowego o 199 GWh tj. o 21%. Wzrost wolumenowy sprzedaży energii elektrycznej w segmencie odbiorców biznesowych przełożył się na zwiększenie łącznych przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 81 mln zł, tj. o blisko 3% w stosunku do analogicznego okresu 2016 r. Natomiast spadek przychodów ze sprzedaży paliwa gazowego o 37 mln zł wynikał ze spadku zarówno wolumenu, jak i średniej ceny sprzedaży. W efekcie łączny przychód ze sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego w okresie pierwszych 9 miesięcy 2017 r. był o 44 mln zł wyższy niż w analogicznym okresie roku ubiegłego.

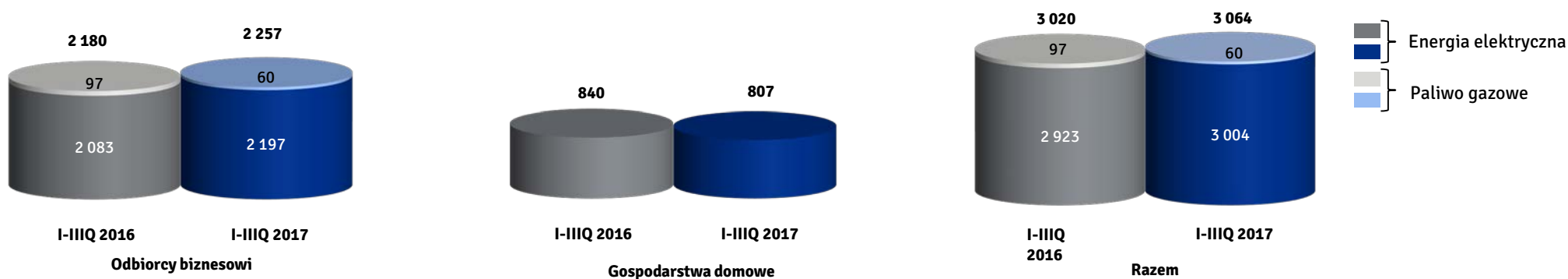
Sprzedaż energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym Enea SA

GWh



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

mln zł



Strategia Rozwoju Grupy Kapitałowej Enea w perspektywie do 2030 r. - założenia

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.

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
Łącznie podstawowy budżet inwestycyjny GK Enea	18 424	7 930
Potencjał CAPEX ¹⁾	6 176	5 320
Zwiększenie potencjału inwestycyjnego ²⁾	3 200	2 500
Łącznie GK Enea	27 800	15 750

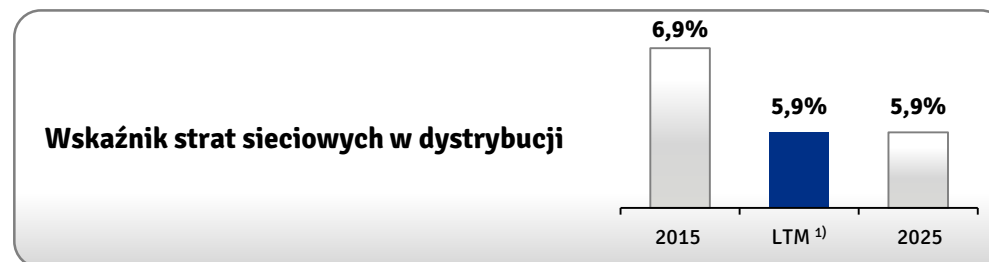
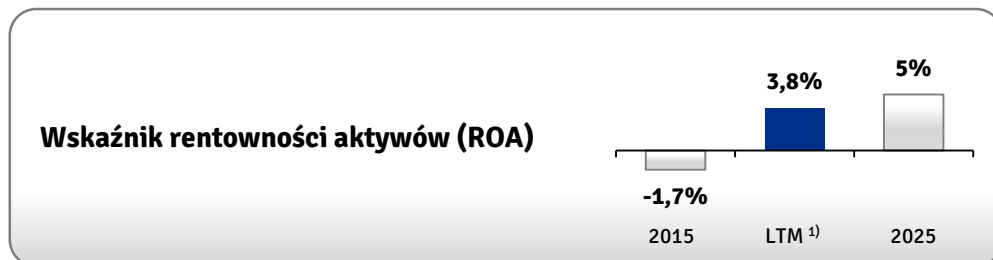
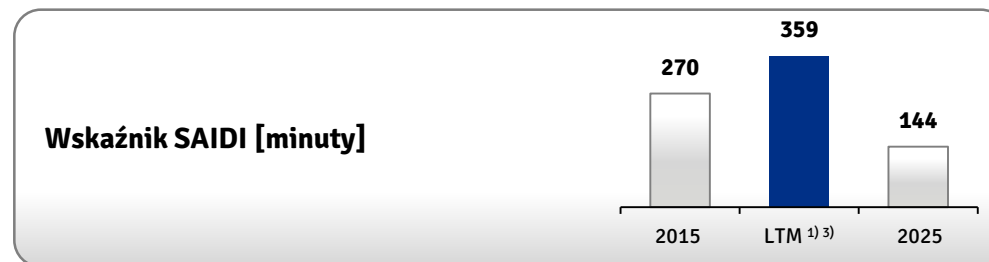
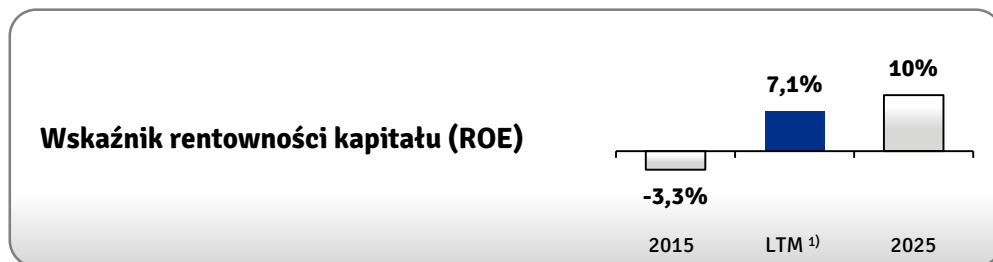
1) Potencjał CAPEX zachowując wskaźnik dług netto / EBITDA na bezpiecznym poziomie

2) Zwiększenie potencjału inwestycyjnego o 5,7 mld zł w wyniku realizacji innowacyjnych inicjatyw strategicznych (wzrost EBITDA)

Enea zdefiniowała 60 inicjatyw strategicznych, z których ponad 50% ma charakter innowacyjny. Realizacja zwiększających potencjał biznesowy inicjatyw będzie wspierać m.in. rozwój innowacyjnych produktów, usług i linii biznesowych GK Enea



Strategia Rozwoju Grupy Kapitałowej Enea w perspektywie do 2030 r. – stopień realizacji



1) LTM obejmujący okres IVQ 2016 – IIIQ 2017
 2) Z wyłączeniem bloku nr 11
 3) Wzrost wskaźników na skutek zjawisk pogodowych o niespotykanej sile

Nakłady inwestycyjne w I-IIIQ 2017

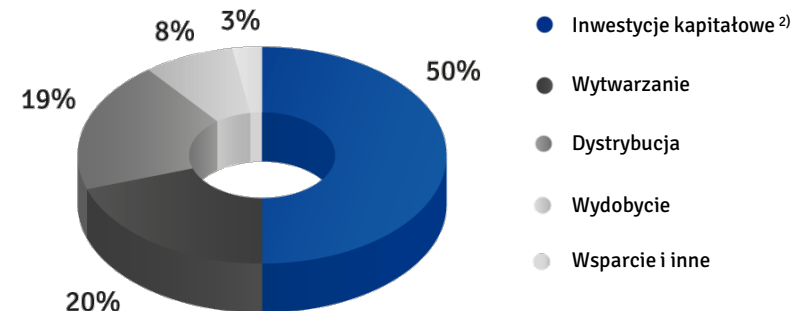
Nakłady inwestycyjne [mln zł]	I-IIIQ 2016	I-IIIQ 2017	Plan 2017	Stopień realizacji Planu
Wytwarzanie	938,4	624,6	1 226,7	50,9%
Dystrybucja	645,5	593,0	970,5	61,1%
Wydobycie	215,1	254,4 ¹⁾	385,6	66,0%
Wsparcie i inne	55,1	94,1	172,5	54,6%
RAZEM wykonanie Planu	1 854,1	1 566,1	2 755,3³⁾	56,8%
Inwestycje kapitałowe ²⁾	-	1 556,8	-	-
RAZEM nakłady GK Enea	1 854,1	3 122,9	-	-

1) Kwota nie obejmuje 0,4 mln zł nakładów poniesionych w trakcie trzech kwartałów 2017 r. przez spółki zależne LW Bogdanka SA

2) Nie ujęte w Planie rzeczowo-finansowym GK Enea

3) Kwota nakładów wynikająca z korekty Planu rzeczowo-finansowego GK Enea zatwierdzonego przez Radę Nadzorczą Enei uchwałą nr 38/IX/2017 z 29 czerwca 2017 r.

Nakłady inwestycyjne w I-IIIQ 2017



Inwestycje zrealizowane w I-IIIQ 2017



Wydobycie

- 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 pozostałych urządzeń gotowych
- Inne inwestycje rozwojowe i odtworzeniowe:
 - wykonanie 22,5 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



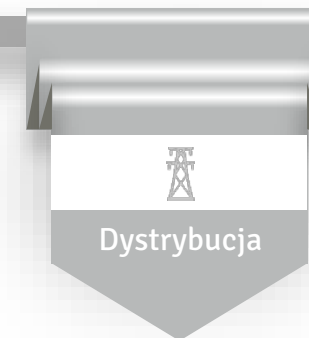
Wytwarzanie

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
- uruchomienie bloku nr 8 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
- 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 bloków nr 7 i 2



Dystrybucja

- Zakończenie realizacji szeregu inwestycji 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

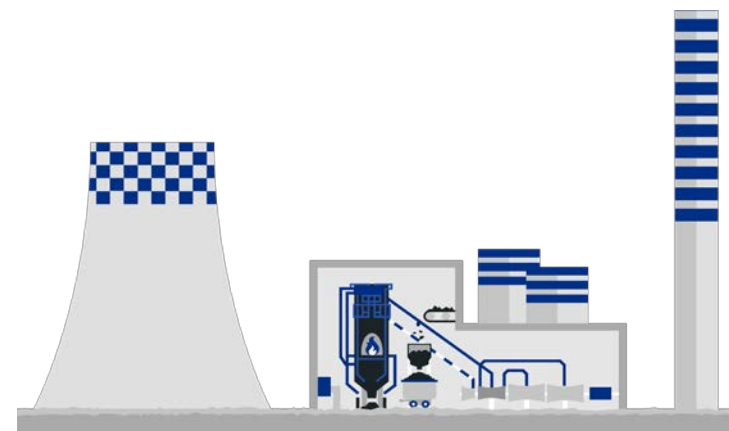
Inwestycje rozwojowe	Pozyskanie nowych koncesji: <ul style="list-style-type: none"> kontynuacja procesu ubiegania się o uzyskanie koncesji w obszarach K-6, K-7 oraz „Orzechów” uzyskanie koncesji na wydobywanie węgla ze złoża „Ostrów” ¹⁾ Utrzymanie parku maszynowego: <ul style="list-style-type: none"> zakup i montaż nowych maszyn i urządzeń modernizacje i remonty maszyn i urządzeń
Inwestycje operacyjne	Nowe wyrobiska i modernizacja istniejących: <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	Inne inwestycje rozwojowe i odtworzeniowe: <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	Kontynuowane	<ul style="list-style-type: none"> Budowa bloku energetycznego nr 11 (zakończenie w 2017 r.) 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 2019 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

Realizowane kluczowe inwestycje	<ul style="list-style-type: none"> Realizacja programu rozwoju sieci inteligentnych 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 Wronki Przebudowa GPZ Piła Południe Przebudowa GPZ Żary Przebudowa linii 110 kV Morzyczyn – Drawski Młyn (w tym Dobiegniew – Krzęcin) Przebudowa linii 110 kV Gryfino – Żydowce Budowa GPZ Choszczno II i GPZ Recz Budowa GPZ Garbary oraz budowa linii 110 kV Garbary – Cytadela, Garbary – EC Karolin Budowa RS Garaszewo oraz budowa linii 110 kV Kromolice – Nagradowice, Kromolice – Gądky, Kromolice – Swarzędz Budowa linii 110 kV Piła Krzewina – Miasteczko Krajeńskie oraz przebudowa GPZ Miasteczko Krajeńskie
----------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------



1) LW Bogdanka SA informowała o uzyskaniu koncesji w raporcie bieżącym nr 27/2017 z 20 listopada 2017 r.

Status prac przy kluczowych projektach inwestycyjnych

Inwestycja	Status projektu	CAPEX I-IIIQ 2017 [mln zł]	Całkowity CAPEX [mln zł]	Zaawansowanie prac [%]	Planowany termin zakończenia	
Enea Wytwarzanie	Budowa bloku energetycznego nr 11 o mocy 1.075 MW	<ul style="list-style-type: none"> W III kwartale 2017 r. zakończono następujące prace na terenie budowy: <ul style="list-style-type: none"> Pierwsze podanie węgla do kotła Uruchomienie kotła Rozruch odźwiżacza kotła Sprawdzenie zabezpieczeń sieci elektroenergetycznej Sprawdzenie zabezpieczeń transformatorów Rozruch gorący młynów węglowych Rozruch gorący elektrofiltru Rozruch gorący układu odpowielania elektrofiltru Rozruch gorący IOS Pierwsza synchronizacja z siecią elektroenergetyczną 	399,6	5 744,6	99%	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%	2017
	Modernizacja bloku nr 3	28 marca 2017 r. blok nr 3 został przekazany do eksploatacji	10,3	14,1	100%	2017
	Modernizacja bloku nr 8	6 marca 2017 r. blok nr 8 został przekazany do modernizacji. Postój bloku zakończył się 21 lipca 2017 r.	13,8	13,8	100%	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	0,4	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. Zawarto Umowę na usługę Inżyniera Umowy. Trwa realizacja instalacji dla bloku nr 10	12,3	314,2	14%	2019
	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. 15 września 2017 r. oddano do eksploatacji SCR dla bloku nr 8. Trwają pomiary gwarancyjne	32,4	203,7	99%	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. 29 września 2017 r. instalacja została oddana do eksploatacji. Trwają przygotowania do przeprowadzenia badań gwarancyjnych.	43,2	105,5	95%	2017
	Modernizacja bloku nr 10 w ramach Programu modernizacji bloków 2 x 500 MW	21 lipca 2017 r. odstawiono blok do modernizacji. Zakończenie modernizacji planowane jest na 22 stycznia 2018 r.	28,4	88,1	22%	2018
Enea Elektrownia Połaniec	Zabudowa instalacji SCR - bloki nr 2, 3, 7	Zakończenie podłączenia części zewnętrznej na blokach nr 7 i 2. Strojenie układu na bloku nr 7	7,6	157,5	91%	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

Obszar Handlu Detalicznego

Działania zrealizowane w I-IIIQ 2017

- Przeprowadzenie kampanii edukacyjno-informacyjnej ostrzegającej przed nieuczciwymi sprzedawcami energii
- Wprowadzenie produktu „ENERGIA+ Rodzina”
- Realizacja kampanii „W Enei wygrasz” aktualizującej bazę danych klientów
- Uruchomienie promocji „Miesiąc Energii Gratis” wraz z kampanią marketingową
- Publikacja raportu badań satysfakcji Klienta
- Realizacja wiosennej, letniej i jesiennej promocji programu lojalnościowego Strefa Zakupów
- Promowanie elektronicznego Biura Obsługi Klienta (eBOK)
- Otrzymanie nagrody „Nowe Impulsy 2017” za udaną realizację idei Energii Plus – nowego modelu relacji z klientami i funkcjonowania rynku

Obszar Obsługi Klienta

- Zakończenie wdrożenia pierwszego i drugiego etapu multikanalowej platformy Contact Center, które przełożyło się na wzrost niezawodności / bezpieczeństwa funkcjonowania zdalnych kanałów obsługi Klienta
- Uruchomienie nowych funkcjonalności: czat na stronie www, ankieta satysfakcji Klienta, windykacja miękka, telefon powitalny, itd.
- Otwarcie zwiuzualizowanych Biur Obsługi Klienta w Chojnicach, CH Pestka w Poznaniu, we Wrześni i Szczecinie ul. Struga 15
- Otwarcie nowej lokalizacji Contact Center w Szczecinie
- Wdrożenie zmiany struktury organizacyjnej w obszarze Pionu Wsparcia i Pionu Rozliczeń
- Zakończenie pierwszego etapu rozwoju elektronicznej obsługi Klientów w zakresie uruchomienia nowych podstron obsługowych
- Wybór wykonawcy systemu bilingowego paliwa gazowego oraz podpisanie umowy z dostawcą

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 Eneą Elektrownią Połaniec (EEP) dotyczących energii elektrycznej, uprawnień do emisji CO₂ oraz aktualizacja umowy na prawa majątkowe
- 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
- Koordynacja zasad planowania i kontraktacji wynikająca z rozszerzenia portfela paliw
- Integracja działalności EEP w strukturach GK Enea. Przejęcie funkcji Operatora Handlowo Technicznego w komunikacji z PSE SA po uprzednim zapewnieniu dostępu do rynku hurtowego
- Przejęcie funkcji zaopatrzenia EEP w paliwa (węgiel, biomasa, olej opałowy)
- Uzgodnienie warunków dostaw węgla na 2018 r. dla ok. 75% zapotrzebowania Enei Wytwarzanie i EEP
- Rozpoczęcie współpracy z PGG w zakresie zagospodarowania mułków i flotokonzentratów
- Podjęcie współpracy z JSW SA w zakresie zagospodarowania mułków węglowych w blokach energetycznych Elektrowni Kozienice

Działania do zrealizowania do końca 2017 r.

- Wdrożenie nowej oferty produktowej Enea Smart wraz z komunikacją marketingową
- Realizacja badań satysfakcji i jakości obsługi Klienta
- Promocja „Dopasuj ofertę do biznesu” – segment SME/SOHO
- Przeprowadzenie świątecznej kampanii promocyjnej w Strefie Zakupów
- Realizacja procesu taryfowego w zakresie regulowanym przez Prezesa URE

- 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
- Zakończenie wdrożenia trzeciego etapu multikanalowej platformy Contact Center, dzięki której Klientom zostanie udostępniony nowy kanał kontaktu - serwis samoobsługowy IVR (Interactive Voice Response)
- Rozpoczęcie drugiego etapu rozwoju elektronicznej obsługi Klientów w zakresie wyboru wykonawcy zmian systemowych, opracowanie makiet i projektów graficznych, przygotowanie projektu funkcjonalnego i oprogramowanie nowych funkcjonalności w eBOK
- W ramach inicjatywy Prosta Obsługa Klienta, planowane wdrożenie nowych szablonów pism w prostej polszczyźnie dla spójnej i przyjaznej komunikacji z Klientami i Urzędami
- Kontynuacja prac związanych z wdrożeniem projektu funkcjonalnego obsługi paliwa gazowego
- Podjęcie prac w zakresie weryfikacji wprowadzonych zmian organizacyjnych w ramach inicjatywy Prosta Obsługa Klienta

- 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.
- 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 2018 r.
- Rozwój narzędzi pozwalających na efektywną działalność prop-tradingową w obszarze krótkoterminowych operacji transgranicznych
- Dalsza integracja EEP stopniowo obejmująca kolejne aspekty działalności. Kontynuacja kontraktacji dostaw paliw produkcyjnych pod planowaną produkcję energii elektrycznej na 2018 r.
- Wykonanie analiz i prac koncepcyjnych dla potrzeb zmiany modelu zakupów węgla
- Optymalizacja logistyki paliw
- Uzgodnienie z JSW SA warunków wieloletnich dostaw węgla do Enea Wytwarzanie – źródło wytwórcze Elektrownia Kozienice

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 okresie styczeń – wrzesień br. Enea SA wyemitowała w ramach niniejszego programu IX serię obligacji w wysokości 140 mln zł. Na 30 września 2017 r. wartość wyemitowanych w ramach ww. Programu obligacji wynosiła łącznie 2.091 mln zł.

70% 

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 okresie styczeń – wrzesień br. Enea SA nie emitowała obligacji w ramach niniejszego programu. Na 30 września 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 30 września 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 30 września 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

W trakcie 2017 r. Spółka posiadała Umowę Programową z 23 września 2013 r. dotyczącą programu emisji obligacji do kwoty 300 mln zł, która została zawarta z bankiem Polska Kasa Opieki SA. Łączna wartość wyemitowanych obligacji w ramach tej Umowy wynosi 300 mln zł. Kwartalne terminy wymagalności wykupu obligacji w łącznej wysokości 300 mln zł przypadają w 2018 r. Ponadto, w trakcie I półrocza 2017 r. obowiązywała druga Umowa Programowa z 30 czerwca 2014 r. 10 marca 2017 r. Spółka podpisała aneks do Umowy Programowej z 30 czerwca 2014 r., 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., a tym samym obowiązywanie Umowy Programowej uległo zakończeniu.

100% 

Stopień wykorzystania
źródła finansowania

Emisja papierów wartościowych Enea SA w 2017 r.

Spółki Grupy Kapitałowej Enea wyemitowały w 2017 r. papiery wartościowe w łącznej kwocie 740 mln zł. Zadłużenie nominalne z tytułu wyemitowanych przez Enea SA obligacji na 30 września 2017 r. wyniosło łącznie 4.701 mln zł.

Udzielone poręczenia i gwarancje

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

Na 30 września 2017 r. łączna wartość poręczeń i gwarancji korporacyjnych udzielonych przez Enea SA na zabezpieczenie zobowiązań spółek z Grupy Kapitałowej Enea wyniosła 182.887,85 tys. zł, natomiast łączna wartość gwarancji bankowych wystawionych na zlecenie Enea SA i stanowiących zabezpieczenie zobowiązań spółek z Grupy Kapitałowej Enea wyniosła 48.170,5 tys. zł.

Transakcje zabezpieczające ryzyko stopy procentowej

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

Umowy istotne dla działalności Grupy Kapitałowej Enea

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

Transakcje z podmiotami powiązanymi

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

Informacje o transakcjach z podmiotami powiązanymi zawartych przez Enea lub jednostkę od niej zależną znajdują się w nocie 21 do skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej Enea za okres od 1 stycznia do 30 września 2017 r.



Dystrybucja środków pieniężnych - program emisji obligacji spółek zależnych

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

Na 30 września 2017 r. Enea Wytwarzanie wyemitowała w ramach ww. Programu obligacje w łącznej wysokości 2.091 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 są wykupowane w ratach od czerwca 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 28 marca 2017 r. został zawarty aneks wydłużający dostępność środków z Programu do 29 grudnia 2017 r. Termin wykupu obligacji - ratalny, 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 30 września 2017 r. Enea Operator wyemitował w ramach ww. Programu obligacje w łącznej wysokości 450 mln zł.

740 mln zł - Umowa Programu Emisji Obligacji 17 listopada 2014 r. Enea Wytwarzanie

Na 30 września 2017 r. Enea Wytwarzanie wyemitowała w ramach ww. Programu obligacje w łącznej wysokości 350 mln zł. Wykup obligacji jest jednorazowy i przypada na marzec 2020 r.

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.

350 mln zł - Umowa Programu Emisji Obligacji z 20 września 2017 r. Enea Operator

Wykonawcza Umowa Programu Emisji Obligacji na kwotę 350 mln zł została zawarta pomiędzy Enea jako gwarantem, Enea Operator jako emitentem oraz PKO Bankiem Polskim jako agentem. W ramach umowy Enea Operator 28 września wyemitowała obligacje w kwocie 350 mln zł na zmiennej stopie procentowej WIBOR 3M plus marża. Termin wykupu przypada w grudniu 2019 r.

Pozostałe umowy

Enea SA w latach ubiegłych zawarła także wewnątrzgrupowe umowy programowe emisji obligacji ze spółkami zależnymi, 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 30 września 2017 r. wyniosła 83,2 mln zł.

Sytuacja makroekonomiczna

Działalność Grupy Kapitałowej Enea skupiona jest 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 szacunku Głównego Urzędu Statystycznego w III kwartale 2017 r. PKB wzrósł realnie o 4,7% w porównaniu z analogicznym okresem roku poprzedniego.

Dynamika PKB 2013-2017 [%]



Zgodnie z danymi GUS, w okresie styczeń-wrzesień 2017 r. w podstawowych obszarach gospodarki obserwowano tendencje wzrostowe. Produkcja sprzedana w przemyśle i budownictwie w trzecim kwartale wzrosła w skali roku w większym stopniu niż w drugim.

Zgodnie z szacunkami GUS w okresie styczeń – wrzesień 2017 r. produkcja sprzedana przemysłu była o 5,9% wyższa w porównaniu z analogicznym okresem ubiegłego roku, kiedy notowano wzrost o 3,7%. W III kwartale tempo wzrostu produkcji wyniosło 6,3% i było szybsze niż w poprzednim okresie (kiedy wyniosło 4,2%), ale wolniejsze niż w I kwartale 2017 r. (7,3%).

