



Pozostałe informacje do rozszerzonego, skonsolidowanego raportu ENEA S.A. za trzeci kwartał 2018 r.

Poznań, data zatwierdzenia: 20 listopada 2018 r.
Data publikacji: 23 listopada 2018 r.



1. Podsumowanie operacyjne

1. PODSUMOWANIE OPERACYJNE

1.1. Grupa ENEA w liczbach



Zasoby

- 6,2 GW zainstalowanej mocy elektrycznej
- 391 mln ton potencjału wydobycia trzech obszarów koncesyjnych
- 122,4 tys. km linii dystrybucyjnych wraz z przyłączami
- 16,1 tys. Pracowników
- 2,6 mln Klientów



Finanse
1-3Q 2018 r.

- 9.384 mln zł przychodów ze sprzedaży netto
- 1.973 mln zł EBITDA
- 620 mln zł zysku netto
- 1.455 mln zł CAPEX



Cele do
2025 roku

- 75% zużycia węgla z własnych aktywów
- 5,8–6,3 GW zainstalowanej konwencjonalnej mocy elektrycznej
- 20,1 TWh sprzedaży energii elektrycznej
- EBITDA 2 939 mln zł (38% wzrostu od 2015 r.)

W 1-3Q 2018 roku Grupa Kapitałowa ENEA wypracowała wyższy wynik EBITDA niż w analogicznym okresie roku ubiegłego. Najwyższa EBITDA, 872 mln zł, zrealizowana została w obszarze Dystrybucji, głównie w wyniku wzrostu wolumenu sprzedaży usług dystrybucji oraz wyniku na pozostałej działalności operacyjnej. Drugi co do wielkości wynik EBITDA wypracowany został w obszarze Wytwarzania i wyniósł 663 mln zł, co oznacza wzrost o 8,8% r/r. Wzrost ilości wyprodukowanej energii elektrycznej nie zrównoważył negatywnego wpływu wzrostu kosztów zmiennych w tym obszarze. Na wielkość produkcji energii wpływ miały równoważące się czynniki - przejście Elektrowni Połaniec pod koniec 1Q 2017 r. oraz oddanie do użytkowania Bloku 11 w Elektrowni Kozienice, przy jednoczesnym wydłużeniu postojów modernizacyjnych bloków nr 9 i 10 w Elektrowni Kozienice, związanych również z dostosowaniem jednostek wytwórczych do konkluzji BAT. Obszar Obrotu odnotował wynik EBITDA na poziomie 38 mln zł, co oznacza spadek o 71% r/r. Wpływ na to miał wzrost kosztów obowiązków ekologicznych (głównie obowiązek zielony) oraz cen zakupu energii elektrycznej w obrocie detalicznym, a także wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ w obrocie hurtowym. Wynik w Obszarze Wydobycia, po spadku o 51 mln zł r/r, ukształtował się na poziomie 400 mln zł i nadal pozostaje on pod presją przejściowych trudności geologicznych i hydrotechnicznych w 1Q 2018 r.



- Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej
- Wzrost przychodów ze sprzedaży praw do emisji CO₂
- Wzrost wolumenu sprzedaży energii cieplnej
- Wzrost wyniku na pozostałej działalności operacyjnej



- Spadek przychodów ze sprzedaży węgla
- Spadek przychodów ze sprzedaży gazu
- Wzrost kosztów zakupu energii elektrycznej i gazu
- Wzrost kosztów zużycia materiałów i surowców