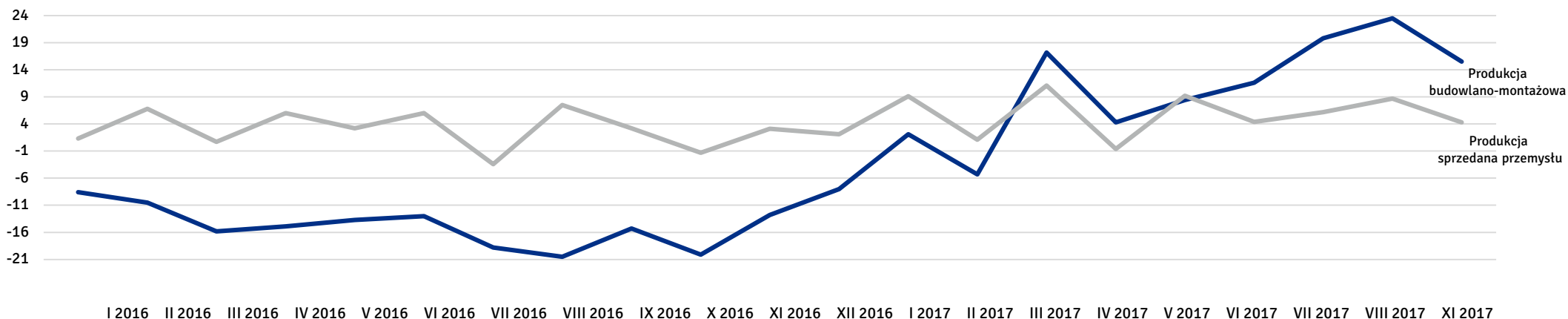
W okresie styczeń-wrzesień 2017 r. produkcja budowlano-montażowa zrealizowana na terenie kraju była o 13,0% wyższa niż przed rokiem (w I półroczu br. notowano wzrost o 7,6%, natomiast w okresie trzech kwartałów ub. roku – spadek o 14,9%).

Ceny towarów i usług konsumpcyjnych we okresie styczeń - wrzesień 2017 r. wzrósł o 0,9%. We wrześniu br. wzrost cen w skali roku umocnił się i w trzecim kwartale br. był nieco szybszy niż w drugim kwartale 2017 r.

Poniżej zamieszczono podstawowe dane makroekonomiczne dla lat 2015-2016 oraz okresu trzech kwartałów 2017 r.

Wyszczególnienie	j.m.	2015	2016	I-IIIQ 2017
PKB	zmiana w %	3,9	2,7	4,7
Produkcja sprzedana przemysłu	zmiana w %	6,0	3,1	5,9
Produkcja budowlano - montażowa	zmiana w %	3,7	-14,1	13,0
Inflacja	w %	-0,9	-0,6	1,9

Dynamika produkcji krajowej 2016-2017 [%]

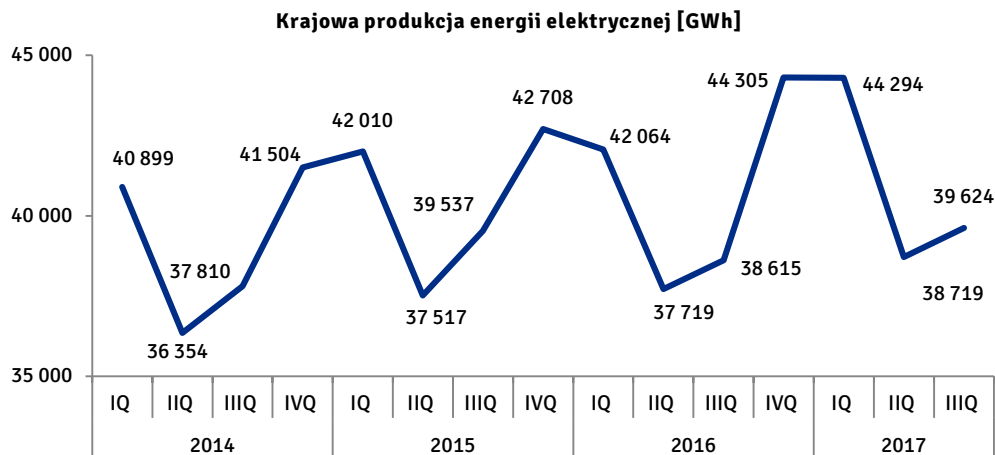


Źródło: <http://stat.gov.pl> oraz opracowanie GUS pn. Informacja o sytuacji społeczno-gospodarczej kraju I-III kwartał 2017 r

Sytuacja na rynku energii elektrycznej

Produkcja energii elektrycznej

Zgodnie z danymi publikowanymi przez Polskie Sieci Energetyczne krajowa produkcja energii elektrycznej w okresie pierwszych trzech kwartałów 2017 r. wyniosła 122.637 GWh.



Struktura produkcji energii elektrycznej w krajowych elektrowniach [GWh]

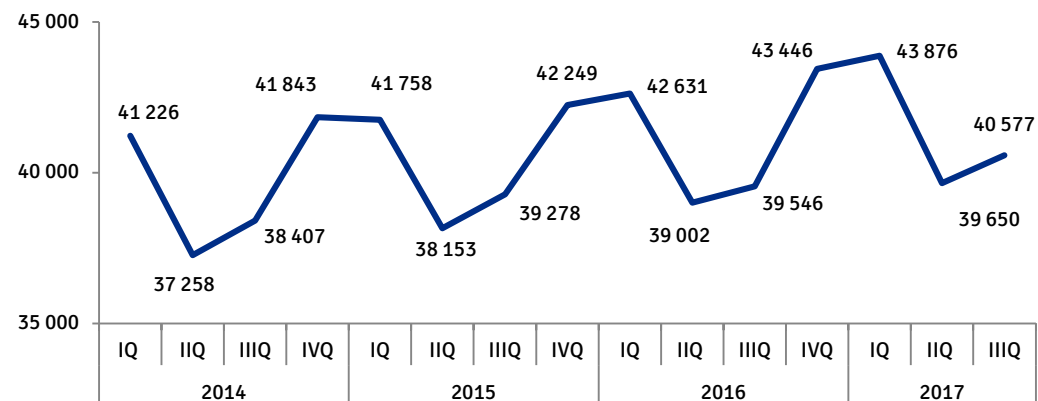
Rodzaje elektrowni	I-IIIQ 2016	I-IIIQ 2017
Zawodowe na węglu kamiennym	59 427	59 437
Zawodowe na węglu brunatnym	3 159	39 860
Przemysłowe	7 227	7 362
Gazowe	4 205	4 781
Zawodowe wodne	1 682	1 857
Wiatrowe	7 513	9 227
Inne odnawialne	109	113

Krajowe zużycie energii

Zgodnie z danymi publikowanymi przez Polskie Sieci Energetyczne krajowe zużycie energii elektrycznej w okresie styczeń - wrzesień 2017 r. ukształtowało się na poziomie wyższym o 2,41% względem zużycia energii w analogicznym okresie 2016 r.

Źródło: http://www.pse.pl/index.php?modul=8&y=2017&m=9&id_rap=212

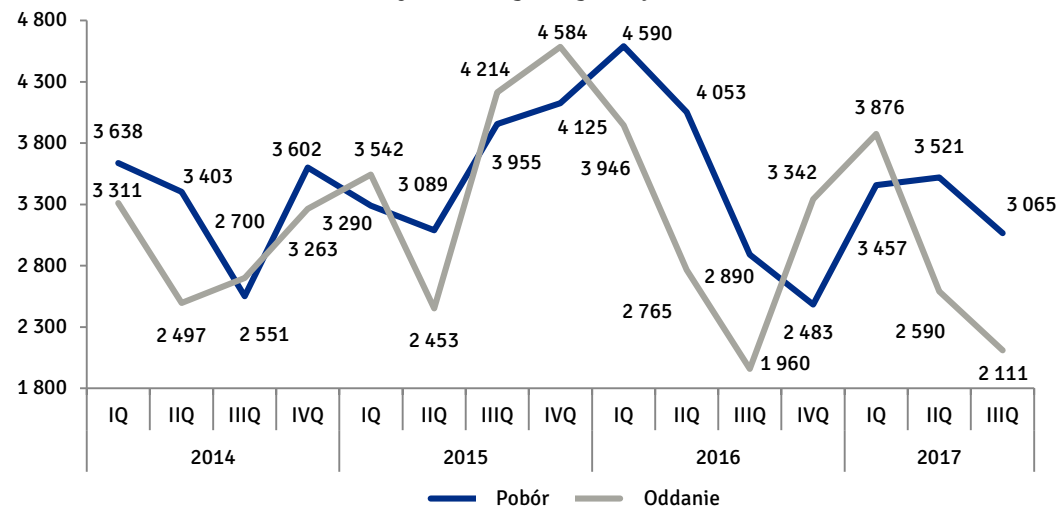
Krajowe zużycie energii elektrycznej [GWh]



Wymiana międzysystemowa

W okresie pierwszych 9 miesięcy 2017 r. wypracowany został ujemny bilans wymiany międzysystemowej wynikający z nadwyżki energii pobranej z zagranicy ponad energię oddaną w wysokości (-) 1.466 GWh. Dla porównania w okresie 9 miesięcy 2016 r. saldo międzysystemowej wymiany energii elektrycznej wyniosło (-) 2.857 GWh. Styczeń oraz luty 2017 r. były jedynymi miesiącami, w których bilans wymiany energii elektrycznej z zagranicą posiadał dodatnie saldo. W miesiącach marzec - wrzesień 2017 r. bilans wymiany energii elektrycznej posiadał saldo ujemne.

Wymiana energii z zagranicą [GWh]



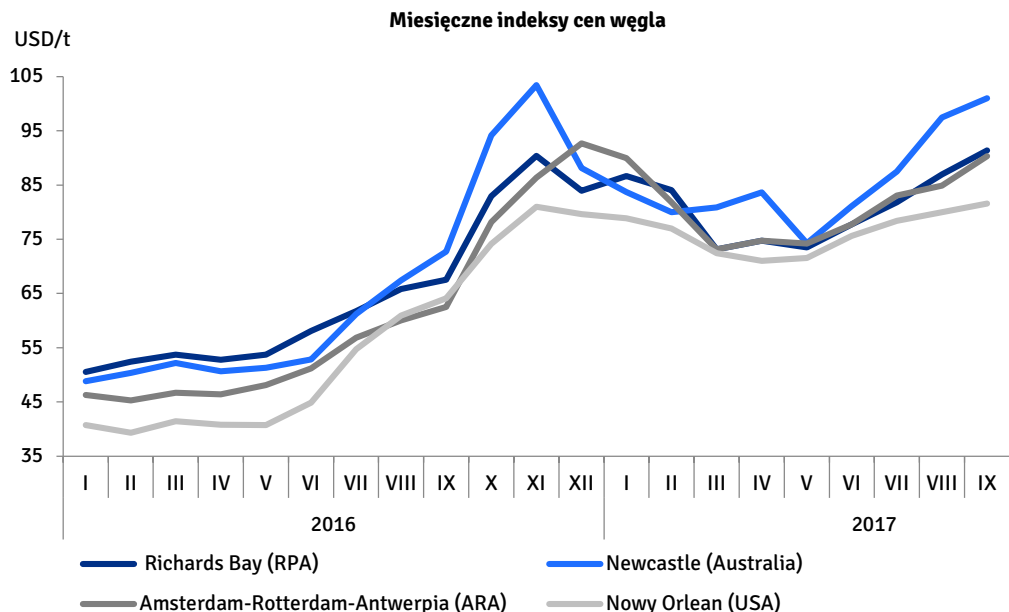
Ceny rynkowe węgla w III kwartale 2017 r.

W III kwartale 2017 r. notowania cen węgla we wszystkich terminalach węglowych na świecie pozostawały w trendzie wzrostowym. Wzrost popytu w rejonie Azja – Pacyfik (Chiny, Tajwan, Japonia, Korea Południowa), znaczne ograniczenie podaży na rynku atlantyckim i umocnienie się euro oraz walut czołowych eksporterów wobec dolara USD, wspierały notowania cen węgla na świecie. Ceny spot węgla w europejskich portach ARA, RPA Richards Bay i australijskim Newcastle oscylowały w tym okresie na poziomach 81-100 USD/t.

Największa średnia dynamika kwartalnych wzrostów cen węgla na poziomie ok. 7,6% wystąpiła w portach Newcastle (+5,1% ARA, +5,5% RB) z uwagi na wysokie zapotrzebowanie węgla z importu po stronie odbiorców azjatyckich.

Wzrosty cen węgla w portach Richards Bay spowodowane były falą strajków górniczych i przekierowaniem dostaw w rejon wzmożonego popytu tj. Azja-Pacyfik. W III kwartale 2017 r. 1 t węgla kosztowała średnio 87,61 USD (+15 q/q; +33% r/r). Wzrost zapotrzebowania na węgiel w Indiach z uwagi na niskie zapasy w lokalnych elektrowniach, umacniał z kolei notowania węgla amerykańskiego. Średnio koszt 1 t surowca w III kwartale 2017 r. wyniósł 79,97 USD (+10% q/q; +33% r/r).

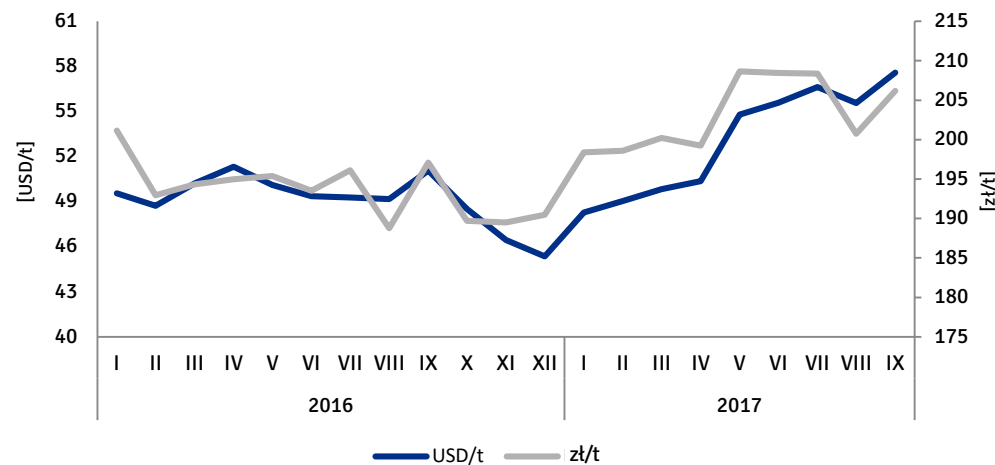
W portach ARA wzrosty cen kształtowały ograniczenie podaży z Kolumbii i umocnienie euro wobec dolara USD. Średnio w III kwartale 2017 r. za 1 t węgla płacono 86,11 USD (+14% q/q; +44 r/r)



Źródło: zestawienie własne na bazie danych globalCoal & IGSMiE PAN.

W okresie pierwszych 9 miesięcy 2017 roku indeks PSCMI1 dla energetyki zawodowej uzyskał średnią wartość na poziomie 203,20 PLN (+4,2% r/r), co w przeliczeniu na USD wynosi 56,76 \$/t. Wrzesień br. przyniósł odwrócenie zjawisk cenowych obserwowanych w okresie od czerwca do sierpnia. Tym razem indeks dla energetyki zawodowej wzrósł, a indeks dla ciepłowni uległ obniżeniu. Zgodnie z notowaniami indeksu PSMCI1 ceny węgla w ujęciu miesięcznym wzrosły we wrześniu o 2,7% do poziomu 206,17 PLN/t. W porównaniu z ceną z zeszłego roku wartość 1 tony wzorcowego węgla do wytwarzania energii elektrycznej w kraju jest obecnie wyższa o 9,08 zł za tonę węgla (+4,6%). W III kwartale średnia wartość dla indeksu PSCMI1 wyniosła 204,97 PLN/t (-0,6%q/q; +5,6%r/r). W IV kwartale 2017 r. spodziewana jest kontynuacja wzrostów cen spot węgla na rynku krajowym z uwagi na ograniczenia podaży w wyniku wstrzymania lub korekt poziomów wydobycia w dół w polskich kopalniach, trudnej sytuacji na rynku transportu kolejowego skutkującej problemami z obsługą dostaw przez PKP Cargo, co z kolei symetrycznie przekłada się negatywnie na sektor wydobywczy i energetyczny.

Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego - PSCMI1



Źródło: zestawienie własne na bazie danych NBP & ARP.



Ceny hurtowej energii elektrycznej

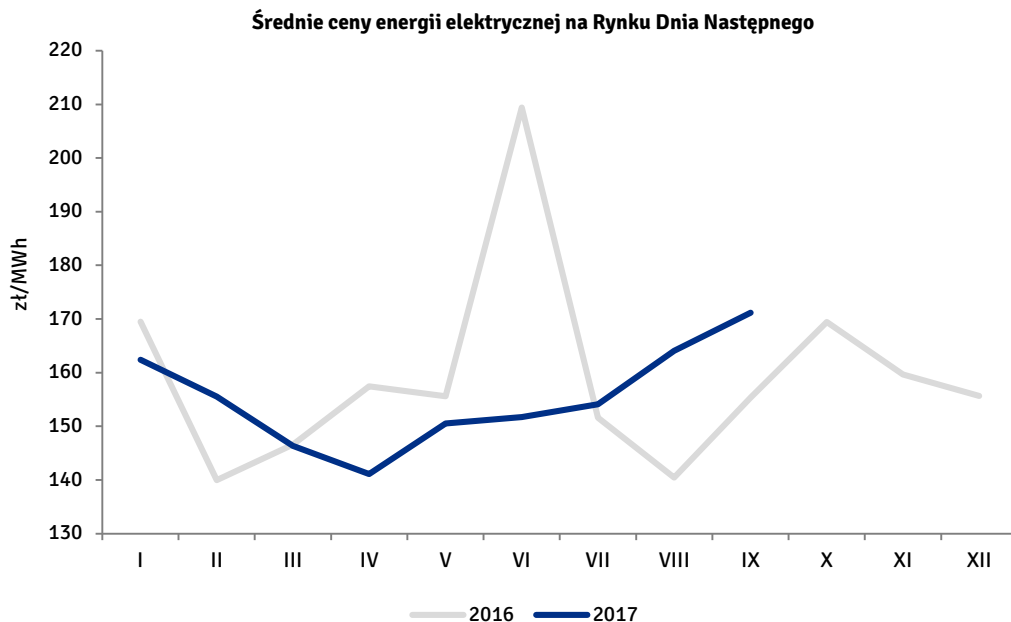
Średnia cena na rynku SPOT w okresie pierwszych trzech kwartałów 2017 r. była niższa o 2,0% w porównaniu do analogicznego okresu 2016 r. W szczególności ceny spadły w okresie od kwietnia do czerwca. Na ceny wpływ miały następujące czynniki:

- wysoki poziom dostępnej mocy w systemie KSE
- duże wykorzystanie generacji wiatrowej
- stosunkowo łagodne warunki atmosferyczne
- wzrost eksportu

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

Okres	Średnia cena [zł/MWh]	Zmiana [%]
I-IIIQ 2016	158,38	-
I-IIIQ 2017	155,19	↓ -2,0%

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z TGE.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z TGE.

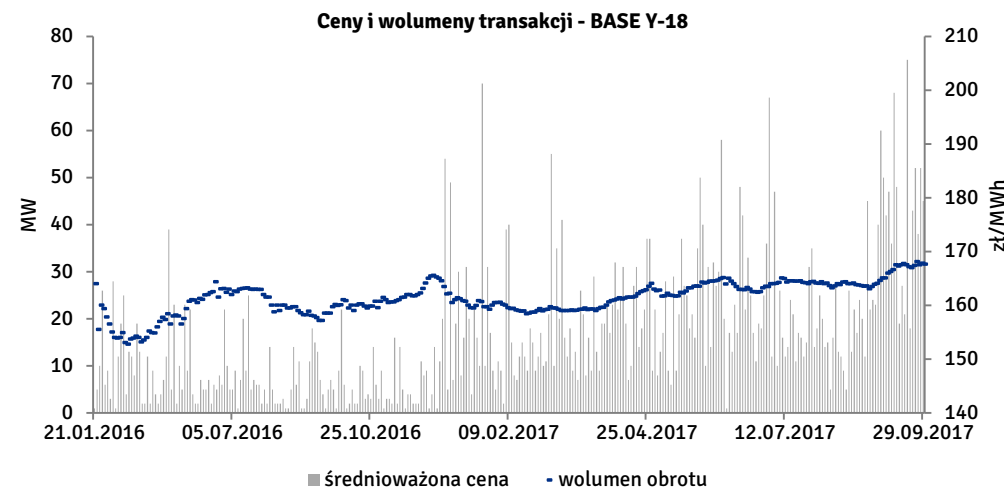
Na rynku terminowym obserwowaliśmy wzrosty cen energii elektrycznej. W trakcie okresu sprawozdawczego cena produktu BASE Y-18 wzrosła z poziomu 164,50 zł/MWh na początku stycznia do 167,64 zł/MWh na koniec września.

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	↓ -5,4%	166,49	↓ -1,0%
BASE Y-17	162,00	↓ -3,3%	159,31	↓ -4,3%
BASE Y-18 ¹⁾	167,40	↑ 3,3%	162,31	↑ 1,9%

1) na koniec września 2017 r.

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



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

Na rynku terminowym TGE obserwuje się bardzo niską płynność - gdy porówna się obroty w pierwszych trzech kwartałach 2016 r. i 2017 r. między produktami BASE Y-17 a BASE Y-18 (wynosi ona ok. 12%). 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 września 2017 r. 213,50 zł/MWh.

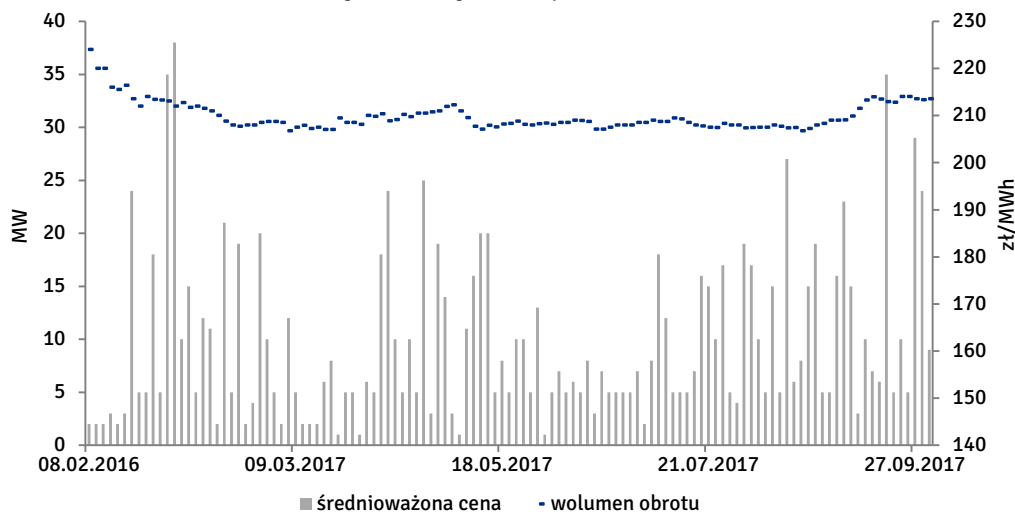
W trakcie pierwszych 9 miesięcy 2017 r. na rynku terminowym energii elektrycznej obserwowaliśmy powolny wzrost cen. Był on powiązany m.in. z dużą zmiennością cen uprawnień do emisji CO₂ (rozpiętość pomiędzy max a min – 2,93 EUR/t). Duże znaczenie dla kształtowania się sytuacji na rynku miał również znacząco 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.

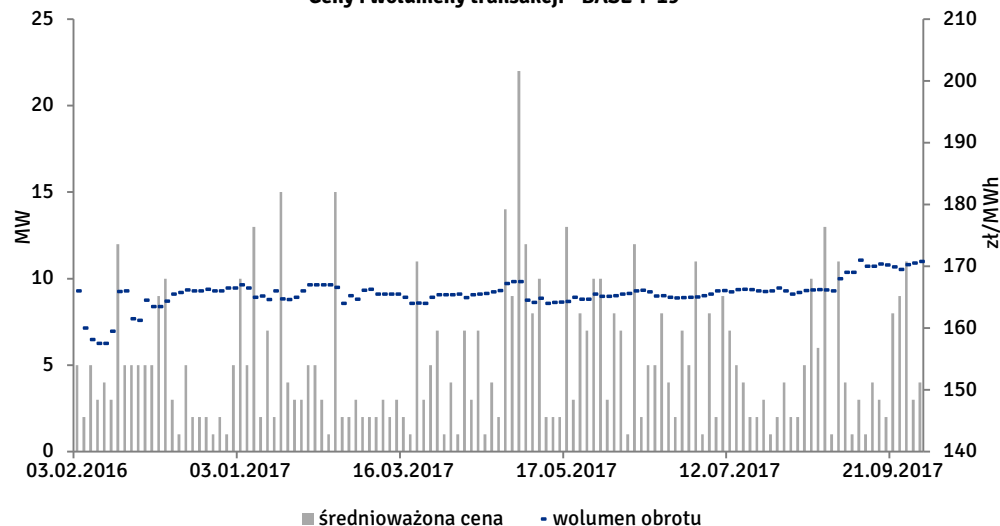
Ceny i wolumeny transakcji - PEAK Y-18



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

W okresie trzech kwartałów 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.

Ceny i wolumeny transakcji - BASE Y-19



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

Obowiązki w zakresie uzyskiwania świadectw pochodzenia energii

Zgodnie z obowiązującymi przepisami przedsiębiorstwa energetyczne sprzedające energię elektryczną odbiorcom końcowym w 2017 r. zobligowane są do uzyskania i umorzenia następujących rodzajów świadectw pochodzenia:

- dla energii wytworzonej w odnawialnych źródłach, tzw. świadectwa „zielone” – obowiązek na poziomie 15,4% sprzedaży odbiorcom końcowym
- dla energii wytworzonej z biogazu rolniczego, nowe świadectwa ustanowione nowelizacją Ustawy o odnawialnych źródłach energii z dnia 20 lutego 2015 r. – obowiązek na poziomie 0,60% sprzedaży odbiorcom końcowym
- dla energii wytworzonej w kogeneracji opalanej metanem tzw. świadectwa „fioletowe” – obowiązek na poziomie 1,8% sprzedaży odbiorcom końcowym
- dla energii wytworzonej w jednostkach kogeneracyjnych gazowych lub o łącznej mocy zainstalowanej do 1 MW, tzw. świadectwa „żółte” – obowiązek na poziomie 7,0%
- 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 okresie styczeń – wrzesień 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 I-IIIQ 2017		Zmiana do IVQ 2016		Cena maksymalna	Cena minimalna	
				%	zł/MWh	zł/MWh	zł/MWh	
OZEX_A (PM „zielone”)		36,34	↓	-8,4%	↓	-3,34	61,00	21,75
OZEX_BIO (PM „błękitne”)		339,55		-		-	470,00	300,03
KGMX (PM „żółte”)	2016	123,30	↑	0,5%	↑	0,65	126,00	70,00
	2017	116,10		-		-	117,00	115,20
KECX (PM „czerwone”)	2016	10,59	↓	-1,2%	↓	-0,13	10,95	9,00
	2017	-		-		-	-	-
KMETX (PM „fioletowe”)	2016	62,19	↑	0,0%	↑	0,01	62,90	55,00
	2017	54,56		-		-	55,00	54,00
EFX (PM „białe”) ¹⁾		869,89	↓	-10,7%	↓	-103,88	1 270,00	350,00

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 2016 r. 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 pro wzrostowym było również porozumienie w sprawie zmian w systemie EU ETS po 2020 r. uwzględniające 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 oraz 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. Zgodnie z kwietniową publikacją KE wartość zweryfikowanych emisji za 2016 r. spadła o 2,7% w stosunku do 2015 r.

KE opublikowała również dane o liczbie umorzonych uprawnień. Niemal wszystkie instalacje znajdujące się w systemie EU ETS dotrzymały terminu umorzeń emisji dla 2016 r. Ponadto, KE opublikowała aktualizację danych dotyczących przesyłu darmowych alokacji z NER (rezerwy na nowe wejścia). Od początku fazy III, tj. 2013 r., do chwili obecnej przestano w sumie 139,9 mln uprawnień do emisji CO₂, z czego aż 25,8 mln przekazano od stycznia 2017 r. Kolejna aktualizacja zostanie opublikowana w styczniu 2018 r. 17 sierpnia w Dzienniku Urzędowym UE opublikowano nowe, bardziej rygorystyczne, konkluzje BAT, które wyznaczają wyższe niż obecnie obowiązujące normy emisji tlenków azotu, dwutlenku siarki, rtęci oraz pyłów zawieszonych m.in. w dużych elektrowniach węglowych (4 lata na dostosowanie).

Tabela 4. Zmiana cen EUA i CER

Produkt	Cena [EUR/t]		Zmiana %	
	Początek stycznia 2017 r.	Koniec września 2017 r.		
EUA Spot	6,11	7,06	↑	15,5%
CER Spot	0,26	0,19	↓	-26,9%
EUA gru-17	6,14	7,07	↑	15,1%
CER gru-17	0,27	0,19	↓	-29,6%

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ICE.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych BlueNext oraz ICE.



3. Sytuacja finansowa

Skonsolidowany rachunek zysków i strat – I-IIIQ 2017

[tys. zł]	I-IIIQ 2016	I-IIIQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	4 878 317	5 115 088	236 771	4,9%
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej ¹⁾	203 631	242 030	38 399	18,9%
Przychody ze sprzedaży gazu ziemnego	135 830	100 750	-35 080	-25,8%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	2 217 278	2 383 249	165 971	7,5%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	12 981	56 265	43 284	333,4%
Przychody ze sprzedaży praw do emisji CO ₂	21 939	13 938	-8 001	-36,5%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	65 680	58 325	-7 355	-11,2%
Przychody ze sprzedaży pozostałych usług ¹⁾	130 447	125 260	-5 187	-4,0%
Sprzedaż węgla	637 841	303 257	-334 584	-52,5%
Przychody ze sprzedaży netto	8 303 944	8 398 162	94 218	1,1%
Amortyzacja	830 085	877 400	47 315	5,7%
Koszty świadczeń pracowniczych	1 074 547	1 142 215	67 668	6,3%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	1 014 474	1 257 840	243 366	24,0%
Zakup energii i gazu na potrzeby sprzedaży	3 046 927	2 325 124	-721 803	-23,7%
Usługi przesyłowe	634 732	788 274	153 542	24,2%
Inne usługi obce	449 465	545 389	95 924	21,3%
Podatki i opłaty	246 004	286 099	40 095	16,3%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	7 296 234	7 222 341	-73 893	-1,0%
Pozostałe przychody operacyjne	98 680	77 036	-21 644	-21,9%
Pozostałe koszty operacyjne	88 444	171 940	83 496	94,4%
Zysk na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	-19 452	-11 062	8 390	43,1%
Odpis z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	49 352	-	-49 352	-100,0%
Zysk operacyjny	949 142	1 069 855	120 713	12,7%
Koszty finansowe	99 594	102 756	3 162	3,2%
Przychody finansowe	47 889	61 003	13 114	27,4%
Udział w zyskach jednostek stowarzyszonych i współkontrolowanych	-	7 402	7 402	-
Przychody z tytułu dywidend	148	526	378	255,4%
Zysk przed opodatkowaniem	897 585	1 036 030	138 445	15,4%
Podatek dochodowy	176 930	198 081	21 151	12,0%
Zysk netto okresu sprawozdawczego	720 655	837 949	117 294	16,3%
EBITDA	1 828 579	1 947 255	118 676	6,5%

1) Zmiana prezentacyjna publikowanych danych za I-IIIQ 2016

I-IIIQ 2017:

Czynniki zmiany EBITDA GK Enea:

- * Podstawowy czynnik zmiany EBITDA stanowi przejęcie Enei Elektrowni Połaniec (od 14 marca 2017 r.)
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 237 mln zł, wynika głównie z wyższego wolumenu sprzedaży o 2.060 GWh przy jednoczesnym spadku średniej ceny sprzedaży o 3,9% oraz wyższych przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych
 - (+) wzrost przychodów ze sprzedaży energii ciepłej o 38 mln zł wynika z wyższego wolumenu sprzedaży o 1.414.181 GJ (głównie w wyniku przejęcia EEP) przy jednoczesnym spadku średniej ceny sprzedaży o 20%
 - (-) spadek przychodów ze sprzedaży gazu ziemnego o 35 mln zł spowodowany spadkiem wolumenu o 112 GWh przy jednoczesnym spadku średniej ceny o 16,5%
 - (+) wzrost przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych o 166 mln zł wynika z wyższego wolumenu sprzedaży usług dystrybucji (3%) odbiorcom końcowym
 - (+) wzrost przychodów z tytułu sprzedaży świadectw pochodzenia o 43 mln zł wynika z rozliczenia transakcji forward zawartych w 2015 r.
 - (-) niższe przychody z tytułu sprzedaży praw do emisji CO₂ o 8 mln zł wynikają głównie z realizacji mniejszej ilości umów przy jednocześnie wyższej cenie sprzedawanych uprawnień do emisji CO₂
 - (-) spadek sprzedaży węgla o 335 mln zł wynika z wyższego wolumenu dostaw wewnątrzgrupowych
 - (-) wzrost kosztów świadczeń pracowniczych o 68 mln zł spowodowany głównie zmianą rezerw pracowniczych oraz przejęciem EEP
 - (-) wzrost kosztów zużycia materiałów i surowców oraz wartości sprzedanych towarów o 243 mln zł wynika głównie z przejęcia EEP, przy jednoczesnym spadku kosztów w związku z większym wolumenem wewnątrzgrupowego zakupu węgla
 - (+) spadek kosztów zakupu energii elektrycznej i gazu o 722 mln zł wynika ze:
 - (+) spadku wolumenu zakupu energii elektrycznej (2.857 GWh) przy równoczesnym spadku średniej ceny zakupu o 4,2%
 - (+) spadku kosztu zakupu gazu ziemnego w związku ze spadkiem średniej ceny o 14,3% oraz spadkiem wolumenu o 71 GWh
 - (+) spadku kosztu zakupu PM głównie w wyniku utrzymujących się niskich cen zielonych certyfikatów
 - (-) wzrost kosztów usług przesyłowych o 154 mln zł głównie w wyniku wzrostu opłaty przejściowej oraz naliczania opłaty OZE (od II połowy 2016 r.) oraz wzrostu stawki opłaty przesyłowej stałej w taryfie PSE
 - (-) wzrost kosztów usług obcych o 96 mln zł wynika głównie z nabycia EEP
 - (-) wzrost podatków i opłat o 40 mln zł wynika m.in. z nabycia EEP oraz ze zwiększenia wartości majątku trwałego związanego z zakończonymi procesami inwestycyjnymi
 - (-) spadek wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 97 mln zł:
 - (-) wyższe rezerwy na potencjalne roszczenia o 93 mln zł (w tym 69 mln zł rezerwa na wypowiedziane umowy na zakup PM)
 - (-) spadek nieodpłatnie przyjętych środków trwałych o 20 mln zł, m. in. w wyniku mniejszej ilości umów dotyczących kolizji na majątku sieciowym
 - (-) wzrost odpisów aktualizujących wartość należności przeterminowanych oraz należności nieściągalnych o 15 mln zł
 - (-) wyższe koszty darowizn o 7 mln zł
 - (+) zysk z tytułu okazynego nabycia akcji ENGIE Energia Polska SA (obecnie Enea Elektrownia Połaniec SA) w wysokości 12 mln zł
 - (+) niższy wzrost rezerw na bezumowne korzystanie z korytarzy przesyłowych 10 mln zł
 - (+) wyższe przychody z tytułu odszkodowań, kar i grzywien o 9 mln zł
 - (+) niższa strata na likwidacji rzeczowych aktywów trwałych o 8 mln zł m. in. w związku z likwidacją wyrobisk

Skonsolidowany rachunek zysków i strat – IIIQ 2017

[tys. zł]	IIIQ 2016	IIIQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	1 605 790	1 787 535	181 745	11,3%
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej ¹⁾	38 386	52 595	14 209	37,0%
Przychody ze sprzedaży gazu ziemnego	33 063	30 646	-2 417	-7,3%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	733 742	782 089	48 347	6,6%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	2 216	38 173	35 957	1622,6%
Przychody ze sprzedaży praw do emisji CO ₂	9 295	3 808	-5 487	-59,0%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	21 219	23 520	2 301	10,8%
Przychody ze sprzedaży pozostałych usług ¹⁾	34 516	42 194	7 678	22,2%
Sprzedaż węgla	226 285	70 828	-155 457	-68,7%
Przychody ze sprzedaży netto	2 704 512	2 831 388	126 876	4,7%
Amortyzacja	276 134	300 586	24 452	8,9%
Koszty świadczeń pracowniczych	366 053	370 736	4 683	1,3%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	308 243	548 072	239 829	77,8%
Zakup energii i gazu na potrzeby sprzedaży	970 692	751 702	-218 990	-22,6%
Usługi przesyłowe	216 654	260 836	44 182	20,4%
Inne usługi obce	158 236	188 376	30 140	19,0%
Podatki i opłaty	75 105	88 532	13 427	17,9%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	2 371 117	2 508 840	137 723	5,8%
Pozostałe przychody operacyjne	41 982	17 705	-24 277	-57,8%
Pozostałe koszty operacyjne	20 585	48 994	28 409	138,0%
Zysk na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	- 8 869	- 3 025	5 844	65,9%
Odpis z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	7 352	-	- 7 352	-100,0%
Zysk operacyjny	338 571	288 234	-50 337	-14,9%
Koszty finansowe	34 426	20 814	-13 612	-39,5%
Przychody finansowe	5 607	- 1 516	- 7 123	-
Udział w wynikach jednostek stowarzyszonych i współkontrolowanych	-	1 471	1 471	-
Przychody z tytułu dywidend	-	-	-	-
Zysk przed opodatkowaniem	309 752	267 375	-42 377	-13,7%
Podatek dochodowy	60 323	53 257	- 7 066	-11,7%
Zysk netto okresu sprawozdawczego	249 429	214 118	-35 311	-14,2%
EBITDA	622 057	588 820	-33 237	-5,3%

1) Zmiana prezentacyjna publikowanych danych za IIIQ 2016

IIIQ 2017:

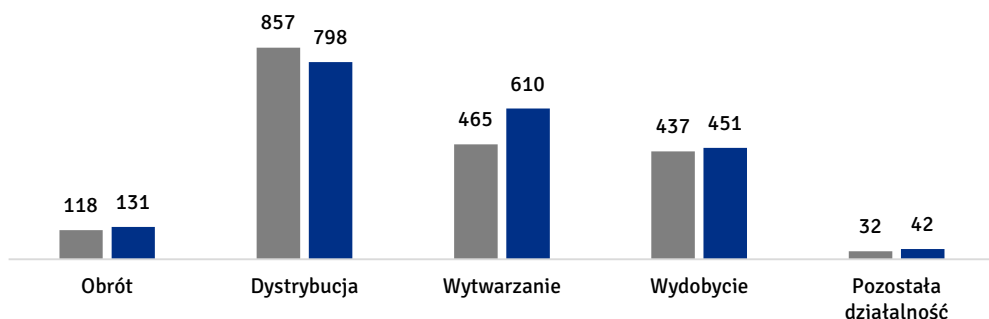
Czynniki zmiany EBITDA GK Enea:

- * Podstawowy czynnik zmiany EBITDA stanowi przejście Enei Elektrowni Połaniec (od 14 marca 2017 r.)
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 182 mln zł, wynika głównie z wyższego wolumenu sprzedaży o 1,3 TWh przy jednoczesnym spadku średniej ceny sprzedaży o 4,8% oraz wyższych przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych
 - (+) wzrost przychodów ze sprzedaży energii ciepłej o 14 mln zł wynika z wyższego wolumenu sprzedaży o 577.626 GJ (głównie w wyniku przejścia EEP) przy jednoczesnym spadku średniej ceny sprzedaży o 51%
 - (-) spadek przychodów ze sprzedaży gazu ziemnego o 2 mln zł spowodowany spadkiem średniej ceny sprzedaży 22,7% przy jednoczesnym spadku wolumenu o 168 GWh
 - (+) wzrost przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych o 48 mln zł wynika z wyższego wolumenu sprzedaży usług dystrybucji (2%) odbiorcom końcowym
 - (+) wzrost przychodów z tytułu sprzedaży świadectw pochodzenia o 36 mln zł w wyniku rozliczenia transakcji forward zawartych w 2015 r.
 - (-) spadek przychodów ze sprzedaży gazu ziemnego o 2 mln zł wynika z wyższego wolumenu dostaw wewnątrzgrupowych
 - (-) wzrost zużycia materiałów i surowców oraz wartości sprzedanych towarów o 240 mln zł wynika głównie z przejścia EEP, przy jednoczesnym spadku kosztów w związku z większym wolumenem wewnątrzgrupowego zakupu węgla
 - (+) spadek kosztów zakupu energii elektrycznej i gazu o 219 mln zł wynika ze:
 - (+) spadku wolumenu zakupu energii elektrycznej (1.158 GWh) przy równoczesnym spadku średniej ceny zakupu o 2,4%
 - (+) spadku kosztu zakupu PM zielonych certyfikatów
 - (-) wzrost kosztów usług przesyłowych o 44 mln zł wynika głównie z wyższych kosztów przeniesionych - wzrost opłaty przejściowej i wprowadzona od 1 lipca 2016 r. opłata OZE oraz wzrostu stawki opłaty przesyłowej stałej w taryfie PSE
 - (-) wzrost kosztów usług obcych o 30 mln zł wynika głównie z nabycia EEP
 - (-) wzrost podatków i opłat o 13 mln zł związany jest z nabyciem EEP oraz ze zwiększenia wartości majątku trwałego związanego z zakończonymi procesami inwestycyjnymi
 - (-) spadek wyniku na pozostałe działalności operacyjnej o 47 mln zł:
 - (-) wyższe rezerwy na potencjalne roszczenia o 39 mln zł (w tym 25 mln zł rezerwa na wypowiedziane umowy na zakup PM)
 - (-) spadek nieodpłatnie przyjętych środków trwałych o 14 mln zł, m. in. w wyniku mniejszej ilości umów dotyczących kolizji na majątku sieciowym
 - (-) wzrost odpisów aktualizujących wartość należności przeterminowanych oraz należności nieściągalnych o 9 mln zł
 - (+) niższa strata na likwidacji rzeczowych aktywów trwałych o 6 mln zł m. in. w związku z likwidacją wyrobisk

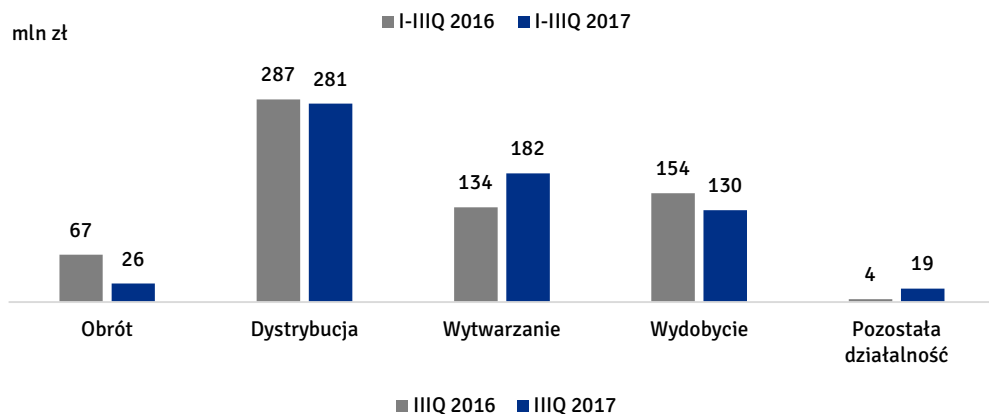
Wyniki na poszczególnych obszarach działalności GK Enea

EBITDA [tys. zł]	I-IIIQ 2016	I-IIIQ 2017	Zmiana	Zmiana %	IIIQ 2016	IIIQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Obrót	117 690	130 971	13 281	11,3%	67 130	25 919	-41 211	-61,4%
Dystrybucja	857 469	797 831	-59 638	-7,0%	286 784	281 020	-5 764	-2,0%
Wytwarzanie	465 111	609 581	144 470	31,1%	133 618	182 301	48 683	36,4%
Wydobycie	437 057	451 068	14 011	3,2%	154 166	129 834	-24 332	-15,8%
Pozostała działalność	32 379	42 008	9 629	29,7%	3 884	18 953	15 069	388,0%
Pozycje nieprzypisane i wyłączenia	-81 127	-84 204	-3 077	-3,8%	-23 525	-49 207	-25 682	-109,2%
EBITDA Razem	1 828 579	1 947 255	118 676	6,5%	622 057	588 820	-33 237	-5,3%

mln zł



mln zł



GK Enea I-IIIQ 2017:

Najwyższa EBITDA w obszarze Dystrybucji

Najwyższy przyrost EBITDA w obszarze Wytwarzania w wyniku wzrostu mocy wytwórczych

GK Enea IIIQ 2017:

Najwyższa EBITDA w obszarze Dystrybucji

Najwyższy przyrost EBITDA w obszarze Wytwarzania w wyniku wzrostu mocy wytwórczych

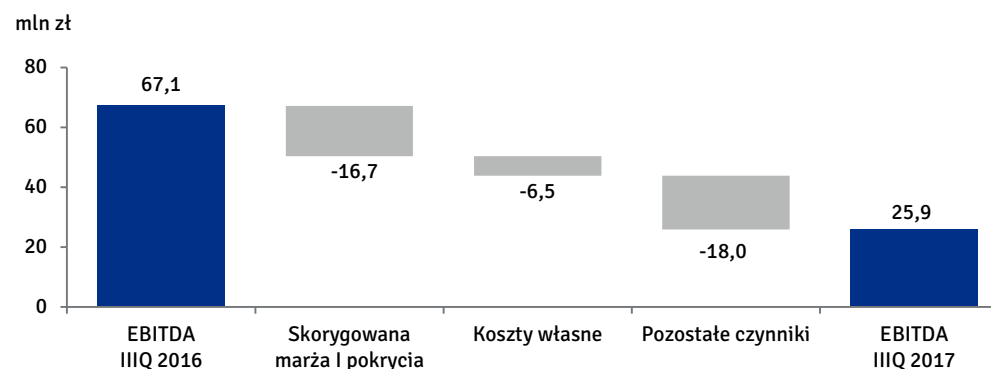
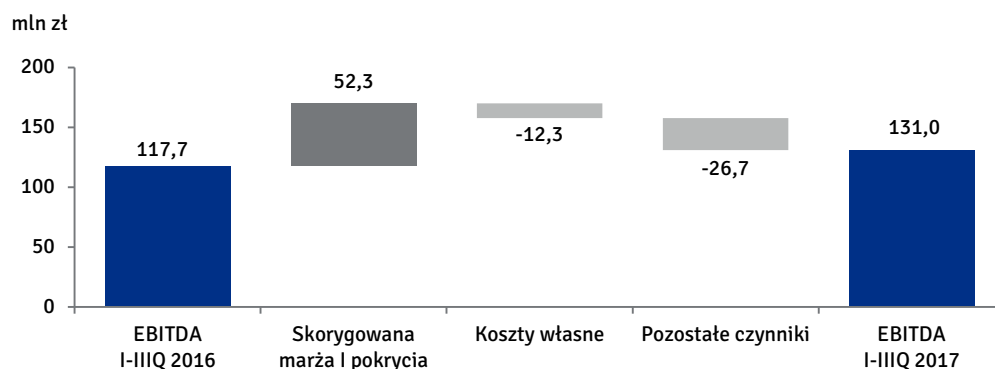
Obszar Obrotu

[tys. zł]	I-IIIQ 2016	I-IIIQ 2017	Zmiana	Zmiana %	IIIQ 2016	IIIQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	5 100 962	4 203 404	-897 558	-17,6%	1 654 285	1 404 369	-249 916	-15,1%
EBIT	117 140	130 258	13 118	11,2%	66 914	25 661	-41 253	-61,7%
Amortyzacja	550	713	163	29,6%	216	258	42	19,4%
EBITDA	117 690	130 971	13 281	11,3%	67 130	25 919	-41 211	-61,4%
CAPEX ¹⁾	1 144	283	-861	-75,3%	232	95	-137	-59,1%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	44%	36%	-8 p.p.	-	44%	35%	-9 p.p.	-

Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej realizowana jest przez Enea SA

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

1) Bez inwestycji kapitałowych Enea SA



I-IIIQ 2017 Czynniki zmiany EBITDA:

Marża I pokrycia

- (-) spadek średniej ceny sprzedaży o 4,5%
- (+) niższe koszty obowiązków ekologicznych o 45,4%
- (+) spadek średniej ceny nabycia energii o 8,7%
- (+) wzrost wolumenu sprzedaży o 7,6%
- (-) spadek wyniku na obrocie paliwem gazowym

Koszty własne

- (-) wyższe koszty bezpośrednie sprzedaży o 11 mln zł
- (-) wyższe koszty usług wspólnych o 5 mln zł
- (+) niższe koszty ogólnego zarządu o 3 mln zł

Pozostałe czynniki

- (-) wyższe rezerwy na przewidywane straty i potencjalne roszczenia o 12 mln zł
- (-) wyższe koszty darowizn 7 mln zł
- (-) wyższe koszty postępowań sądowych o 1 mln zł
- (-) wyższe odpisane należności o 2 mln zł
- (-) wyższe odpisy aktualizujące należności o 4 mln zł

IIIQ 2017 Czynniki zmiany EBITDA:

Marża I pokrycia

- (-) spadek średniej ceny sprzedaży o 4,7%
- (+) niższe koszty obowiązków ekologicznych o 35,8%
- (+) spadek średniej ceny nabycia energii o 5,6%
- (+) wzrost wolumenu sprzedaży o 6,5%
- (-) spadek wyniku na obrocie paliwem gazowym

Koszty własne

- (-) wyższe koszty bezpośrednie sprzedaży o 4 mln zł
- (-) wyższe koszty usług wspólnych o 3 mln zł

Pozostałe czynniki

- (-) wyższe rezerwy na przewidywane straty i potencjalne roszczenia o 13 mln zł
- (-) wyższe odpisy aktualizujące należności o 6 mln zł

Obszar Wytwarzania

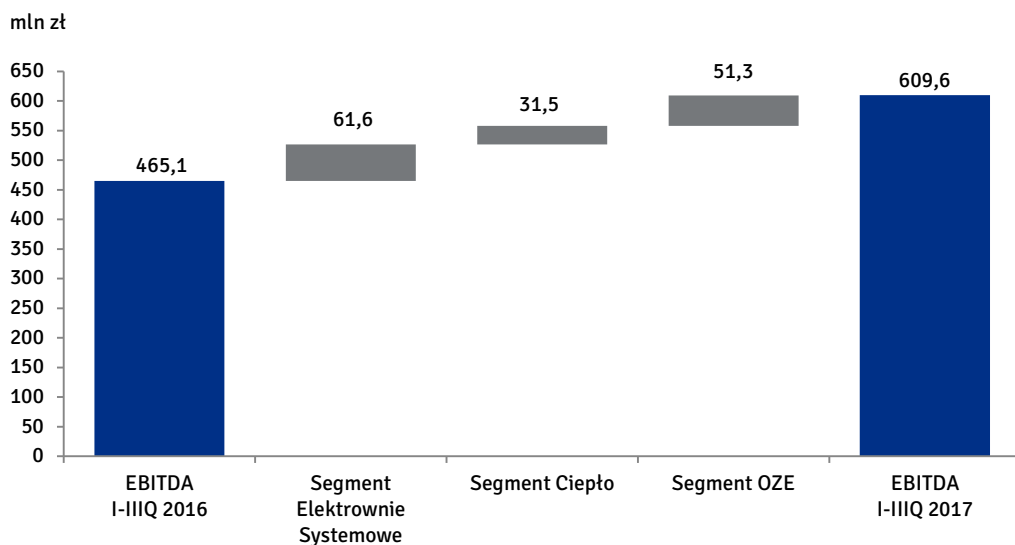
[tys. zł]	I-IIIQ 2016	I-IIIQ 2017	Zmiana	Zmiana %	IIIQ 2016	IIIQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	2 457 787	3 379 801	922 014	37,5%	768 528	1 232 760	464 232	60,4%
energia elektryczna	2 181 900	3 021 482	839 582	38,5%	706 078	1 124 285	418 207	59,2%
świadcstwa pochodzenia	35 597	82 268	46 671	131,1%	8 673	43 854	35 181	405,6%
sprzedaż uprawnień do emisji CO ₂	22 071	14 235	-7 836	-35,5%	9 509	3 772	-5 737	-60,3%
ciepło	199 266	238 084	38 818	19,5%	36 474	51 859	15 385	42,2%
pozostałe	18 953	23 732	4 779	25,2%	7 794	8 990	1 196	15,3%
EBIT	238 961	387 286	148 325	62,1%	70 396	104 284	33 888	48,1%
Amortyzacja	184 150	222 295	38 145	20,7%	63 222	78 017	14 795	23,4%
Odpis z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	42 000	-	-42 000	-100,0%	-	-	-	-
EBITDA	465 111	609 581	144 470	31,1%	133 618	182 301	48 683	36,4%
CAPEX	938 379	624 640	-313 739	-33,4%	381 598	295 597	-86 001	-22,5%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	21%	29%	8 p.p.	-	20%	31%	11 p.p.	-

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

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

W wyniku przejęcia EEP zasililo 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.



I-IIIQ 2017 Czynniki zmiany EBITDA:

Segment Elektrownie Systemowe

- (-) spadek marży na obrocie i na Rynku Bilansującym o 46,1 mln zł
- (+) wyższe przychody z Regulacyjnych Usług Systemowych o 14,4 mln zł
- (+) spadek kosztów stałych o 10,0 mln zł
- (+) wzrost marży na wytwarzaniu o 0,8 mln zł
- (+) Enea Elektrownia Połaniec 82 mln zł

Segment Ciepło

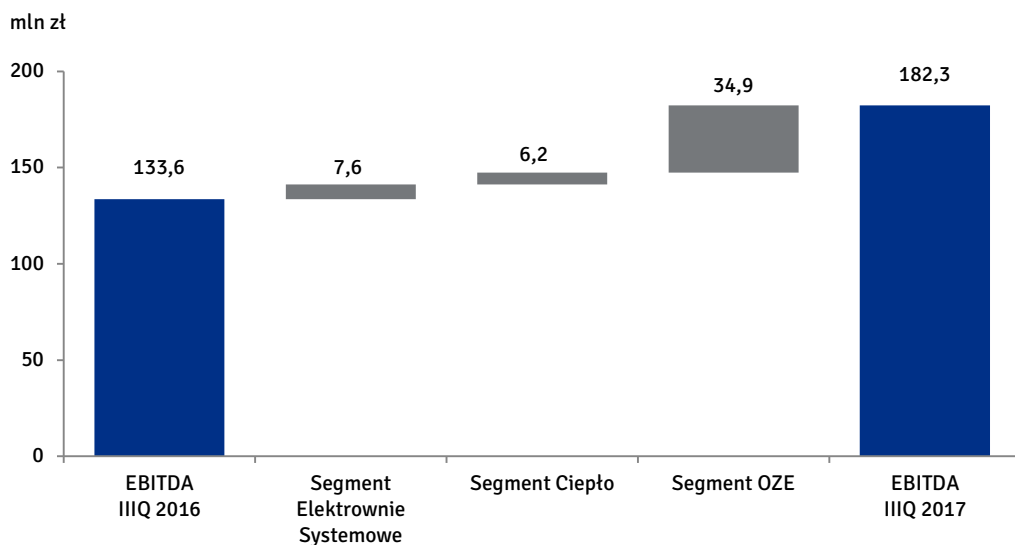
- (+) spadek kosztów zużycia materiałów i surowców o 27,8 mln zł, w tym spadek kosztów zużycia biomasy o 51,9 mln zł, wzrost kosztów zużycia węgla o 13,8 mln zł
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła o 8,9 mln zł
- (+) wzrost wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 3,6 mln zł
- (-) spadek przychodów ze świadczeń pochodzenia o 7,5 mln zł
- (-) spadek przychodów z energii elektrycznej o 11,7 mln zł
- (+) Enea Elektrownia Połaniec 8,9 mln zł

Segment OZE

- (+) Obszar Woda (+6,4 mln zł): wzrost przychodów z energii elektrycznej o 6,9 mln zł, spadek przychodów ze świadczeń pochodzenia o 1,3 mln zł
- (+) Obszar Biogaz (+3,1 mln zł): wzrost przychodów ze świadczeń pochodzenia o 2,0 mln zł, spadek kosztów zmiennych o 0,7 mln zł, spadek kosztów stałych o 0,3 mln zł
- (-) Obszar Wiatr (-4,5 mln zł): wzrost kosztów stałych o 5,2 mln zł (większy zakres opodatkowania podatkiem od nieruchomości - zmiana przepisów), spadek przychodów ze świadczeń pochodzenia o 3,1 mln zł, wzrost przychodów z energii elektrycznej o 3,4 mln zł
- (+) Enea Elektrownia Połaniec 46,3 mln zł

Obszar Wytwarzania

[tys. zł]	I-IIIQ 2016	I-IIIQ 2017	Zmiana	Zmiana %	IIIQ 2016	IIIQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	2 457 787	3 379 801	922 014	37,5%	768 528	1 232 760	464 232	60,4%
<i>energia elektryczna</i>	2 181 900	3 021 482	839 582	38,5%	706 078	1 124 285	418 207	59,2%
<i>świadcstwa pochodzenia</i>	35 597	82 268	46 671	131,1%	8 673	43 854	35 181	405,6%
<i>sprzedaż uprawnień do emisji CO₂</i>	22 071	14 235	-7 836	-35,5%	9 509	3 772	-5 737	-60,3%
<i>ciepło</i>	199 266	238 084	38 818	19,5%	36 474	51 859	15 385	42,2%
<i>pozostałe</i>	18 953	23 732	4 779	25,2%	7 794	8 990	1 196	15,3%
EBIT	238 961	387 286	148 325	62,1%	70 396	104 284	33 888	48,1%
Amortyzacja	184 150	222 295	38 145	20,7%	63 222	78 017	14 795	23,4%
Odpis z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	42 000	-	-42 000	-100,0%	-	-	-	-
EBITDA	465 111	609 581	144 470	31,1%	133 618	182 301	48 683	36,4%
CAPEX	938 379	624 640	-313 739	-33,4%	381 598	295 597	-86 001	-22,5%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	21%	29%	8 p.p.	-	20%	31%	11 p.p.	-



IIIQ 2017 Czynniki zmiany EBITDA:

Segment Elektrownie Systemowe

- (-) spadek marży na obrocie o 16,3 mln zł
- (-) spadek marży na wytwarzaniu o 3,8 mln zł
- (-) spadek marży na Rynku Bilansującym o 2,2 mln zł
- (+) Enea Elektrownia Połaniec 30 mln zł

Segment Ciepło

- (+) spadek kosztów zużycia materiałów i surowców o 3,5 mln zł, w tym spadek kosztów zużycia biomasy o 19,9 mln zł, wzrost kosztów zużycia węgla o 10,5 mln zł, wzrost kosztów emisji CO₂ o 5,2 mln zł
- (+) spadek kosztów zakupu energii na potrzeby sprzedaży o 1,2 mln zł
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła o 0,9 mln zł
- (-) spadek przychodów ze świadcstw pochodzenia o 2,8 mln zł
- (+) Enea Elektrownia Połaniec 3,8 mln zł

Segment OZE

- (+) Obszar Wiatr (+1,0 mln zł): wzrost przychodów ze świadcstw pochodzenia o 1,0 mln zł, wzrost wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 0,7 mln zł, wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 1,0 mln zł, wzrost kosztów stałych o 1,8 mln zł (podatek od nieruchomości),
- (+) Obszar Woda (+4,8 mln zł): wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 3,6 mln zł, spadek kosztów stałych o 0,5 mln zł, wzrost przychodów ze świadcstw pochodzenia o 0,8 mln zł
- (+) Obszar Biogaz (+1,0 mln zł): wzrost przychodów ze świadcstw pochodzenia o 0,4 mln zł, spadek kosztów zużycia i transportu substratów o 0,5 mln zł
- (+) Enea Elektrownia Połaniec 28 mln zł

Obszar Dystrybucji

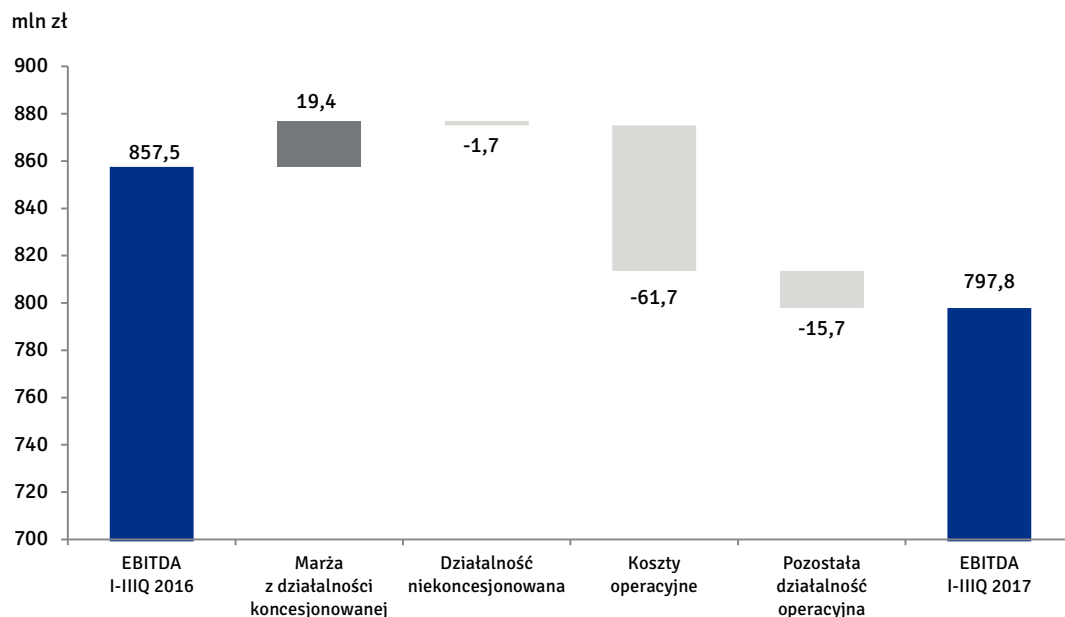
[tys. zł]	I-IIIQ 2016	I-IIIQ 2017	Zmiana	Zmiana %	IIIQ 2016	IIIQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	2 273 545	2 426 958	153 413	6,7%	742 284	798 298	56 014	7,5%
<i>usługi dystrybucyjne do odbiorców końcowych</i>	2 141 090	2 309 911	168 821	7,9%	708 221	753 259	45 038	6,4%
<i>opłaty za przyłączenie do sieci</i>	47 719	48 062	343	0,7%	16 421	18 399	1 978	12,0%
<i>pozostałe</i>	84 736	68 987	-15 749	-18,6%	17 642	26 640	8 998	51,0%
EBIT	496 131	426 418	-69 713	-14,1%	167 384	152 566	-14 818	-8,9%
Amortyzacja	361 338	371 413	10 075	2,8%	119 400	128 454	9 054	7,6%
EBITDA	857 469	797 831	-59 638	-7,0%	286 784	281 020	-5 764	-2,0%
CAPEX	645 476	592 962	-52 514	-8,1%	221 161	249 405	28 244	12,8%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	20%	21%	1 p.p.	-	20%	20%	-	-

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 Spółek:

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



I-IIIQ 2017 Czynniki zmiany EBITDA:

Marża z działalności koncesjonowanej

- (+) wyższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym o 169 mln zł
- (+) niższe koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej o 16 mln zł
- (-) wyższe koszty zakupu usług przesyłowych o 160 mln zł
- (-) niższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji innym podmiotom o 7 mln zł
- (+) wyższe pozostałe przychody o 1 mln zł

Koszty operacyjne

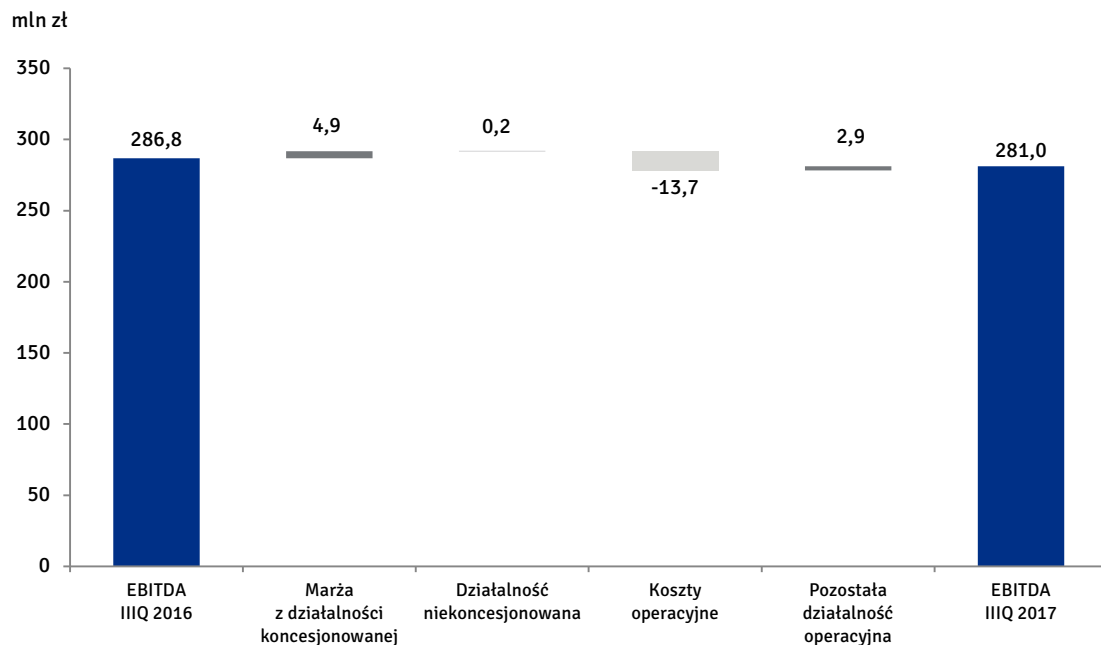
- (-) wyższe koszty świadczeń pracowniczych o 24 mln zł
- (-) wyższe koszty usług obcych o 17 mln zł
- (-) wyższe koszty podatków i opłat o 13 mln zł
- (-) wyższe pozostałe koszty operacyjne o 8 mln zł

Pozostała działalność operacyjna

- (-) niższe przychody z tytułu realizacji umów o usunięcie kolizji o 17 mln zł
- (-) wyższe odpisy aktualizujące należności o 11 mln zł
- (+) niższe koszty uregulowań prawnych dot. majątku sieciowego 6 mln zł
- (+) wyższy wynik na likwidacji o 3 mln zł
- (+) otrzymane kary umowne i odszkodowania (saldo) 3 mln zł

Obszar Dystrybucji

[tys. zł]	I-IIIQ 2016	I-IIIQ 2017	Zmiana	Zmiana %	IIIQ 2016	IIIQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	2 273 545	2 426 958	153 413	6,7%	742 284	798 298	56 014	7,5%
<i>usługi dystrybucyjne do odbiorców końcowych</i>	2 141 090	2 309 911	168 821	7,9%	708 221	753 259	45 038	6,4%
<i>opłaty za przyłączenie do sieci</i>	47 719	48 062	343	0,7%	16 421	18 399	1 978	12,0%
<i>pozostałe</i>	84 736	68 987	-15 749	-18,6%	17 642	26 640	8 998	51,0%
EBIT	496 131	426 418	-69 713	-14,1%	167 384	152 566	-14 818	-8,9%
Amortyzacja	361 338	371 413	10 075	2,8%	119 400	128 454	9 054	7,6%
EBITDA	857 469	797 831	-59 638	-7,0%	286 784	281 020	-5 764	-2,0%
CAPEX	645 476	592 962	-52 514	-8,1%	221 161	249 405	28 244	12,8%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	20%	21%	1 p.p.	-	20%	20%	-	-

**IIIQ 2017 Czynniki zmiany EBITDA:****Marża z działalności koncesjonowanej**

- (+) wyższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym o 45 mln zł
- (+) niższe koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej o 5 mln zł
- (+) wyższe przychody z tyt. opłat przyłączeniowych o 2 mln zł
- (-) wyższe koszty zakupu usług przesyłowych o 46 mln zł
- (-) niższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji innym podmiotom o 2 mln zł
- (+) wyższe pozostałe przychody o 1 mln zł

Koszty operacyjne

- (-) wyższe koszty usług obcych o 5 mln zł
- (-) wyższe koszty świadczeń pracowniczych o 3 mln zł
- (-) wyższe koszty podatków i opłat o 3 mln zł
- (-) wyższe pozostałe koszty operacyjne o 3 mln zł

Pozostała działalność operacyjna

- (+) wyższy wynik na ubezpieczeniach i szkodach losowych o 3 mln zł

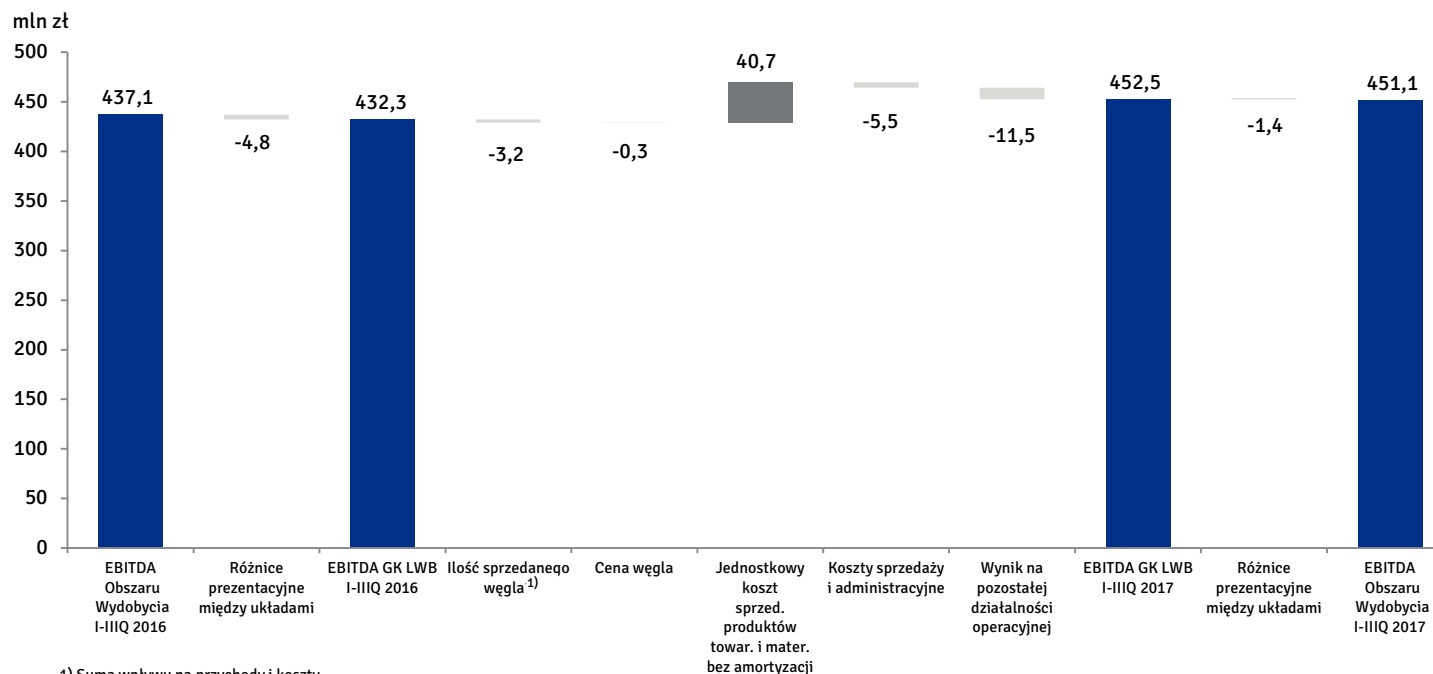
Obszar Wydobywania

[tys. zł]	I-IIIQ 2016	I-IIIQ 2017	Zmiana	Zmiana %	IIIQ 2016	IIIQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	1 314 103	1 307 130	-6 973	-0,5%	465 441	405 013	-60 428	-13,0%
<i>węgiel</i>	1 272 373	1 268 023	-4 350	-0,3%	453 004	393 029	-59 975	-13,2%
<i>pozostałe produkty i usługi</i>	32 673	29 349	-3 324	-10,2%	9 615	8 458	-1 157	-12,0%
<i>towary i materiały</i>	9 057	9 758	701	7,7%	2 822	3 526	704	24,9%
EBIT	158 939	191 436	32 497	20,4%	58 582	44 262	-14 320	-24,4%
Amortyzacja	270 766	259 632	-11 134	-4,1%	88 232	85 572	-2 660	-3,0%
EBITDA	437 057	451 068	14 011	3,2%	154 166	129 834	-24 332	-15,8%
CAPEX	215 109	254 408	39 299	18,3%	62 345	115 375	53 030	85,1%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	11%	11%	-	-	12%	10%	- 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 miał energetyczny, który stanowi 99%, oraz na groszek i orzech.

Głównymi odbiorcami jest energetyka zawodowa i przemysłowa.

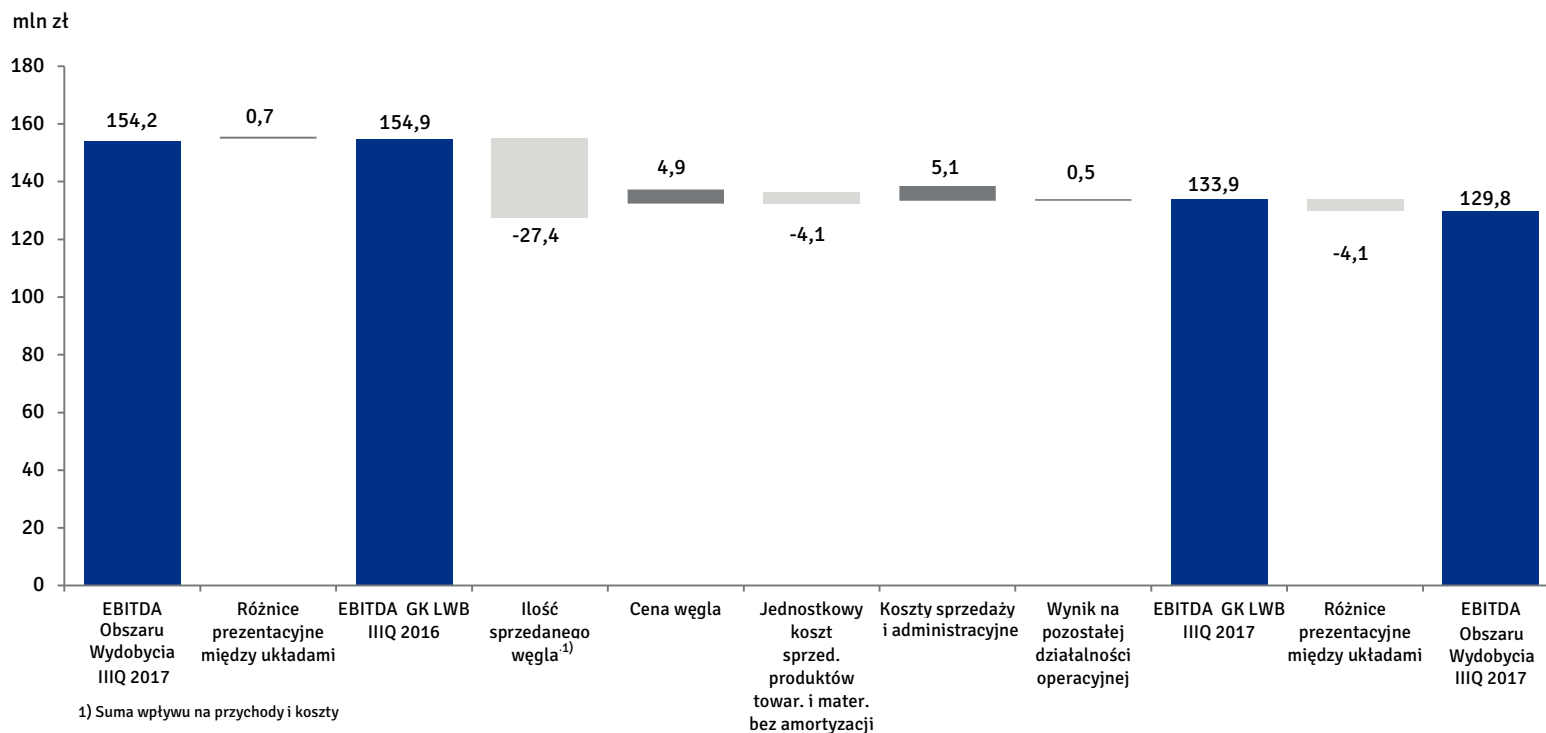


I-IIIQ 2017 Czynniki osiągniętej EBITDA:

- (+) rentowność EBITDA 34,5% I-IIIQ 2017 wobec 33,3% dla I-IIIQ 2016
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży węgla: mniejsza sprzedaż ilościowa (-41 tys. t) przy nieznacznie niższej cenie
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży pozostałych produktów i usług realizowanych poza GK LW Bogdanka przez spółki zależne
- (+) spadek jednostkowego kosztu sprzedanych produktów, towarów i materiałów bez amortyzacji - poprawa efektywności kosztowej przy malejącym wolumenie sprzedanego węgla (-41 tys. t)
- (-) wyższe koszty administracyjne i sprzedaży:
 - koszty sprzedaży – koszty obsługi logistycznej i celnej węgla sprzedawanego na Ukrainę
 - koszty administracyjne – wyższa amortyzacja, wpłaty na PFRON, podatek od nieruchomości; 2016 r. - wysięgowano koszty opcji menedżerskich
- (-) niższy wynik na pozostałej działalności operacyjnej - 2016 r. - rozwiązano rezerwę na odszkodowania dla firmy Budimex w związku z korzystnym wyrokiem Sądu Apelacyjnego
- (-) różnice prezentacyjne dot. sprawozdawczości finansowej GK Enea i GK LW Bogdanka w zakresie amortyzacji

Obszar Wydobywania

[tys. zł]	I-IIIQ 2016	I-IIIQ 2017	Zmiana	Zmiana %	IIIQ 2016	IIIQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	1 314 103	1 307 130	-6 973	-0,5%	465 441	405 013	-60 428	-13,0%
<i>węgiel</i>	1 272 373	1 268 023	-4 350	-0,3%	453 004	393 029	-59 975	-13,2%
<i>pozostałe produkty i usługi</i>	32 673	29 349	-3 324	-10,2%	9 615	8 458	-1 157	-12,0%
<i>towary i materiały</i>	9 057	9 758	701	7,7%	2 822	3 526	704	24,9%
EBIT	158 939	191 436	32 497	20,4%	58 582	44 262	-14 320	-24,4%
Amortyzacja	270 766	259 632	-11 134	-4,1%	88 232	85 572	-2 660	-3,0%
EBITDA	437 057	451 068	14 011	3,2%	154 166	129 834	-24 332	-15,8%
CAPEX	215 109	254 408	39 299	18,3%	62 345	115 375	53 030	85,1%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	11%	11%	-	-	12%	10%	- 2 p.p.	-



IIIQ 2017 Czynniki osiągniętej EBITDA:

- (-) rentowność EBITDA 32,1% IIIQ 2017 wobec 33,1% dla IIIQ 2016
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży węgla: mniejsza sprzedaż ilościowa (-324 tys. t) przy wyższej cenie
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży pozostałych produktów i usług realizowanych poza GK LW Bogdanka przez spółki zależne
- (-) wzrost jednostkowego kosztu sprzedanych produktów, towarów i materiałów bez amortyzacji - stała kontrola kosztów przy znacząco malejącym wolumenie sprzedanego węgla (-324 tys. t)
- (+) spadek kosztów sprzedaży i kosztów administracyjnych:
 - koszty sprzedaży - niższe koszty reklamy i sponsoringu (inny harmonogram wypłat), niższe usługi remontowe dot. wagonów
 - koszty administracyjne - dodatnie saldo rezerw
- (-) różnice prezentacyjne dot. sprawozdawczości finansowej GK Enea i GK LW Bogdanka w zakresie amortyzacji

Obszar Pozostałej działalności

[tys. zł]	I-IIIQ 2016	I-IIIQ 2017	Zmiana	Zmiana %	IIIQ 2016	IIIQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	394 989	418 047	23 058	5,8%	126 441	153 619	27 178	21,5%
EBIT	12 451	10 807	- 1 644	-13,2%	-3 362	7 985	11 347	-
Amortyzacja	19 928	31 201	11 273	56,6%	7 246	10 968	3 722	51,4%
EBITDA	32 379	42 008	9 629	29,7%	3 884	18 953	15 069	388,0%
CAPEX	53 967	40 712	- 13 255	-24,6%	17 693	15 687	- 2 006	-11,3%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	3%	4%	1 p.p.	-	3%	4%	1 p.p.	-

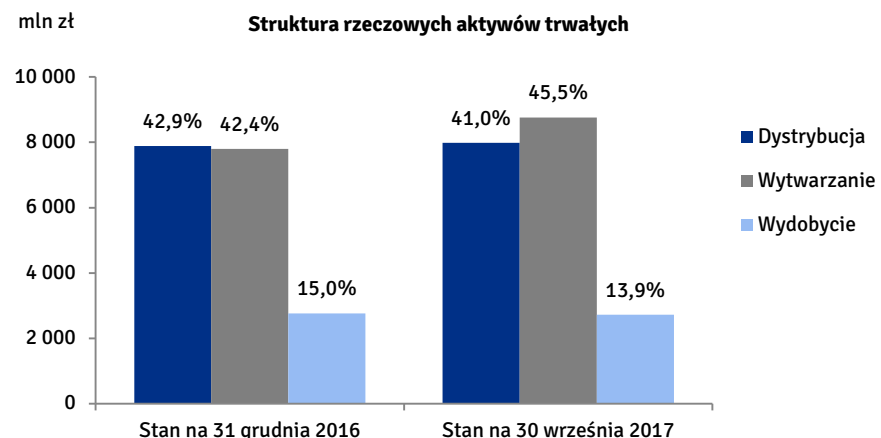


W obszarze Pozostałej działalności prezentowane są spółki z obszarów:

- **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	30 września 2017		
Aktywa trwałe	19 486 599	21 407 814	1 921 215	9,9%
Rzeczowe aktywa trwałe	18 382 498	19 728 566	1 346 068	7,3%
Użytkowanie wieczyste gruntów	74 899	105 723	30 824	41,2%
Wartości niematerialne	370 638	405 323	34 685	9,4%
Nieruchomości inwestycyjne	28 020	27 243	- 777	-2,8%
Inwestycje w jednostkach zależnych, stowarzyszonych i współkontrolowanych	2 518	357 123	354 605	14 082,8%
Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	403 257	497 300	94 043	23,3%
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	42 482	43 304	822	1,9%
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	112	38 960	38 848	34 685,7%
Instrumenty pochodne	40 267	29 558	- 10 709	-26,6%
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	30 690	62 075	31 385	102,3%
Środki zgromadzone w ramach Funduszu Likwidacji Kopalń	111 218	112 639	1 421	1,3%
Aktywa obrotowe	5 049 920	4 348 402	- 701 518	-13,9%
Prawa do emisji CO ₂	417 073	117 956	- 299 117	-71,7%
Zapasy	448 941	717 480	268 539	59,8%
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	1 824 488	1 704 565	- 119 923	-6,6%
Należności z tytułu bieżącego podatku dochodowego	9 541	113 775	104 234	1 092,5%
Aktywa finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	478	477	- 1	-0,2%
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	4 852	14 933	10 081	207,8%
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	2 340 217	1 679 216	- 661 001	-28,2%
Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży	4 330	-	- 4 330	-100,0%
Razem aktywa	24 536 519	25 756 216	1 219 697	5,0%

**Czynniki zmian aktywów trwałych (wzrost 1.921 mln zł):**

- wzrost rzeczowych aktywów trwałych o 1.346 mln zł wynika głównie z przejęcia aktywów EEP oraz odbioru kolejnych etapów budowy bloku 11
- wzrost inwestycji w jednostkach zależnych o 355 mln zł wynika z objęcia nowych udziałów w podwyższonym kapitale Polskiej Grupy Górniczej sp. z o.o., nabycia akcji Polimex-Mostostal SA oraz Elektrowni Ostrołęka SA
- wzrost aktywów finansowych wycenianych w wartości godziwej przez wynik finansowy o 39 mln zł dotyczy wyceny opcji kupna akcji spółki Polimex-Mostostal SA

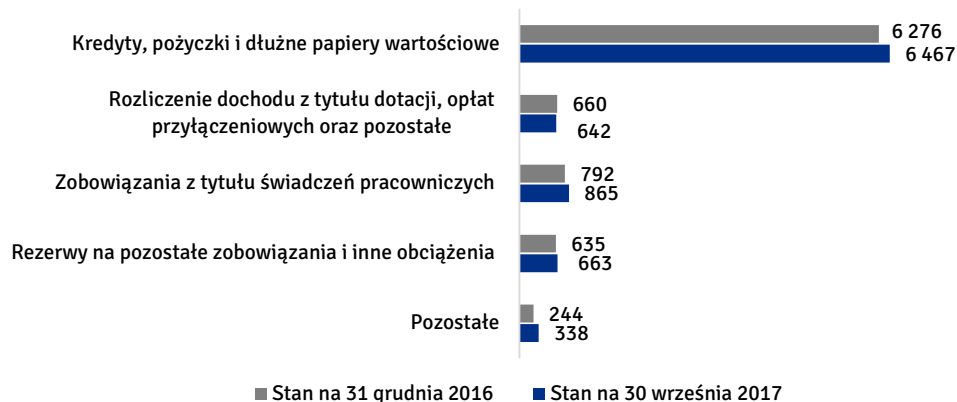
Czynniki zmian aktywów obrotowych (spadek o 702 mln zł):

- spadek wartości praw do emisji CO₂ o 299 mln zł w wyniku umorzenia praw za rok poprzedni
- wzrost zapasów o 269 mln zł wynika z przejęcia majątku EEP (wzrost o zapasy węgla, biomasy, świadczeń pochodzenia)
- spadek środków pieniężnych i ich ekwiwalentów o 661 mln zł wynika ze zrealizowanych płatności związanych z przeprowadzonymi procesami akwizycyjnymi oraz realizacją zadań inwestycyjnych

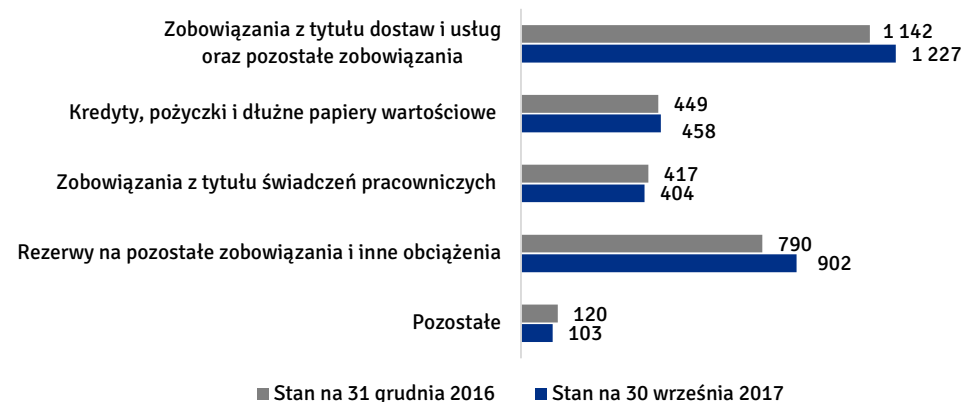
Sytuacja majątkowa – struktura aktywów i pasywów Grupy Kapitałowej Enea

Pasywa [tys. zł]	Na dzień:		Zmiana	Zmiana %
	31 grudnia 2016	30 września 2017		
Razem kapitał własny	13 011 729	13 686 601	674 872	5,2%
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	763	19	2,6%
Pozostałe kapitały	-25 652	-27 101	-1 449	-5,6%
Kapitał rezerwowo z wyceny instrumentów zabezpieczających	33 826	25 405	-8 421	-24,9%
Zyski zatrzymane	7 946 612	8 588 894	642 282	8,1%
Udziały niekontrolujące	835 717	878 158	42 441	5,1%
Razem zobowiązania	11 524 790	12 069 615	544 825	4,7%
Zobowiązania długoterminowe	8 606 757	8 975 463	368 706	4,3%
Zobowiązania krótkoterminowe	2 918 033	3 094 152	176 119	6,0%
Razem pasywa	24 536 519	25 756 216	1 219 697	5,0%

Struktura zobowiązań długoterminowych



Struktura zobowiązań krótkoterminowych



Czynniki zmian zobowiązań długoterminowych (wzrost o 369 mln zł)

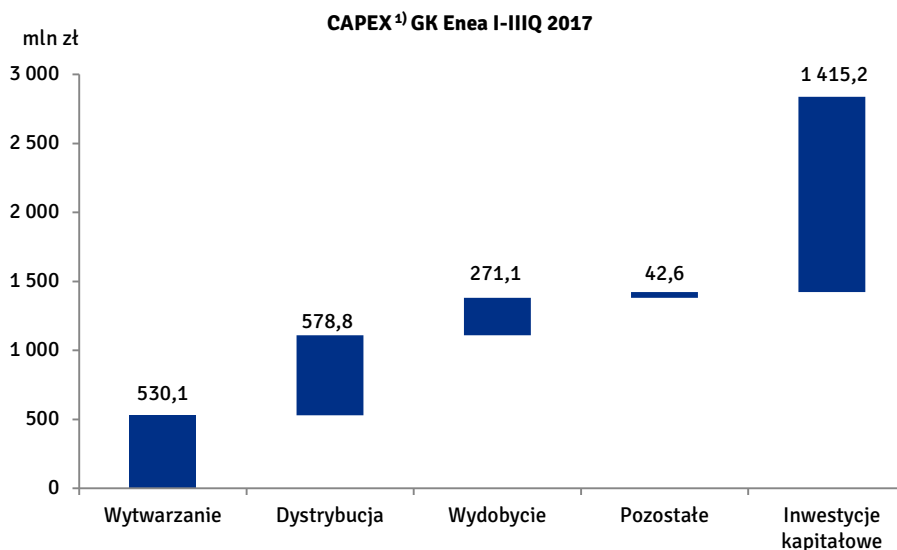
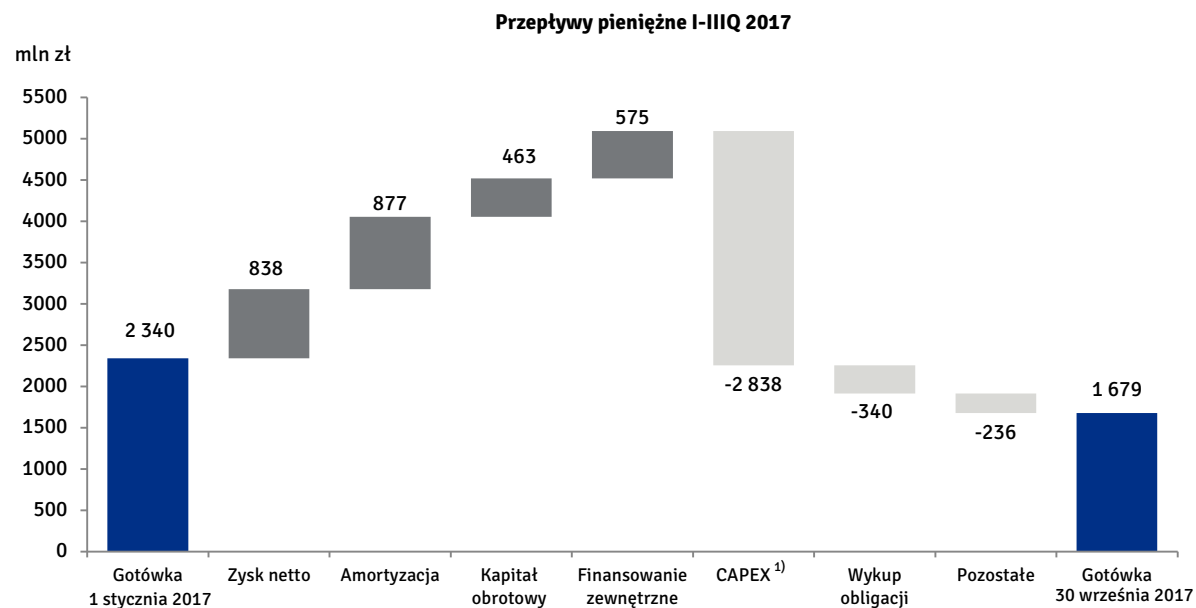
- 191 mln zł wzrost kredytów, pożyczek i dłużnych papierów wartościowych - wynika głównie z uruchomienia kolejnej transzy kredytu w EBI na finansowanie wieloletniego planu inwestycyjnego w celu modernizacji i rozbudowy sieci energetycznych Enea Operator, wyemitowania nowych obligacji w ramach „Umowy Programowej do kwoty 700 mln zł” oraz nowych obligacji w ramach „Umowy Programowej do kwoty 3.000 mln zł”. Ponadto w okresie sprawozdawczym miał miejsce wykup obligacji przez LW Bogdanka oraz spłaty rat kapitałowych kredytu EBI i „Umowy Programowej do kwoty 700 mln zł”
- 73 mln zł wzrost zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych wynika głównie z aktualizacji założeń aktuarialnych
- 28 mln zł wzrost rezerw na pozostałe zobowiązania i inne obciążenia wynika głównie z rezerw na podatek od nieruchomości (inwestycje w zakresie majątku sieciowego) i na potencjalne roszczenia
- 83 mln zł wzrost zobowiązań z tyt. dostaw i usług oraz pozostałe

Czynniki zmian zobowiązań krótkoterminowych (wzrost o 176 mln zł)

- 112 mln zł wzrost rezerw na pozostałe zobowiązania i inne świadczenia - zmiana stanu rezerwy dotyczącej uprawnień do emisji CO₂
- 85 mln zł wzrost zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych

Sytuacja pieniężna Grupy Kapitałowej Enea

Rachunek przepływów pieniężnych [tys. zł]	I-IIIQ 2016	I-IIIQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	1 822 395	2 234 993	412 598	22,6%
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	-1 990 244	-2 828 149	-837 905	-42,1%
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	328 782	-67 845	-396 627	-120,6%
Zwiększenie / (Zmniejszenie) netto stanu środków pieniężnych	160 933	-661 001	-821 934	-510,7%
Stan środków pieniężnych na początek okresu sprawozdawczego	1 822 094	2 340 217	518 123	28,4%
Stan środków pieniężnych na koniec okresu sprawozdawczego	1 983 027	1 679 216	-303 811	-15,3%



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

Analiza wskaźnikowa ¹⁾

	I-IIIQ 2016	I-IIIQ 2017	IIIQ 2016	IIIQ 2017
Wskaźniki rentowności				
ROE -rentowność kapitału własnego	7,5%	8,2%	7,8%	6,3%
ROA -rentowność aktywów	4,1%	4,3%	4,2%	3,3%
Rentowność netto	8,7%	10,0%	9,2%	7,6%
Rentowność operacyjna	11,4%	12,7%	12,5%	10,2%
Rentowność EBITDA	22,0%	23,2%	23,0%	20,8%
Wskaźniki płynności i struktury finansowej				
Wskaźnik bieżącej płynności	2,2	1,4	2,2	1,4
Pokrycie majątku trwałego kapitałami własnymi	67,6%	63,9%	67,6%	63,9%
Wskaźnik zadłużenia ogólnego	45,7%	46,9%	45,7%	46,9%
Dług netto / EBITDA	1,8	2,1	1,8	2,1
Wskaźniki aktywności gospodarczej				
Cykl rotacji należności krótkoterminowych w dniach	56	54	57	53
Cykl rotacji zobowiązań z tyt. dostaw i usług oraz pozostałych w dniach	45	51	47	48
Cykl rotacji zapasów w dniach	31	35	32	33

Zasady sporządzenia sprawozdań finansowych

Skrócone sprawozdania finansowe odpowiednio Enea SA oraz Grupy Kapitałowej Enea zawarte w ramach rozszerzonego skonsolidowanego raportu Enea SA za okres sprawozdawczy 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. 78

Przewidywana sytuacja finansowa

W pierwszych trzech kwartałach 2017 r. GK LW Bogdanka osiągnęła doskonałe wyniki finansowe w porównaniu do analogicznego okresu poprzedniego roku. Podstawowym priorytetem dla tego obszaru pozostają dwa elementy: utrzymanie kosztu jednostkowego wydobycia na dotychczasowym poziomie oraz utrzymanie procesów inwestycyjnych w wysokości zapewniającej realizację zakładanych planów sprzedaży. Na stabilność wyników Wydobycia pozytywny wpływ ma włączenie Elektrowni Połaniec do struktury GK Enea oraz pozyskanie koncesji wydobywczej na nowym polu „Ostrów”, co wpłynęło na zwiększenie zasobu operatywnego LW Bogdanka i pozwala myśleć o rozwoju tego obszaru w perspektywie nie 25, a 50 lat. Obszar Wytwarzania, który w okresie trzech kwartałów 2017 r. odpowiadał za 31% 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 wymuszają stosunkowo długie okresy zawieszenia produkcji energii elektrycznej. Mniejsza produkcja dotychczasowych aktywów wytwórczych będzie rekompensowana przez Blok 11, który zostanie oddany do eksploatacji w grudniu 2017 r. oraz poprzez optymalne wykorzystanie możliwości produkcyjnych dwóch zespołów źródeł wytwórczych, którymi pozostają Elektrownia Kozienice i Elektrownia Połaniec.

Niezmiennie obszarem stabilizującym przepływy finansowe pozostaje Dystrybucja, która w okresie styczeń-wrzesień 2017 r. odpowiadała za 41% wyniku EBITDA GK Enea. Elementami wpływającymi na wyniki tego obszaru pozostają: 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. III kwartał 2017 r. okazał się prawdziwym wyzwaniem dla operatorów sieci dystrybucyjnych w Polsce. Zdarzenia pogodowe o niespotykanej sile miały ogromny wpływ na wskaźniki SAIDI i SAIFI, co może wpłynąć w istotny sposób na obniżenie poziomu EBITDA w obszarze Dystrybucji w 2019 r. Chcąc zapewnić możliwość osiągnięcia wartości wskaźników wyznaczanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki GK Enea konsekwentnie realizuje inwestycje w obszarze sieci, podnosząc bezpieczeństwo i stabilność realizowanych dostaw energii.

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 lepsze r/r wyniki obszaru Obrotu (tak jak w poprzednim okresie 2017r.) największy wpływ mają skutki rozwiązania kontraktów długoterminowych na zakup zielonych praw majątkowych. Ewentualne ryzyko związane z wpływem toczących się sporów z wytwórcami zielonej energii na wyniki kolejnych okresów mitygowane jest zawiązaniem rezerwy na poczet ewentualnych roszczeń.

Pomimo trudnych warunków rynkowych i regulacyjnych, dzięki konsekwentnemu wzrostowi wartości Grupy, poszukiwaniu synergii pomiędzy jej obszarami biznesowymi, GK Enea generuje wyniki finansowe na oczekiwanym poziomie, a sytuacja płynnościowa Grupy jest stabilna.

Pozycja finansowa Grupy pozostaje bezpieczna, między innymi dzięki stosunkowo wysokiej ilości środków pieniężnych, których stan na koniec września 2017 r. wraz z krótkoterminowymi aktywami finansowymi utrzymywanymi do terminu wymagalności oraz aktywami finansowymi wycenianymi w wartości godziwej przez wynik wyniósł ok. 1,679 mld zł. Dzięki dyscyplinie kosztowej, nieustannym poszukiwaniu optymalizacji kosztowych oraz dbałości o odpowiednie wykorzystanie zasobów Grupa w korzystny sposób zapewnia finansowanie inwestycji ze środków własnych, jak i pochodzących z instytucji finansujących.

Dzięki coraz lepszym wynikom, bezpiecznej pozycji gotówkowej oraz dostępności finansowania Grupa Enea konsekwentnie realizuje rozległy program CAPEX (nakładów inwestycyjnych) obejmujący przede wszystkim obszar Wytwarzania oraz sieć dystrybucyjną.

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 III 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 III kwartał 2017 r., tj. na 23 listopada 2017 r.

Akcyonariusz	Liczba akcji / liczba głosów na WZ	Udział w kapitale zakładowym / udział w ogólnej liczbie głosów
Skarb Państwa	227 364 428	51,50%
PZU TFI	43 959 339	9,96%
Pozostali	170 118 811	38,54%
RAZEM	441 442 578	100,00%

Od dnia publikacji poprzedniego raportu kwartalnego, tj. od 25 maja 2017 r. jedyna zmiana w strukturze akcjonariatu dotyczyła zmniejszenia się udziału funduszy zarządzanych przez TFI PZU poniżej progu 10% ogólnej liczby głosów w Spółce. Szczegółowe informacje w tym zakresie zostały przekazane w raporcie bieżącym nr 25/2017 z 27 czerwca 2017 r.

Notowania akcji Enea SA na Giełdzie Papierów Wartościowych

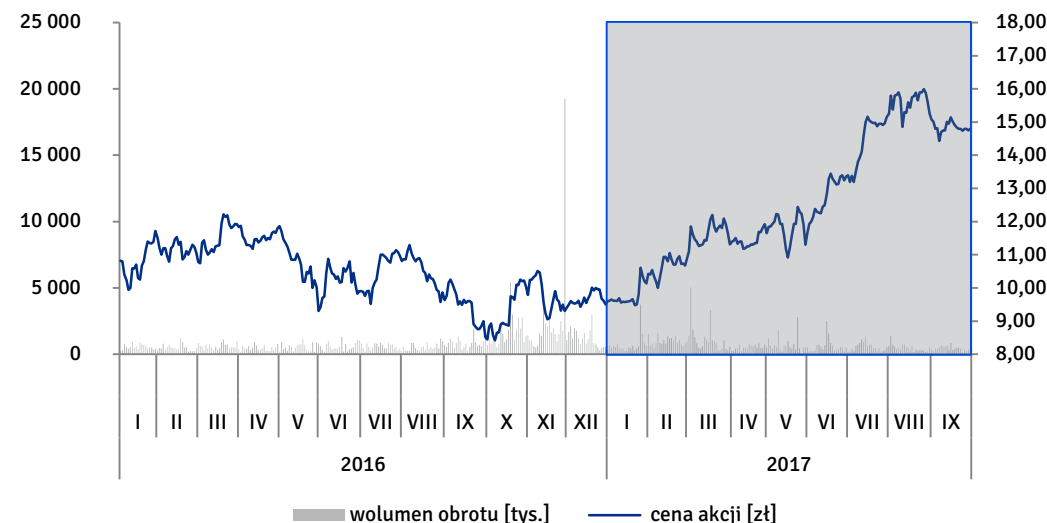
Akcje Enea SA notowane są na Giełdzie Papierów Wartościowych (GPW) od 17 listopada 2008 r. Udział akcji Spółki w indeksach na 30 września 2017 r.



Poniższa tabela przedstawia dane dotyczące akcji Spółki w okresie styczeń – wrzesień 2017 r.

Dane	I-IIIQ 2017
Liczba akcji [szt.]	441 442 578
Minimum [zł]	9,48
Maximum [zł]	15,99
Kurs na koniec okresu [zł]	14,80
Kurs na początek okresu [zł]	9,60
Średni wolumen [szt.]	687 480

Notowania akcji Enea SA w latach 2016-2017



W okresie od 1 stycznia do 30 września 2017 r. kurs akcji Enei wzrósł z 9,60 zł do 14,80 zł, tj. o 5,20 zł, czyli 54,2%. Najwyższy kurs w tym okresie akcje Enei osiągnęły 28 sierpnia, natomiast najniższy - 23 stycznia 2017 r.

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





5. Władze

Skład osobowy Zarządu Enea SA

Od początku 2017 r. do 24 sierpnia 2017 r. w skład Zarządu Spółki wchodziły następujące osoby: Mirosław Kowalik - Prezes Zarządu, Wiesław Piosik - Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych, Piotr Adamczak - Wiceprezes Zarządu ds. Handlowych oraz Mikołaj Franzkowiak - Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych.

24 sierpnia 2017 r. Rada Nadzorcza Spółki podjęła uchwały w przedmiocie odwołania ze składu Zarządu Enea SA Wiesława Piosika, tj. Wiceprezesa ds. Korporacyjnych i Mikołaja Franzkowiaka, tj. Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych. Równocześnie Rada Nadzorcza delegowała z tym samym dniem Członka Rady Nadzorczej, Rafała Szymańskiego, do czasowego wykonywania czynności Wiceprezesa ds. Korporacyjnych Enea SA na okres nieprzekraczający trzech miesięcy do czasu powołania nowego Członka Zarządu ds. Korporacyjnych Enea SA. 22 września Rada Nadzorcza Spółki podjęła uchwałę o powołaniu z dniem 1 października 2017 r. Piotra Olejniczaka na stanowisko Członka Zarządu ds. Finansowych, a 5 października uchwałę o powołaniu z dniem 10 października 2017 r. Zbigniewa Piętka na stanowisko Członka Zarządu ds. Korporacyjnych.

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.



Zbigniew Piętka

Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych

Z branżą energetyczną związany jest od prawie 40 lat. Od 2016 r. był zastępcą Dyrektora Urzędu Morskiego w Szczecinie ds. technicznych. W latach 2009-2014 pracował jako oficer elektro-automatyk w Polskiej Żegludce Morskiej, z którą był również związany na początku swojej kariery w latach 1981-1994. W latach 2007-2008 był Wiceprezesem Enei ds. Infrastruktury. Doświadczenie menadżerskie zdobywał również w Zarządzie Morskich Portów Szczecin-Świnoujście, gdzie w latach 1994-2007 był kierownikiem Działu Energetycznego – Głównym Energetykiem.

Zbigniew Piętka jest absolwentem Wydziału Elektrycznego Politechniki Szczecińskiej. Ukończył również studia podyplomowe na Politechnice Warszawskiej z zakresu zarządzania przedsiębiorstwem energetycznym w warunkach rozwoju rynków energii.

Zakres kompetencji: Nadzór i koordynacja nad wszystkimi zagadnieniami związanymi z Ładem Korporacyjnym, nadzorem właścicielskim, 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.



Piotr Olejniczak

Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych

Piotr Olejniczak od początku kariery zawodowej związany jest z finansami przedsiębiorstw. Posiada ponad 20-letnie doświadczenie zdobyte w czołowych firmach doradczych, w których pełnił funkcje na stanowiskach menadżerskich. Od 2015 r. prowadził własną działalność gospodarczą, w tym doradczą. Wcześniej w latach 2008-2015 był dyrektorem Departamentu Rynków Kapitałowych w firmie IPOPEMA Securities. Przez siedem lat pracował dla KPMG Advisory jako menadżer oraz wicedyrektor w zespole Corporate Finance. Piotr Olejniczak w latach 1996-2001 był związany z BRE Corporate Finance, gdzie awansował od stanowiska Senior Consultant do Area Manager. Prace zawodową rozpoczynał w firmie Doradca Consultants Ltd. jako młodszy konsultant w Departamencie Doradztwa Finansowego.

Piotr Olejniczak jest absolwentem Wydziału Ekonomii Uniwersytetu Gdańskiego. Studiował również w ramach stypendium finanse oraz język niemiecki w FHTW Berlin (obecnie Hochschule für Wirtschaft und Recht Berlin) oraz na Uniwersytecie Johanna Wolfganga Goethego we Frankfurcie nad Menem. Ukończył również studia podyplomowe na Uniwersytecie Warszawskim z prawa spółek i prawa rynku kapitałowego. Brał udział w licznych szkoleniach dotyczących m.in. fuzji i przejęć.

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 23 listopada 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 reperywacyjnych, 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 adwokatów 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.

Z dniem 24 sierpnia 2017 r. delegowany do czasowego wykonywania czynności Członka Zarządu ds. Korporacyjnych Enea SA na okres nieprzekraczający trzech miesięcy do czasu powołania nowego Członka Zarządu ds. Korporacyjnych Enea SA.

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 Bezpieczeństwa. Wcześniej był związany m.in. ze spółką Międzynarodowe Targi Poznańskie w Poznaniu.

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

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 SA. 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 radcy prawnego, która świadczy kompleksowe usługi prawne dla klientów indywidualnych i korporacyjnych. Od 1 września 2017 r. wykonuje zawód radcy prawnego w Kancelarii Radcy Prawnego Rafał Bargiel w Bielsku - Białej. Wcześniej prowadził własną kancelarię adwokacką.

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
Piotr Kossak ¹⁾	Przewodniczący
Małgorzata Niezgoda	Członek
Roman Stryjski ²⁾	Członek
Piotr Mirkowski ²⁾	Członek
Rafał Bargiel ²⁾	Członek
Stawomir Brzeziński	Członek
Wojciech Klimowicz	Członek

Komitet ds. Nominacji i Wynagrodzeń

Imię i nazwisko	Funkcja
Rafał Szymański	Przewodniczący
Piotr Kossak ¹⁾	Członek
Rafał Bargiel ²⁾	Członek
Piotr Mirkowski ²⁾	Członek
Tadeusz Mikłosz	Członek
Paweł Skopiński	Członek

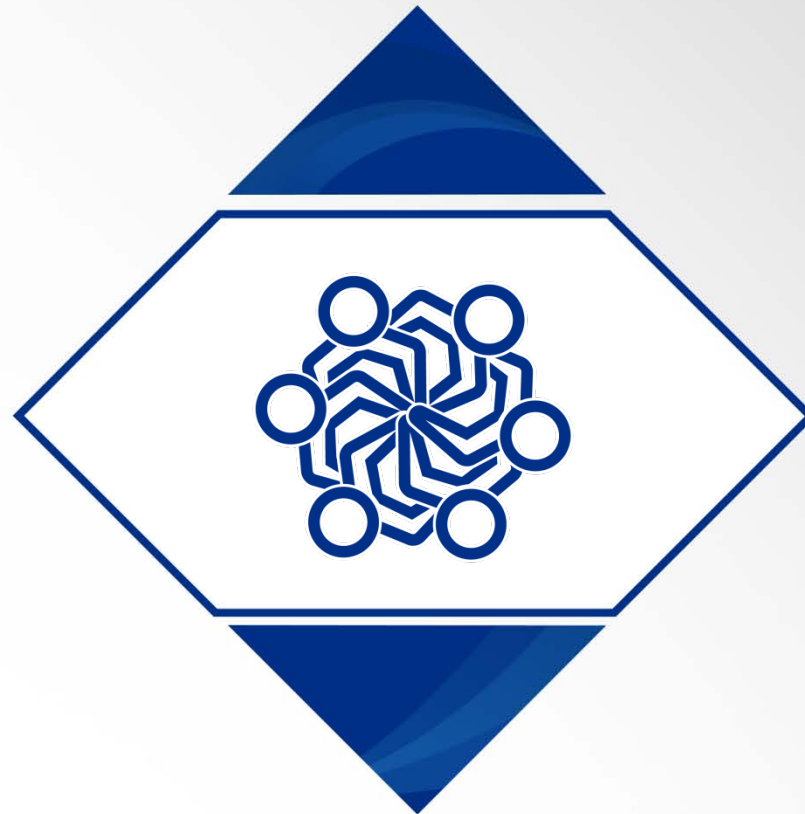
1) Członek niezależny w rozumieniu art. 129 ust. 1 pkt 3 Ustawy z 11 maja 2017 r. o biegłych rewidentach, firmach audytorskich oraz nadzorze publicznym i w rozumieniu zasad ładu korporacyjnego ujętych w zbiorze Dobre Praktyki Spółek Notowanych na GPW 2016

2) Członek niezależny w rozumieniu art. 129 ust. 1 pkt 3 Ustawy z 11 maja 2017 r. o biegłych rewidentach, firmach audytorskich oraz nadzorze publicznym

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

Imię i nazwisko	Funkcja	Liczba akcji Enea SA na 25 maja 2017 r.	Liczba akcji Enea SA na 23 listopada 2017 r.
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 rostało 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 prognostycznych 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.

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 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 września 2017 r. wyniosła 186.118, a więc zwiększyła się od końca grudnia 2016 r. o 12.260 (7,1%). Natomiast wśród gospodarstw domowych (grupa taryfowa G) z zasady TPA wg stanu na koniec września 2017 r. skorzystało 529.023 klientów, co oznacza wzrost o 66.393 (14,4%) 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 III 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.

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 oznaczana 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.

Rating

Istotne znaczenie dla realizacji zamierzeń inwestycyjnych Grupy ma podtrzymanie 30 czerwca 2017 r. przez agencję Fitch Ratings długoterminowego ratingu Enei w walucie krajowej i zagranicznej na poziomie „BBB”. Agencja potwierdziła i jednocześnie wycofała z przyczyn kontraktowych krajowy rating długoterminowy na poziomie „A+(pol)” ze stabilną perspektywą. Fitch Ratings prowadzi ocenę ryzyka kredytowego Spółki od 2011 r.

1) bip.me.gov.pl/files/upload/21394/Wnioski%20z%20analiz%20prognostycznych_2014-08-11.pdf

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

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 spoteczną.

Związki zawodowe Lubelskiego Węgla Bogdanka protestują przeciwko wprowadzaniu Ładu Korporacyjnego Grupy Enea. Nie może to jednak być powodem wszczęcia sporu zbiorowego, ponieważ katalog Ustawy o rozwiązywaniu sporów zbiorowych wymienia szczegółowo sprawy, które mogą być przyczyną wszczęcia sporu.

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 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej Enea za okres 1 stycznia - 30 września 2017 r.

Długofalowy rozwój rynku energii

16 lutego 2016 r. Rząd RP przyjął „Plan na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju Polski¹⁾”. 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 spotecznym 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 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. – wolumeny obrotu energią elektryczną na rynku terminowym TGE w okresie trzech kwartałów były niższe względem ubiegłego roku o 36%. Spadek na rynku RDN (spot) był mniejszy i wyniósł 9%, 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 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. Rozporządzenie Ministra Energii z 11 sierpnia 2017 r. określające poziom obowiązku na lata 2018-2019 (odpowiednio 17,5% i 18,5%) poprawiło perspektywę długoterminowego rozładowania nadwyżki 25 TWh, co przetożyło się na dość silny wzrost cen do poziomu 61 zł/MWh, a następnie spadek do ok. 40 zł/MWh.

W obszarze PMOZE_BIO (świadectw pochodzenia energii z biogazu rolniczego) sytuacja diametralnie zmieniła się w stosunku do obowiązku umorzeniowego dla 2016 r. i obecnie ceny tych praw (ponad 312 zł/MWh) kształtują się powyżej opłaty zastępczej, uwzględniając premię z tytułu możliwości odliczenia akcyzy (20 zł/MWh) dla realizacji obowiązku poprzez umorzenie świadectw pochodzenia.

Dla PMEF (efektywność energetyczna) po rozstrzygnięciu 20 lipca 2017 r. piątego przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej należy spodziewać się dużej nadpodaży PMEF na rynku – co znajduje już odzwierciedlenie w dużym dyskoncie notowań giełdowych (ok. 500 zł/toe w stosunku do opłaty zastępczej 1.500 zł/toe).

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. zostały uwolnione ceny dla pozostałych odbiorców biznesowych. Obowiązek przedkładania Prezesowi URE taryf do zatwierdzenia pozostanie tylko w segmencie gospodarstw domowych.

Zgodnie z nowelizacją Ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym, na przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą nałożony został obowiązek utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w wielkości odpowiadającej co najmniej 30-dniowemu średniemu dziennemu przywozowi tego gazu.

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). Umowy te uległy rozwiązaniu.

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.

Aktualnie przed Sądem Okręgowym w Poznaniu toczą się dwie sprawy o ustalenie bezskuteczności wypowiedzenia (odstąpienia) przez Enea SA od umów sprzedaży praw majątkowych. Dodatkowo toczą się postępowanie przeciwko Enea SA o zapłatę tytułem wynagrodzenia za prawa majątkowe, które wynikały z potrącenia płatności za szkodę wyrządzoną Enea SA powstałą wskutek niewykonania przez kontrahentów obowiązku kontraktowego przystąpienia w dobrej wierze do renowacji kontraktów długoterminowych na sprzedaż praw majątkowych zgodnie z obowiązującą stroną klauzulą adaptacyjną.

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

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 przetoży się na zmianę cen dostarczanych miałom energetycznych. Kierunek zmian nie jest jednoznaczny, niemniej jednak jako podstawowy składnik kosztu generacji krajowej energii elektrycznej wprowadza dodatkowe ryzyka związane z procesem kontraktacji terminowej.

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

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 objęła po 25% kapitału akcyjnego, uzyskując w ten sposób po 25% głosów na walnym zgromadzeniu akcjonariuszy.

Otoczenie regulacyjne

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. Niezależnie od powyższego działalność Grupy regulowana jest poprzez bieżący kształt krajowego systemu prawnego określającego ramy prowadzenia działalności gospodarczej w Polsce, w tym w szczególności w zakresie systemu podatkowego, ochrony konkurencji i konsumentów, prawa pracowniczego czy ochrony środowiska. Nie można wykluczyć, iż zmiany w ww. obszarach tak na gruncie konkretnych aktów prawnych jak i indywidualnych interpretacji odnoszących się do istotnych obszarów działalności Grupy mogą stać się źródłem potencjalnych zobowiązań spółek z Grupy.

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

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).¹⁾

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 (Rozdział 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.

Nowelizacja ustawy o OZE

14 sierpnia 2017 r. Prezydent RP podpisał nowelizację ustawy z 20 lutego 2015 r. o OZE. Jak wskazano w uzasadnieniu do projektu ustawy jej celem jest wprowadzenie rozwiązania ułatwiającego zrównoważony rozwój w obszarze odnawialnych źródeł energii poprzez zmianę wysokości jednostkowej opłaty, będącej elementem pozwalającym na uelastycznienie rynku zielonych certyfikatów, oraz – w perspektywie długoterminowej – zmniejszenie nadpodaży certyfikatów na tym rynku. Powyższy cel ma zostać osiągnięty w szczególności poprzez „urynkowanie” poziomu tzw. opłaty zastępczej.

Na mocy nowelizacji zrezygnowano ze stałej wartości opłaty zastępczej, a w to miejsce powiązano jej wysokość z rynkowymi cenami praw majątkowych wynikających ze świadectwa pochodzenia. Dodatkowo, zmianie uległa opłata (sposób jej wyznaczenia) za wpis do rejestru świadectw pochodzenia.

Ustawa z 20 lipca 2017 r. - Prawo wodne

2 sierpnia 2017 r. Prezydent RP podpisał ustawę Prawo wodne. Ustawa ta zastępuje obowiązującą ustawę z 2001 r., która reguluje gospodarowanie wodami, w tym kształtowanie i ochronę zasobów wodnych, korzystanie z wód oraz zarządzanie zasobami wodnymi, sprawy własności wód oraz gruntów pokrytych wodami, a także zasady gospodarowania tymi składnikami w odniesieniu do majątku Skarbu Państwa. Zmiana ustawy związana jest z implementacją wymagań dyrektywy Parlamentu Europejskiego ustanawiającej ramy wspólnotowego działania w dziedzinie polityki wodnej. Ustawa likwiduje zwolnienia z opłat z tytułu gospodarczego wykorzystania wody do celów energetycznych, jak również wprowadza dodatkowe opłaty z tego tytułu począwszy od 2018 r.

Projekt ustawy o rynku mocy

W lipcu 2017 r. do Sejmu RP został przekazany projekt ustawy o rynku mocy. Głównym celem przygotowywanych przepisów jest zapewnienie ciągłości i stabilności dostaw energii elektrycznej dla przemysłu i gospodarstw domowych. Intencją jest stworzenie zachęt do inwestycji i działań modernizacyjnych w energetyce. Rynek ten będzie dotyczył tzw. mocy dyspozycyjnej netto, którą mogą oferować wytwórcy oraz sterowane odbiory energii. Zgodnie z projektem ustawy celem rynku mocy jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii w horyzoncie średnio i długoterminowym – tzw. wystarczalności mocy wytwórczych. Głównym elementem rynku mocy mają być aukcje, które będą organizowane przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Zgodnie z projektem koszty rynku mocy mają ponosić odbiorcy końcowi energii w postaci dodatkowej opłaty.

Projekt ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych

W kwietniu 2017 r. Ministerstwo Energii opublikowało projekt ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych. Zgodnie z proponowanymi zapisami dużą rolę w rozwoju kluczowej dla rozwoju elektromobilności infrastruktury ładowania mają wziąć na siebie Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych (OSD). Zgodnie z projektem ww. ustawy OSD zostanie zobowiązany do przygotowania programu budowy ogólnodostępnych punktów ładowania oraz związanych z tą budową przedsięwzięć niezbędnych do przyłączenia tych punktów do sieci w gminach położonych na obszarze swojego działania, objętych ustawą. W przypadku nierozstrzygnięcia przewidzianych przez ustawę konkursów na operatorów infrastruktury, OSD będzie zobowiązany do wybudowania i zarządzania ogólnodostępnym punktem ładowania. OSD, jako operator infrastruktury, będzie jednocześnie zobowiązany zapewnić dostęp wszystkim dostawcom usługi ładowania na równoprawnych zasadach. Projekt ustawy przewiduje przy tym liczne ulgi i zachęty dla właścicieli infrastruktury ładowania.

1) Od 16 listopada 2017 r. Enea Serwis sp. z o.o.

Uprawnienia 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 rzeczywiście poniesionych nakładów jest bazą do otrzymania uprawnień.

W roku 2017 prowadzone są prace związane z możliwością wykorzystania nieprzyznaných 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.

Dotychczas 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

Polska realizuje zgodnie z planem założenia sprzedaży 85,88 mln uprawnień do emisji CO₂ w 2017 r. 14,99 mln pochodzi z uprawnień niesprzedanych w 2016 r., a 70,89 mln stanowi wolumen pierwotnie przewidziany do sprzedaży w 2017 r. Miejscem sprzedaży polskich jednostek EUA jest 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 jest 4,857 mln EUA. W okresie styczeń-wrzesień 2017 r. Polska sprzedała 61,59 mln uprawnień do emisji CO₂.

W instytucjach Unii Europejskiej trwają aktualnie prace związane z IV fazą systemu EU ETS. Postulaty zaprezentowane w okresie trzech kwartałów 2017 r. są poddawane konsultacjom Komisji Europejskiej, Rady UE oraz Parlamentu Europejskiego (tzw. trilogue). Rynek oczekuje, że w okresie prezydencji Estonii w Radzie UE zostanie uzgodniona finalna wersja porozumienia, która stworzy 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	4,97	30 023 500	35%
21 czerwca 2017 r.	4 857 000	4,95	34 880 500	41%
5 lipca 2017 r.	4 857 000	5,10	39 737 500	46%
19 lipca 2017 r.	4 857 000	5,39	44 594 500	52%
2 sierpnia 2017 r.	2 428 500	5,29	47 023 000	55%
16 sierpnia 2017 r.	2 428 500	5,62	49 451 500	58%
30 sierpnia 2017 r.	2 428 500	6,02	51 880 000	60%
13 września 2017 r.	4 857 000	6,95	56 737 000	66%
27 września 2017 r.	4 857 000	6,75	61 594 000	72%
11 października 2017 r.	4 857 000	7,40	66 451 000	77%
25 października 2017 r.	4 857 000	7,41	71 308 000	83%
8 listopada 2017 r.	4 857 000	7,62	76 165 000	89%
22 listopada 2017 r.	4 857 000	7,46	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 uzyskać dodatkowy czas na dostosowanie jednostek wytwórczych do zaostrzonych norm emisji zanieczyszczeń do powietrza.

17 sierpnia 2017 r. w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej opublikowano tzw. konkluzje BAT (kBAT) dla dużych obiektów energetycznego spalania (Decyzja wykonawcza Komisji (UE) 2017/1442 z 31 lipca 2017 r. ustanawiająca konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE). Opublikowane kBAT wprowadzają m.in. bardziej restrykcyjne (niż w dyrektywie IED) wymogi dla takich zanieczyszczeń, jak: dwutlenek siarki, tlenki azotu i pył. Dopuszczalnymi poziomami emisji (BAT – AELs) objęte zostały także dodatkowe substancje: rtęć, chlorowodór, fluorowodór i amoniak. Zgodnie z wymogami określonymi w kBAT, począwszy od 17 sierpnia 2017 r. rozpoczął się 4-letni okres dostosowawczy.

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]	
I-IIIQ 2017	7 297,36	0,722	3 867,6	9 626,71	0,953	5 102,2	213,73	0,021	74,8	10 102 664,93
I-IIIQ 2016	7 014,77	0,677	3 717,8	10 905,00	1,052	5 779,7	323,40	0,031	113,2	10 364 772,85
Zmiana %	4,03	6,65	4,03	-11,72	-9,41	-11,72	-33,91	-32,26	-33,91	-2,53

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]	
I-IIIQ 2017	5 179,53	0,904	2 745,15	9 218,23	1,61	4 885,66	400,16	0,07	140,05	5 728 713,60
I-IIIQ 2016	5 602,05	0,881	2 969,09	11 680,14	1,84	6 190,47	438,41	0,07	153,44	6 356 103,30
Zmiana %	-7,54	2,61	-7,54	-21,08	-12,50	-21,08	-8,72	-	-8,73	-9,87

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-IIIQ 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	6 535,66		161,87		nd.	
	roczny pułap	12 522,0	52,19	1 502,70	10,77	nd.	nd.
Elektrociepłownia Białystok	emisja	1 205,05		39,77		212,93	
	roczny pułap	2 666,56	45,19	215,69	18,44	1 347,75	15,80
Razem	emisja	7 740,71		201,64		212,93	
	roczny pułap	15 189,06	50,96	1 718,39	11,73	1 347,75	15,80

W okresie pierwszych trzech kwartałów 2017 r. nie stwierdzono przekroczeń standardów emisyjnych określonych w pozwoleniu zintegrowanym.

Enea Elektrownia Połaniec

Enea Połaniec SA korzysta z derogacji wynikającej z dyrektywy IED – derogacja naturalna 17.500 godzin, którą objęty jest kocioł nr 1. Do końca września 2017 r. z limitu 17.500 godzin wykorzystano 3.653 godziny, w tym, w samym 2017 r., wykorzystano 1.464 godziny (617 godzin w III kwartale 2017 r.). W okresie pierwszych trzech kwartałów 2017 r. nie stwierdzono przekroczeń standardów emisyjnych określonych w pozwoleniu zintegrowanym.

Taryfa 2017 – dystrybucja energii elektrycznej

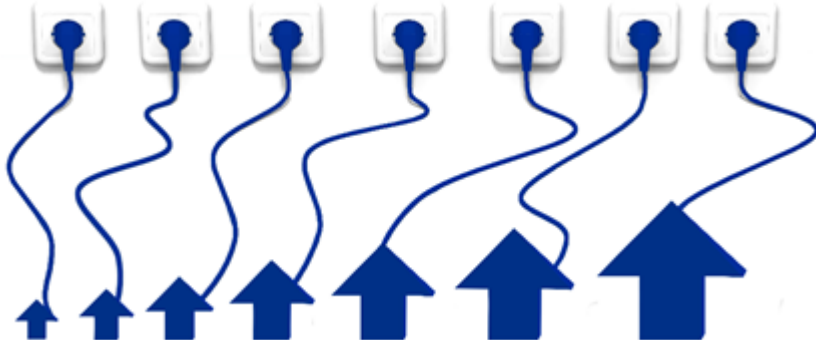
Szczegółowe zasady kalkulowania taryf reguluje ustawa Prawo energetyczne oraz stosowne rozporządzenia dotyczące taryf. Zgodnie z ustawą Prawo energetyczne taryfy koncesjonowanego przedsiębiorstwa energetycznego zatwierdzane są przez Prezesa URE.

Taryfa dla Enei Operator na 2017 r. 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 2017 r. spowodowały zmiany średnich płatności dla Klientów w poszczególnych grupach taryfowych w odniesieniu do 2016 r.:

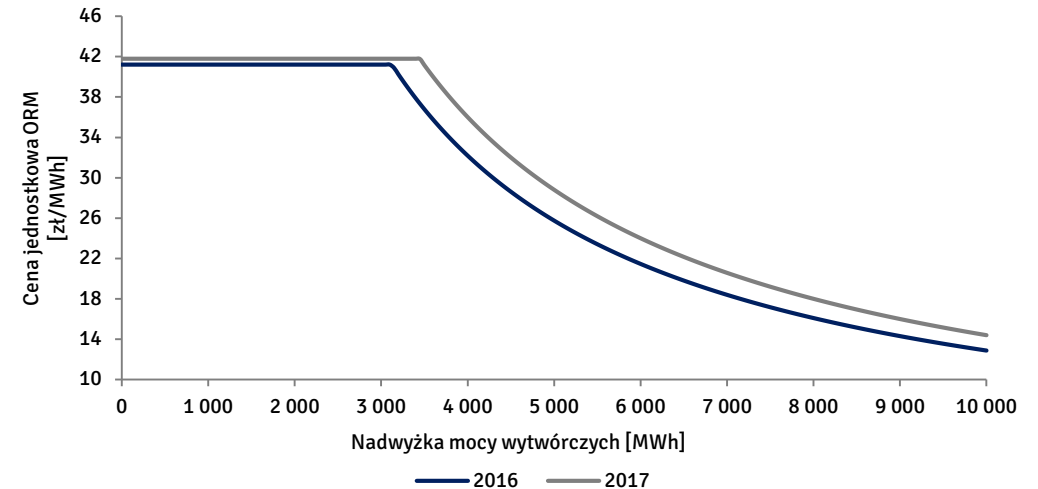
- grupa taryfowa A – wzrost o 0,96%
- grupa taryfowa B – wzrost o 5,73%
- grupa taryfowa C – wzrost o 4,91%
- grupa taryfowa G – wzrost o 5,61%

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).

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

Grupa Enea opublikowała raport zrównoważonego rozwoju za 2016 r.

Na początku III kwartału 2017 r. Grupa Enea opublikowała szósty „Raport zrównoważonego rozwoju Grupy Enea za 2016 r.” obejmujący okres od 1 stycznia do 31 grudnia 2016 r. Podobnie jak w latach poprzednich raportowanie danych niefinansowych zostało przygotowane w zgodzie z wytycznymi międzynarodowego standardu Global Reporting Initiative G4 na poziomie aplikacji Core. To piąty raport Enei ujawniający dane pozafinansowe w formie online, jedynie pierwszy był wydany w formie tradycyjnego wydawnictwa. Z dokumentem można się zapoznać na dedykowanej, interaktywnej stronie internetowej opublikowanej w języku polskim i angielskim.



Raport prezentuje najważniejsze zagadnienia z perspektywy odpowiedzialnego biznesu i zrównoważonego rozwoju dla Grupy Enea, czyli tzw. istotne aspekty raportowania zrównoważonego rozwoju. Opisują one skalę i charakter wpływu działalności Grupy na otoczenie społeczne oraz realizowane i planowane przez nią inwestycje na rzecz ochrony środowiska. W pracach nad opracowaniem danych do raportu CSR uczestniczą Pracownicy ze wszystkich raportujących spółek: zarówno koordynatorzy CSR w spółkach Grupy, jak i Pracownicy odpowiedzialni za kluczowe obszary. Proces raportowania koordynuje dedykowana jednostka organizacyjna odpowiedzialna za CSR w Enea SA.

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 dofinansowania kwotą 2.000 zł.

Wolontariat pracowniczy oraz akcje dobroczynne

- Wolontariusze Grupy wsparli działania edukacyjne podczas Pikniku p.n. „Polak Mały” z okazji Dnia Dziecka, które co roku organizuje Kancelaria Prezesa Rady Ministrów. Wolontariusze Ratownicy m.in. przeprowadzili szkolenia z pierwszej pomocy.
- Załoga Enei wzięła udział w drugiej edycji Charytatywnych Regat Żeglarskich PHN-GDYNIA RACING 2017. Zawody odbyły się na wodach Zatoki Gdańskiej. Regaty tradycyjnie połączone z akcją charytatywną. Wszystkie startujące załogi przekazały darowiznę na rzecz Hospicjum dla Dzieci „Bursztynowa Przystań” w Gdyni prowadzonego przez Stowarzyszenie Hospicjum im. św. Wawrzyńca. Łącznie na opiekę hospicyjną podopiecznych zebrano 168 tys. zł.
- Rewitalizacja ogrodu przy Centrum Wspierania Rodzin w Poznaniu (Dawny Dom dziecka nr 1 przy ul. Swoboda). W działaniach uczestniczyło 40 osób z różnych firm i instytucji (m.in. wolontariusze Fundacji Enea oraz wolontariusze Banku BZ WBK).
- 50 Pracowników (10 drużyn) z Grupy Enea pobiegło w corocznym charytatywnym biegu sztafetowym Poznań Business Run. Tegoroczna, szósta edycja tego sportowo-charytatywnego wydarzenia pozwoliła z samego tylko wpisowego zebrać w całej Polsce 1,5 mln zł. Jak co roku środki te zostaną przeznaczone na wsparcie osób z niepełnosprawnością – podopiecznych Fundacji Poland Business Run.
- Korepetycje dla podopiecznych placówki Socjalizacyjnej „Panda” w Kozienicach – 10 wolontariuszy Enei Wytwarzanie od początku września udziela korepetycji z przedmiotów ścisłych oraz języków obcych 25-osobowej grupie dzieci w wieku szkolnym.
- Wolontariat kompetencyjny - kontynuacja rozwoju wolontariatu kompetencyjnego poprzez realizację programów „Nie taki prąd straszny” oraz „Pierwsza pomoc - ratownictwo przedmedyczne”.



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

**Celowe Projekty
Fundacji Enea
– Enea Akademia Talentów**

1 września 2017 r. wystartowała Enea Akademia Talentów. Jest to program skierowany do uczniów szkół podstawowych (od V klasy wzwyż) i gimnazjów, którzy mają udokumentowane osiągnięcia i rozwijają swoje talenty w nauce, sztuce lub sporcie. Zgłaszać mogą się również publiczne szkoły podstawowe i gimnazjalne, które zamierzają realizować projekty wspierające rozwój zainteresowań swoich uczniów. Program kierowany jest do uczniów i placówek z tych obszarów Polski, na których Grupa Enea jest szczególnie aktywna biznesowo. To przede wszystkim województwa północno-zachodnie, a także okolice Koźienic, Połańca, Białogostoku i Łęcznej na Lubelszczyźnie.

Na uczniów czekają stypendia o wartości 3.000 zł, a na zwycięskie szkoły granty w wysokości 10.000 zł.

Zgłoszenia do Akademii Talentów przyjmowane były do 15 października, a laureatów poznamy 10 stycznia 2018 r.

**AKADEMIA
TALENTÓW**

TWOJE DZIECKO - ENERGIĄ ŚWIATA

Potęga  poMocy

Program grantowy

Pierwsza edycja Potęgi poMocy za nami. Dotychczas zrealizowano dwa z trzech zwycięskich projektów:

- w lipcu odbył się festyn dla pacjentów Kliniki Onkologii Dziecięcej ze Szpitala Klinicznego im. Karola Jonschera w Poznaniu. Projekt zrealizowała Fundacja Pomocy Dzieciom z Chorobami Nowotworowymi w Poznaniu wraz z wolontariuszami Enea.
- we wrześniu stowarzyszenie maliniewidzialni.leszno.pl z Leszna wraz z wolontariuszami Grupy Enea zrealizowali piknik p.n. „Pirackie przygody” dedykowany podopiecznym stowarzyszenia i ich rodzinom.

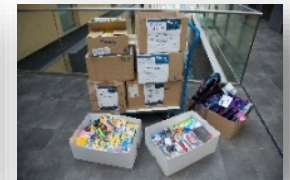
Projekt „Moja grupa zwiedza kraj” zostanie zrealizowany w listopadzie br.



Działania dla potrzebujących

Po raz kolejny Pracownicy Grupy uczestniczyli w cyklicznej akcji wolontariackiej - **Tornister Pełen Uśmiechów**. Zebrali ponad 12 kartonów pełnych plecaków, zeszytów, kredek, farb, kolorowych papierów, temperówek i innych przedmiotów bez których nie może funkcjonować prawdziwy uczniowski tornister.

Pracownicy dary przynosili osobiście i przesyłali pocztą. Kartony i paczki służyły ze Szczecina, Bydgoszczy oraz z lokalizacji na Strzeszyńskiej w Poznaniu. Dary zostały przekazane dzieciom z potrzebujących rodzin z Wielkopolski oraz podopiecznym Placówki Socjalizacyjnej „Panda” w Koźienicach. Partnerem akcji jak co roku został Caritas Archidiecezji Poznańskiej.



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

Wolontariat pracowniczy w LW Bogdanka

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

- „**Pozytywnie nakręceni**” - zbiórka nakrętek dla podopiecznych Lubelskiego Hospicjum im. Małego Księcia
- „**Gorączka Złota**” - zbiórka zalegających w portfelu monet o niskich nominatach 1, 2, 5 gr, które z końcem czerwca przekazano do lubelskiego oddziału PCK osiągając rekordowy w województwie wynik – 500 kg
- Poboru krwi oraz rejestracji do bazy dawców szpiku, organizowanych na terenie Spółki

oraz „oddolnych”, pracowniczych akcji charytatywnych na rzecz grup znajdujących się w trudnej sytuacji życiowej, m.in. osób pokrzywdzonych w wypadkach oraz dotkniętych chorobą.



Inne inicjatywy

Kopalnia blisko natury

Jako fundator oraz współorganizator (wraz z OTOP) Ścieżki Edukacyjnej Nadrybie, LW Bogdanka kontynuuje rozbudowę jej infrastruktury, a także intensyfikuje działania edukacyjne, prowadzone na jej terenie. W III kwartale 2017 r. na terenie ścieżki realizowana była inwentaryzacja flory i fauny, przygotowywane warsztaty ekologiczne, a dodatkowo prowadzone były prace aktualizujące Przewodnik po ścieżce ekologicznej „Nadrybie”.

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.

Raport zrównoważonego rozwoju LW Bogdanka za 2016 r.

W lipcu 2017 r. LW Bogdanka opublikowała kolejny raport zrównoważonego rozwoju. Raport Zintegrowany za 2016 r. łączy w sobie zarówno wyniki finansowe jak i pozafinansowe. Raport powstał w oparciu o wytyczne GRI (Global Reporting Initiative) G4 z wykorzystaniem The International Integrated Reporting Framework.





Załączniki

Rachunek zysków i strat Enea SA – I-IIIQ 2017

[tys. zł]	I-IIIQ 2016	I-IIIQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom detalicznym	2 923 686	3 004 430	80 744	2,8%
Sprzedaż paliwa gazowego odbiorcom detalicznym	96 680	59 711	-36 969	-38,2%
Sprzedaż usług dystrybucji odbiorcom posiadającym umowy kompleksowe	1 112 134	1 182 571	70 437	6,3%
Sprzedaż energii i paliwa gazowego innym podmiotom	75 098	112 871	37 773	50,3%
Sprzedaż usług	2 931	3 211	280	9,6%
Pozostałe przychody	638	2 226	1 588	248,9%
Podatek akcyzowy	185 838	190 169	4 331	2,3%
Przychody ze sprzedaży netto	4 025 329	4 174 851	149 522	3,7%
Amortyzacja	2 660	2 073	-587	-22,1%
Koszty świadczeń pracowniczych	40 792	37 967	-2 825	-6,9%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	1 643	1 625	-18	-1,1%
Zakup energii i gazu na potrzeby sprzedaży	2 675 254	2 632 975	-42 279	-1,6%
Usługi przesyłowe i dystrybucyjne	1 112 260	1 183 216	70 956	6,4%
Inne usługi obce	117 069	133 110	16 041	13,7%
Podatki i opłaty	2 573	2 749	176	6,8%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	3 952 251	3 993 715	41 464	1,0%
Pozostałe przychody operacyjne	22 027	13 369	-8 658	-39,3%
Pozostałe koszty operacyjne	20 127	109 508	89 381	444,1%
Zysk / (Strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	-8	255	263	-
Zysk operacyjny	74 970	85 252	10 282	13,7%
Koszty finansowe	157 582	141 822	-15 760	-10,0%
Przychody finansowe	139 737	176 347	36 610	26,2%
Przychody z tytułu dywidend	548 874	810 534	261 660	47,7%
Zysk przed opodatkowaniem	605 999	930 311	324 312	53,5%
Podatek dochodowy	20 464	19 691	-773	-3,8%
Zysk netto okresu sprawozdawczego	585 535	910 620	325 085	55,5%
EBITDA	77 630	87 325	9 695	12,5%

I-IIIQ 2017:
Czynniki zmiany EBITDA Enea SA (wzrost o 10 mln zł):

- (+) wzrost marży i pokrycia o 121 mln zł:
 - (-) spadek średniej ceny sprzedaży o 4,5%
 - (+) niższe koszty obowiązków ekologicznych o 45,4%
 - (+) spadek średniej ceny nabycia energii o 8,7%
 - (+) wzrost wolumenu sprzedaży o 7,6%
 - (-) spadek wyniku na obrocie paliwem gazowym
- (+) niższe koszty świadczeń pracowniczych o 3 mln zł
- (-) wyższe koszty usług obcych o 16 mln zł:
 - (-) wyższe koszty sprzedaży i obsługi klienta o 11 mln zł
 - (-) wyższe koszty usług wspólnych o 8 mln zł
 - (+) niższe koszty usług doradczych o 2 mln zł
 - (+) niższe koszty reklamy i reprezentacji o 1 mln zł
- (-) spadek wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 98 mln zł:
 - (-) wyższe rezerwy na przewidywane straty i potencjalne roszczenia o 81 mln zł
 - (-) wyższe koszty darowizn o 7 mln zł
 - (-) wyższe koszty postępowań sądowych o 1 mln zł
 - (-) wyższe odpisane należności o 2 mln zł
 - (-) wyższe odpisy aktualizujące należności o 4 mln zł

Rachunek zysków i strat Enea SA – IIIQ 2017

[tys. zł]	IIIQ 2016	IIIQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom detalicznym	955 247	969 423	14 176	1,5%
Sprzedaż paliwa gazowego odbiorcom detalicznym	23 069	17 035	-6 034	-26,2%
Sprzedaż usług dystrybucji odbiorcom posiadającym umowy kompleksowe	359 183	377 702	18 519	5,2%
Sprzedaż energii i paliwa gazowego innym podmiotom	11 812	44 484	32 672	276,6%
Sprzedaż usług	1 075	1 088	13	1,2%
Pozostałe przychody	-	387	387	-
Podatek akcyzowy	60 669	60 781	112	0,2%
Przychody ze sprzedaży netto	1 289 717	1 349 338	59 621	4,6%
Amortyzacja	876	651	-225	-25,7%
Koszty świadczeń pracowniczych	13 658	13 028	-630	-4,6%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	671	394	-277	-41,3%
Zakup energii i gazu na potrzeby sprzedaży	832 841	866 074	33 233	4,0%
Usługi przesyłowe i dystrybucyjne	359 232	377 911	18 679	5,2%
Inne usługi obce	38 297	45 252	6 955	18,2%
Podatki i opłaty	561	660	99	17,6%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	1 246 136	1 303 970	57 834	4,6%
Pozostałe przychody operacyjne	14 388	3 193	-11 195	-77,8%
Pozostałe koszty operacyjne	4 665	42 066	37 401	801,7%
Zysk / (Strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	-	6	6	-
Zysk operacyjny	53 304	6 501	-46 803	-87,8%
Koszty finansowe	41 531	47 864	6 333	15,2%
Przychody finansowe	44 816	38 112	-6 704	-15,0%
Przychody z tytułu dywidend	-	12 807	12 807	-
Zysk przed opodatkowaniem	56 589	9 556	-47 033	-83,1%
Podatek dochodowy	9 796	-1 330	-11 126	-
Zysk netto okresu sprawozdawczego	46 793	10 886	-35 907	-76,7%
EBITDA	54 180	7 152	-47 028	-86,8%

IIIQ 2017:
Czynniki zmiany EBITDA Enea SA (spadek o 47 mln zł):

- (+) wzrost marży I pokrycia o 8 mln zł:
 - (-) spadek średniej ceny sprzedaży o 4,7%
 - (+) niższe koszty obowiązków ekologicznych o 35,8%
 - (+) spadek średniej ceny nabycia energii o 5,6%
 - (+) wzrost wolumenu sprzedaży o 6,5%
 - (-) spadek wyniku na obrocie paliwem gazowym
- (-) wyższe koszty usług obcych o 7 mln zł:
 - (-) wyższe koszty sprzedaży i obsługi klienta o 4 mln zł
 - (-) wyższe koszty usług wspólnych o 3 mln zł
 - (+) niższe koszty usług reklamy i reprezentacji o 1 mln zł
- (-) spadek wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 49 mln zł:
 - (-) wyższe rezerwy na przewidywane straty i potencjalne roszczenia o 38 mln zł
 - (-) wyższe odpisane należności o 4 mln zł
 - (-) wyższe odpisy aktualizujące należności o 6 mln zł

Rachunek zysków i strat Enea Operator sp. z o.o. – I-IIIQ 2017

[tys. zł]	I-IIIQ 2016	I-IIIQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym	2 140 933	2 311 582	170 649	8,0%
Przychody z tytułu opłat dodatkowych	4 209	4 086	-123	-2,9%
Przychody ze sprzedaży niezafakturowanej usług dystrybucji	157	-1 671	-1 828	-
Rozliczenie rynku bilansującego	1 708	4 277	2 569	150,4%
Opłaty za przyłączenie do sieci	47 719	48 062	343	0,7%
Przychód z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej	4 017	4 889	872	21,7%
Przychody z tytułu usług	22 654	20 860	-1 794	-7,9%
Sprzedaż usług dystrybucji innym podmiotom	18 536	12 025	-6 511	-35,1%
Sprzedaż towarów i materiałów oraz inne przychody	1 965	2 041	76	3,9%
Przychody ze sprzedaży	2 241 898	2 406 150	164 252	7,3%
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	356 499	366 215	9 716	2,7%
Koszty świadczeń pracowniczych	273 761	297 376	23 615	8,6%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	22 307	21 244	-1 063	-4,8%
Zakup energii na potrzeby własne oraz straty sieciowe	181 589	168 302	-13 287	-7,3%
Koszty usług przesyłowych	604 010	763 835	159 825	26,5%
Inne usługi obce	174 235	190 842	16 607	9,5%
Podatki i opłaty	133 056	145 688	12 632	9,5%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	1 745 457	1 953 502	208 045	11,9%
Pozostałe przychody operacyjne	38 488	23 098	-15 390	-40,0%
Pozostałe koszty operacyjne	46 239	49 595	3 356	7,3%
Zysk / (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	-6 085	-3 005	3 080	50,6%
Zysk / (strata) operacyjny	482 605	423 146	-59 459	-12,3%
Przychody finansowe	2 626	1 153	-1 473	-56,1%
Koszty finansowe	29 810	38 987	9 177	30,8%
Zysk / (strata) brutto	455 421	385 312	-70 109	-15,4%
Podatek dochodowy	85 221	76 887	-8 334	-9,8%
Zysk / (strata) netto	370 200	308 425	-61 775	-16,7%
EBITDA	839 104	789 361	-49 743	-5,9%

I-IIIQ 2017:
Czynniki zmiany EBITDA Enea Operator sp. z o.o. (spadek o 50 mln zł):

- (+) wyższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym o 169 mln zł wynikają głównie z wyższych kosztów przeniesionych - wzrost opłaty przejściowej i wprowadzona od 1 lipca 2016 r. opłata OZE oraz z wyższego wolumenu sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym o 398 GWh
- (+) niższe koszty zakupu energii na pokrycie różnicy bilansowej o 13 mln zł wynikają z niższego wolumenu o 54 GWh oraz niższej średniej ceny energii elektrycznej
- (+) wyższe przychody z rozliczenia energii elektrycznej na rynku bilansującym o 3 mln zł wynikają z wyższego wolumenu o 18 GWh
- (-) wyższe koszty zakupu usług przesyłowych o 160 mln zł wynikają głównie z wyższych kosztów przeniesionych - wzrost opłaty przejściowej i wprowadzona od 1 lipca 2016 r. opłata OZE oraz wzrostu stawki opłaty przesyłowej stałej w taryfie PSE
- (-) niższe przychody z tytułu sprzedaży usług dystrybucji innym podmiotom o 7 mln zł wynikają z niższego wolumenu energii oddanej do sąsiednich OSD
- (-) wyższe koszty świadczeń pracowniczych o 24 mln zł wynikają głównie ze wzrostu rezerw oraz wyższych wynagrodzeń i pochodnych wynikających z usuwania skutków sierpniowych nawałnic
- (-) niższe przychody z tytułu sprzedaży usług o 2 mln zł głównie usługi niekoncesjonowane na rzecz klientów zewnętrznych
- (-) wyższe koszty pozostałych usług obcych o 17 mln zł głównie w obszarach usług: IT, pomiary, administrowanie budynkami
- (-) wyższe koszty podatków i opłat o 13 mln zł (efekt zrealizowanych inwestycji w zakresie majątku sieciowego)
- (-) niższe pozostałe przychody operacyjne o 15 mln zł wynikają głównie z tytułu realizacji umów o usunięcie kolizji i przeniesienie urządzeń energetycznych na majątek w 2016 r. (zdarzenia jednorazowe)
- (-) wyższe pozostałe koszty operacyjne o 3 mln zł wynikają głównie ze wzrostu odpisów aktualizujących należności

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

[tys. zł]	IIIQ 2016	IIIQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym	708 622	755 612	46 990	6,6%
Przychody z tytułu opłat dodatkowych	1 442	1 320	-122	-8,5%
Przychody ze sprzedaży niezafakturowanej usług dystrybucji	-401	-2 353	-1 952	-486,8%
Rozliczenie rynku bilansującego	677	3 418	2 741	405,0%
Opłaty za przyłączenie do sieci	16 421	18 399	1 978	12,0%
Przychód z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej	986	1 680	694	70,4%
Przychody z tytułu usług	6 704	6 963	259	3,9%
Sprzedaż usług dystrybucji innym podmiotom	5 996	4 013	-1 983	-33,1%
Sprzedaż towarów i materiałów oraz inne przychody	733	664	-69	-9,4%
Przychody ze sprzedaży	741 180	789 716	48 536	6,5%
Amortyzacja środków trwałych i WNIp	117 591	126 629	9 038	7,7%
Koszty świadczeń pracowniczych	90 215	93 269	3 054	3,4%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	7 048	5 945	-1 103	-15,6%
Zakup energii na potrzeby własne oraz straty sieciowe	55 672	53 584	-2 088	-3,8%
Koszty usług przesyłowych	208 017	253 564	45 547	21,9%
Inne usługi obce	61 604	66 994	5 390	8,7%
Podatki i opłaty	40 042	43 396	3 354	8,4%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	580 189	643 381	63 192	10,9%
Pozostałe przychody operacyjne	9 622	8 873	-749	-7,8%
Pozostałe koszty operacyjne	7 331	5 444	-1 887	-25,7%
Zysk / (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	-2 625	-868	1 757	66,9%
Zysk / (strata) operacyjny	160 657	148 896	-11 761	-7,3%
Przychody finansowe	217	357	140	64,5%
Koszty finansowe	10 843	13 398	2 555	23,6%
Zysk / (strata) brutto	150 031	135 855	-14 176	-9,4%
Podatek dochodowy	28 266	27 205	-1 061	-3,8%
Zysk / (strata) netto	121 765	108 650	-13 115	-10,8%
EBITDA	278 248	275 525	-2 723	-1,0%

IIIQ 2017:
Czynniki zmiany EBITDA Enea Operator sp. z o.o. (spadek o 3 mln zł):

- (+) wyższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym o 45 mln zł wynikają głównie z wyższych kosztów przeniesionych - wzrost opłaty przejściowej i wprowadzona od 1 lipca 2016 r. opłata OZE oraz z wyższego wolumenu sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym o 75 GWh
- (+) niższe koszty zakupu energii na pokrycie różnicy bilansowej o 2 mln zł wynikają z niższego wolumenu o 6 GWh oraz niższej średniej ceny zakupu
- (+) wyższe przychody z rozliczenia energii elektrycznej na rynku bilansującym o 3 mln zł wynikają z wyższego wolumenu o 17 GWh
- (-) wyższe koszty zakupu usług przesyłowych o 46 mln zł wynikają głównie z wyższych kosztów przeniesionych - wzrost opłaty przejściowej i wprowadzona od 1 lipca 2016 r. opłata OZE oraz wzrostu stawki opłaty przesyłowej stałej w taryfie PSE
- (-) wyższe koszty świadczeń pracowniczych o 3 mln zł wynikają głównie z wyższych wynagrodzeń oraz narzutów związanych z usuwaniem skutków sierpniowych nawałnic
- (-) wyższe koszty podatków i opłat o 3 mln zł (efekt zrealizowanych inwestycji w zakresie majątku sieciowego)
- (-) niższe przychody z tytułu sprzedaży usług dystrybucji innym podmiotom o 2 mln zł wynikające z niższego wolumenu energii oddanej do sąsiednich OSD
- (-) niższe pozostałe przychody operacyjne o 1 mln zł wynikają głównie z niższych przychodów z tyt. umów o usunięcie kolizji i przeniesienia urządzeń energetycznych na majątek
- (+) niższe pozostałe koszty operacyjne o 2 mln zł wynikają głównie z dodatniego wyniku na ubezpieczeniach i szkodach losowych oraz z niższych odpisów aktualizujących należności

Rachunek zysków i strat Enea Wytwarzanie sp. z o.o. – I-IIIQ 2017

[tys. zł]	I-IIIQ 2016	I-IIIQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	2 174 479	1 958 669	-215 810	-9,9%
<i>koncesja na wytwarzanie</i>	1 905 876	1 836 282	-69 594	-3,7%
<i>koncesja na obrót</i>	268 603	122 387	-146 216	-54,4%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	29 904	18 250	-11 654	-39,0%
Przychody ze sprzedaży uprawnień do emisji CO ₂	22 071	14 235	-7 836	-35,5%
Przychody ze sprzedaży ciepła	115 785	114 658	-1 127	-1,0%
Przychody z tytułu usług	9 177	9 565	388	4,2%
Sprzedaż towarów i materiałów oraz inne przychody	8 642	9 286	644	7,5%
Podatek akcyzowy	155	165	10	6,5%
Przychody ze sprzedaży netto	2 359 903	2 124 498	-235 405	-10,0%
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	165 440	175 296	9 856	6,0%
Koszty świadczeń pracowniczych	189 985	177 871	-12 114	-6,4%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	1 275 489	1 175 198	-100 291	-7,9%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	313 779	183 572	-130 207	-41,5%
Usługi przesyłowe	1 696	1 542	-154	-9,1%
Inne usługi obce	96 184	100 435	4 251	4,4%
Podatki i opłaty	57 007	63 066	6 059	10,6%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	2 099 580	1 876 980	-222 600	-10,6%
Pozostałe przychody operacyjne	13 967	9 770	-4 197	-30,0%
Pozostałe koszty operacyjne	9 484	3 497	-5 987	-63,1%
Zysk / (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	539	755	216	40,1%
Odpis z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	42 000	-	-42 000	-100,0%
Zysk / (strata) operacyjny	223 345	254 546	31 201	14,0%
Przychody finansowe	2 916	220	-2 696	-92,5%
Koszty finansowe	14 520	12 249	-2 271	-15,6%
Przychody z tytułu dywidend	2 740	1 013	-1 727	-63,0%
Zysk / (strata) brutto	214 481	243 530	29 049	13,5%
Podatek dochodowy	43 618	50 127	6 509	14,9%
Zysk / (strata) netto	170 863	193 403	22 540	13,2%
EBITDA	430 785	429 842	-943	-0,2%

I-IIIQ 2017:
Czynniki zmiany EBITDA Enea Wytwarzanie sp. z o.o. (spadek o 1,0 mln zł):
Segment Elektrownie Systemowe – spadek EBITDA o 20,4 mln zł

- (-) spadek marży na obrocie i na Rynku Bilansującym o 46,1 mln zł
- (+) wyższe przychody z Regulacyjnych Usług Systemowych o 14,4 mln zł
- (+) spadek kosztów stałych o 10,0 mln zł
- (+) wzrost marży na wytwarzaniu o 0,8 mln zł

Segment Ciepło – wzrost EBITDA o 14,4 mln zł

- (+) niższe koszty zużycia biomasy o 51,9 mln zł
- (+) niższe koszty stałe o 1,4 mln zł
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży ciepła o 1,2 mln zł
- (-) spadek przychodów ze świadectw pochodzenia o 7,7 mln zł
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 10,6 mln zł
- (-) wyższe koszty uprawnień do emisji CO₂ o 6,4 mln zł
- (-) wyższe koszty zużycia węgla o 13,0 mln zł

Segment OZE – wzrost EBITDA o 5,0 mln zł

- (+) Obszar Woda (+6,4 mln zł): wzrost przychodów z energii elektrycznej o 6,9 mln zł, spadek przychodów ze świadectw pochodzenia o 1,3 mln zł
- (+) Obszar Biogaz (+3,1 mln zł): wzrost przychodów ze świadectw pochodzenia o 2,0 mln zł, spadek kosztów zmiennych o 0,7 mln zł, spadek kosztów stałych o 0,3 mln zł
- (-) Obszar Wiatr (-4,5 mln zł): wzrost kosztów stałych o 5,2 mln zł (podatek od nieruchomości), spadek przychodów ze świadectw pochodzenia o 3,1 mln zł, wzrost przychodów z energii elektrycznej o 3,4 mln zł

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

[tys. zł]	IIIQ 2016	IIIQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	704 373	641 070	-63 303	-9,0%
<i>koncesja na wytwarzanie</i>	622 147	605 413	-16 734	-2,7%
<i>koncesja na obrót</i>	82 226	35 657	-46 569	-56,6%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	7 307	4 909	-2 398	-32,8%
Przychody ze sprzedaży uprawnień do emisji CO ₂	9 509	3 772	-5 737	-60,3%
Przychody ze sprzedaży ciepła	22 222	23 337	1 115	5,0%
Przychody z tytułu usług	2 984	3 540	556	18,6%
Sprzedaż towarów i materiałów oraz inne przychody	3 421	3 242	-179	-5,2%
Podatek akcyzowy	52	58	6	11,5%
Przychody ze sprzedaży netto	749 764	679 812	-69 952	-9,3%
Amortyzacja środków trwałych i WNIp	56 968	58 346	1 378	2,4%
Koszty świadczeń pracowniczych	57 998	55 904	-2 094	-3,6%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	422 900	394 310	-28 590	-6,8%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	86 897	57 783	-29 114	-33,5%
Usługi przesyłowe	505	438	-67	-13,3%
Inne usługi obce	32 654	34 247	1 593	4,9%
Podatki i opłaty	15 634	18 861	3 227	20,6%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	673 556	619 889	-53 667	-8,0%
Pozostałe przychody operacyjne	5 773	1 457	-4 316	-74,8%
Pozostałe koszty operacyjne	5 671	-992	-6 663	-
Zysk / (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	54	125	71	131,5%
Odpis z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	-	-	-	-
Zysk / (strata) operacyjny	76 364	62 497	-13 867	-18,2%
Przychody finansowe	1 090	84	-1 006	-92,3%
Koszty finansowe	4 306	4 026	-280	-6,5%
Przychody z tytułu dywidend	-	-	-	-
Zysk / (strata) brutto	73 148	58 555	-14 593	-19,9%
Podatek dochodowy	14 679	14 124	-555	-3,8%
Zysk / (strata) netto	58 469	44 431	-14 038	-24,0%
EBITDA	133 332	120 843	-12 489	-9,4%

IIIQ 2017:
Czynniki zmiany EBITDA Enea Wytwarzanie sp. z o.o. (spadek o 12,5 mln zł):
Segment Elektrownie Systemowe – spadek EBITDA o 22,4 mln zł

- (-) spadek marży na obrocie o 16,3 mln zł
- (-) spadek marży na wytwarzaniu o 3,8 mln zł
- (-) spadek marży na Rynku Bilansującym o 2,2 mln zł

Segment Ciepło – wzrost EBITDA o 3,1 mln zł

- (+) niższe koszty zużycia biomasy o 20,0 mln zł
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 1,3 mln zł
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła o 1,0 mln zł
- (-) spadek przychodów ze świadectw pochodzenia o 3,0 mln zł
- (-) wyższe koszty uprawnień do emisji CO₂ o 5,2 mln zł
- (-) wyższe koszty zużycia węgla o 10,4 mln zł

Segment OZE – wzrost EBITDA o 6,8 mln zł

- (+) Obszar Woda (+4,8 mln zł): wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 3,6 mln zł, spadek kosztów stałych o 0,5 mln zł, wzrost przychodów ze świadectw pochodzenia o 0,8 mln zł
- (+) Obszar Biogaz (+1,0 mln zł): wzrost przychodów ze świadectw pochodzenia o 0,4 mln zł, spadek kosztów zużycia i transportu substratów o 0,5 mln zł
- (+) Obszar Wiatr (+1,0 mln zł): wzrost przychodów ze świadectw pochodzenia o 1,0 mln zł, wzrost wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 0,7 mln zł, wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 1,0 mln zł, wzrost kosztów stałych o 1,8 mln zł (podatek od nieruchomości)

Rachunek zysków i strat GK Enea Elektrownia Połaniec – 14.03-30.09.2017

[tys. zł]	14.03-30.09.2017
Przychody ze sprzedaży	1 147 263
Podatek akcyzowy	50
Przychody ze sprzedaży netto	1 147 213
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	23 456
Koszty świadczeń pracowniczych	42 159
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	705 248
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	136 256
Usługi przesyłowe	938
Inne usługi obce	108 841
Podatki i opłaty	18 952
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	1 035 850
Pozostałe przychody operacyjne	2 975
Pozostałe koszty operacyjne	530
Zysk / (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	-23
Zysk / (strata) operacyjny	113 785
Przychody finansowe	3 057
Koszty finansowe	628
Zysk / (strata) brutto	116 214
Podatek dochodowy	14 813
Zysk / (strata) netto	101 401
EBITDA	137 241

14.03-30.09.2017:
EBITDA GK Enea Elektrownia Połaniec:

- przychody ze sprzedaży energii elektrycznej (łącznie z RUS) 1.055 mln zł (sprzedaż 6.260 GWh energii elektrycznej)
- przychody ze sprzedaży ciepła 29,8 mln zł przy wolumenie sprzedaży 1.257 TJ
- przychody z tytułu świadectw pochodzenia 58 mln zł - sprzedaż skorygowana o przychód z rozpoznania, koszt własny sprzedaży oraz aktualizację wartości zapasu zielonych certyfikatów na dzień bilansowy
- pozostałe przychody 4 mln zł - przychody z najmu oraz zagospodarowania ubocznych produktów spalania
- zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów 705 mln zł, w tym: zużycie paliw 564 mln zł., rezerwa na koszty zużycia CO2 118 mln zł, zużycie materiałów remontowych 12 mln zł, pozostałe 11 mln zł (zużycie pozostałych materiałów i energii)
- zakup energii na potrzeby sprzedaży 136 mln zł – wolumen zakupu 1.083 GWh
- inne usługi obce 109 mln zł – w tym: usługi remontowe: 62 mln zł, usługi IT i telekomunikacyjne 4 mln zł, usługi transportowe 8 mln zł, zagospodarowanie odpadów 13 mln zł, ubezpieczenie majątku 5 mln zł, pozostałe usługi 17 mln zł (w tym: prawne, audyty, wynajmy i dzierżawy, ochrona mienia, inne usł. zewnętrzne)
- podatki 19 mln zł – w tym: podatek od nieruchomości 11,6 mln zł, opłata z tyt. ochrony środowiska 7,5 mln zł
- wynik na pozostałej działalności operacyjnej 2 mln zł - rozwiązania aktualizacji należności w wyniku uregulowania kary przez kontrahenta związanej z nie realizowaniem zakupu świadectw pochodzenia

Rachunek zysków i strat GK Enea Elektrownia Połaniec – IIIQ 2017

[tys. zł]	IIIQ 2017
Przychody ze sprzedaży	533 921
Podatek akcyzowy	24
Przychody ze sprzedaży netto	533 897
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	10 780
Koszty świadczeń pracowniczych	20 905
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	341 229
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	50 249
Usługi przesyłowe	69
Inne usługi obce	52 311
Podatki i opłaty	7 316
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	482 859
Pozostałe przychody operacyjne	230
Pozostałe koszty operacyjne	176
Zysk / (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	-23
Zysk / (strata) operacyjny	51 068
Przychody finansowe	-626
Koszty finansowe	84
Zysk / (strata) brutto	50 358
Podatek dochodowy	4 652
Zysk / (strata) netto	45 706
EBITDA	61 847

IIIQ 2017:
EBITDA GK Enea Elektrownia Połaniec:

- przychody ze sprzedaży energii elektrycznej (łącznie z RUS) 481 mln zł (sprzedaż 2.853 GWh energii elektrycznej)
- przychody ze sprzedaży ciepła 13 mln zł przy wolumenie sprzedaży 571 TJ
- przychody z tytułu świadectw pochodzenia 37 mln zł – sprzedaż skorygowana o przychód z rozpoznania, koszt własny sprzedaży oraz aktualizację wartości zapasu zielonych certyfikatów na dzień bilansowy
- pozostałe przychody 2 mln zł - przychody z najmu oraz zagospodarowania ubocznych produktów spalania
- zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów 341 mln zł, w tym: zużycie paliw 273 mln zł, rezerwa na koszty zużycia CO₂ 61 mln zł., zużycie materiałów remontowych 3 mln zł, pozostałe 5 mln zł (zużycie pozostałych materiałów i energii)
- zakup energii na potrzeby sprzedaży 50 mln zł – wolumen zakupu 367 GWh
- inne usługi obce 52 mln zł – w tym: usługi remontowe 29 mln zł, usługi IT i telekomunikacyjne 2 mln zł, usługi transportowe 4 mln zł, zagospodarowanie odpadów 6 mln zł, ubezpieczenie majątku 2 mln zł, pozostałe usługi 10 mln zł (w tym: prawne, audyty, wynajmy i dzierżawy, ochrona mienia, inne usługi zewnętrzne)
- podatki 7 mln zł – w tym: podatek od nieruchomości -5 mln zł, opłata z tytułu ochrony środowiska - 4 mln zł, pozostałe + 2 mln zł (w tym rozwiązanie rezerwy na podatek VAT)

Rachunek zysków i strat GK LW Bogdanka – I-IIIQ 2017

[tys. zł]	I-IIIQ 2016	I-IIIQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	1 314 103	1 307 130	-6 973	-0,5%
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	270 766	259 632	-11 134	-4,1%
Koszty świadczeń pracowniczych	405 303	391 132	-14 171	-3,5%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	223 698	215 205	-8 493	-3,8%
Inne usługi obce	212 199	206 230	-5 969	-2,8%
Podatki i opłaty	34 596	36 095	1 499	4,3%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	1 146 562	1 108 294	-38 268	-3,3%
Pozostałe przychody operacyjne	13 700	2 973	-10 727	-78,3%
Pozostałe koszty operacyjne	3 479	1 607	-1 872	-53,8%
Zysk / strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	-14 688	-8 766	5 922	40,3%
Odpis z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	7 352	-	-7 352	-100,0%
Zysk / strata operacyjny	155 722	191 436	35 714	22,9%
Przychody finansowe	12 940	6 404	-6 536	-50,5%
Koszty finansowe	23 738	18 473	-5 265	-22,2%
Zysk / strata brutto	144 924	179 367	34 443	23,8%
Podatek dochodowy	25 388	36 076	10 688	42,1%
Zysk / strata netto	119 536	143 291	23 755	19,9%
EBITDA	433 840	451 068	17 228	4,0%

I-IIIQ 2017:**Czynniki osiągniętej EBITDA GK LW Bogdanka:**

- (-) spadek przychodów ze sprzedaży węgla: mniejsza sprzedaż ilościowa (-41 tys. t) oraz nieznacznie niższa cena (-0,05 zł/t)
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży pozostałych produktów i usług realizowanych poza GK Bogdanka przez spółki zależne
- (+) spadek jednostkowego kosztu sprzedanych produktów, towarów i materiałów bez amortyzacji - poprawa efektywności kosztowej przy malejącym wolumenie sprzedanego węgla (-41 tys. t)

Istotne zdarzenia jednorazowe:

- niższe pozostałe przychody operacyjne - w 2016 r. rozwiązano rezerwę na odszkodowania dla firmy Budimex w związku z korzystnym wyrokiem Sądu Apelacyjnego
- strata na likwidacji rzeczowych aktywów trwałych - głównie wartość netto zlikwidowanych wyrobisk
- niższe przychody finansowe - w 2016 r. rozwiązano rezerwę na odsetki od roszczeń firmy Budimex - 6 mln zł
- niższe koszty finansowe - niższe koszty odsetek od obligacji w wyniku wykupu obligacji (w I kwartale 2017 r. zostały wykupione obligacje o łącznej wartości 300 mln zł)

Rachunek zysków i strat GK LW Bogdanka – IIIQ 2017

[tys. zł]	IIIQ 2016	IIIQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	465 441	405 013	-60 428	-13,0%
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	88 232	85 572	-2 660	-3,0%
Koszty świadczeń pracowniczych	144 161	124 226	-19 935	-13,8%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	76 265	69 800	-6 465	-8,5%
Inne usługi obce	71 781	67 585	-4 196	-5,8%
Podatki i opłaty	12 742	11 934	-808	-6,3%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	393 181	359 117	-34 064	-8,7%
Pozostałe przychody operacyjne	586	1 050	464	79,2%
Pozostałe koszty operacyjne	696	541	-155	-22,3%
Zysk / strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	-6 216	-2 143	4 073	65,5%
Odpis z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	7 352	-	-7 352	-100,0%
Zysk / strata operacyjny	58 582	44 262	-14 320	-24,4%
Przychody finansowe	2 139	1 824	-315	-14,7%
Koszty finansowe	7 139	5 712	-1 427	-20,0%
Zysk / strata brutto	53 582	40 374	-13 208	-24,7%
Podatek dochodowy	8 528	8 964	436	5,1%
Zysk / strata netto	45 054	31 410	-13 644	-30,3%
EBITDA	154 166	129 834	-24 332	-15,8%

IIIQ 2017:

Czynniki osiągniętej EBITDA GK LW Bogdanka:

- (-) spadek przychodów ze sprzedaży węgla: mniejsza sprzedaż ilościowa (-324 tys. t) oraz wyższa cena (-0,05 zł/t)
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży pozostałych produktów i usług realizowanych poza GK Bogdanka przez spółki zależne
- (-) wzrost jednostkowego kosztu sprzedanych produktów, towarów i materiałów bez amortyzacji - stała kontrola kosztów przy znacząco malejącym wolumenie sprzedanego węgla (-324 tys. t)

Istotne zdarzenia jednorazowe:

- strata na likwidacji rzeczowych aktywów trwałych - głównie wartość netto zlikwidowanych wyrobisk
- niższe przychody finansowe - niższe przychody z lokat w związku z niższym stanem gotówki dyspozycyjnej (w I kwartale 2017r. zostały wykupione obligacje o łącznej wartości 300 mln zł)
- niższe koszty finansowe - niższe koszty odsetek od obligacji w wyniku wykupu obligacji w I kwartale 2017 r.

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	= $\frac{\text{Zobowiązania oprocentowane - środki pieniężne}}{\text{EBITDA LTM}}$
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
Backloading	Zawieszenie części aukcji uprawnień do emisji CO ₂ przez UE w celu zwiększenia ceny uprawnień
BAT	Best Available Techniques – najlepsze dostępne techniki, dokument formułujący wnioski dotyczące najlepszych dostępnych technik dla instalacji nim objętych, a także wskazujący poziomy emisji powiązane z najlepszymi dostępnymi technikami.
CAPEX	Capital expenditures - nakłady inwestycyjne
Carbon leakage	Ucieczka dwutlenku węgla - przenoszenie emisji dwutlenku węgla z jednego kraju do drugiego
Cena euroszczytu (PEAK)	Cena kontraktu z dostawą takiego samego wolumenu energii w euroszczytce (tj. w godzinach od 7:00 do 22:00 w dni robocze)
Cena pasma (BASE)	Cena kontraktu z dostawą takiego samego wolumenu energii w każdej godzinie doby
CER	Certified Emission Reduction - jednostka poświadczonej redukcji emisji
CO₂	Dwutlenek węgla
DAP	Delivered at Place – sytuacja, w której sprzedający towar odpowiada za dostarczenie towaru do określonego miejsca, natomiast za rozładunek odpowiada kupujący.
EFX	Indeks dla transakcji sesyjnych, których przedmiotem są kontrakty na prawa majątkowe wynikające ze Świadectw efektywności energetycznej tzw. „białe” certyfikaty
EUA	EU Emission Allowance - uprawnienie do emisji w ramach Europejskiego Systemu Handlu Emisjami

Skrót/pojęcie	Pełna nazwa/wyjaśnienie
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
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
IGCC	Integrated gasification combined cycle – technologia bloku gazowo-parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa. Pozwala na budowę elektrowni o znacznie większej sprawności w porównaniu do konwencjonalnych elektrowni węglowych
Instalacja IOS	Instalacja odsiarczania spalin
Instalacja SCR	Instalacja katalitycznego odzotowania spalin
KECX	Indeks dla transakcji sesyjnych, których przedmiotem są kontrakty na prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wytworzonej w pozostałych źródłach kogeneracyjnych
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

Pojęcia i skróty branżowe

Skrót/pojęcie	Pełna nazwa/wyjaśnienie
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
Kogeneracja	Proces technologiczny jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej i użytkowej energii cieplnej w elektrociepłowni
MW_e	Megawat mocy elektrycznej
MWh	Megawatogodzina (1 GWh = 1.000 MWh)
MW_t	Megawat mocy cieplnej
NFOŚiGW	Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej
NO_x	Tlenki azotu
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSP	Operator Systemu Przesyłowego
OZE	Odnawialne źródła energii
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
PM „białe”	Prawa majątkowe do świadectw pochodzenia wynikających ze świadectw efektywności energetycznej tzw. „białe” certyfikaty
PM „błękitne”	Prawa Majątkowe do świadectw pochodzenia będących potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej z biogazu rolniczego
PM „czerwone”	Prawa Majątkowe do świadectw pochodzenia będących potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej 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
PM „zielone”	Tożsame z PMOZE

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
PMOZE	Prawa majątkowe ze świadectw pochodzenia energii z odnawialnych źródeł energii
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
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).
Rynek SPOT	Rynek kasowy (bieżący)
Rynek terminowy	Rynek energii elektrycznej, na którym notowane są produkty typu forward
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
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.)
WACC	Weighted average cost of capital – średnioważony koszt kapitału, zwrot z kapitału zainwestowanego w działalność dystrybucyjną
WIBOR	Warsaw Interbank Offered Rate - wysokość oprocentowania kredytów na polskim rynku międzybankowym

1. Podsumowanie operacyjne	2-9
Grupa Enea w liczbach	3
Podsumowanie operacyjne	4
Skonsolidowane wybrane dane finansowe	5
Kluczowe dane operacyjne i wskaźniki	6
Komentarz Zarządu	7
Najważniejsze wydarzenia w okresie trzech kwartałów 2017 r.	8-9
2. Organizacja i działalność Grupy Enea	10-34
Struktura Grupy	11
Zmiany w strukturze Grupy	12
Restrukturyzacja majątkowa	12
Dezynwestycje kapitałowe	12
Zmiany w organizacji Grupy	12
Inwestycje kapitałowe	12
Obszary	13-20
Wydobycie	14
Wytwarzanie	15-17
Dystrybucja	18
Obrót	19-20
Strategia rozwoju	21-22

Realizowane działania i inwestycje	23-26
Nakłady inwestycyjne w I-IIIQ 2017	23
Inwestycje zrealizowane w I-IIIQ 2017	23
Inwestycje planowane do końca 2017 r.	24
Status prac przy kluczowych projektach inwestycyjnych	25
Działania zrealizowane w I-IIIQ 2017	26
Działania do zrealizowania do końca 2017 r.	26
Zawarte umowy	27-28
Źródła finansowania programu inwestycyjnego	27
Emisja papierów wartościowych Enea SA w 2017 r.	28
Udzielone i otrzymane poręczenia i gwarancje	28
Transakcje zabezpieczające ryzyko stopy procentowej	28
Umowy znaczące dla działalności Grupy Kapitałowej Enea	28
Transakcje z podmiotami powiązаныmi	28
Dystrybucja środków pieniężnych - program emisji obligacji spółek zależnych	28
Otoczenie rynkowe i regulacyjne	29-34
3. Sytuacja finansowa	35-50
Wyniki finansowe GK Enea w I-IIIQ 2017 i w IIIQ 2017	36-50
Skonsolidowany rachunek zysków i strat	36-37
Wyniki w poszczególnych obszarach działalności	38-46

Sytuacja majątkowa	47-48
Sytuacja pieniężna	49
Analiza wskaźnikowa	50
Wyniki finansowe – dodatkowe informacje	50
4. Akcje i akcjonariat	51-52
Struktura akcjonariatu i kapitału zakładowego	52
Notowania akcji Enea SA na GPW	52
5. Władze	53-56
Zarząd Enea SA	54
Rada Nadzorcza Enea SA	55-56
Wykaz akcji i uprawień do akcji Enea w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących	56
6. Inne informacje	57-66
Zdarzenia mogące mieć wpływ na przyszłe wyniki	58-63
Spółeczna odpowiedzialność biznesu	64-66
Załączniki	67-77
Wyniki finansowe Enea SA	68-69
Wyniki finansowe Enea Operator	70-71
Wyniki finansowe Enea Wytwarzanie	72-73
Wyniki finansowe GK Enea Elektrownia Połaniec	74-75
Wyniki finansowe GK LW Bogdanka	76-77
Słowniczek pojęć	78-80



Enea SA

ul. Górecka 1

60-201 Poznań

✉ gielda@enea.pl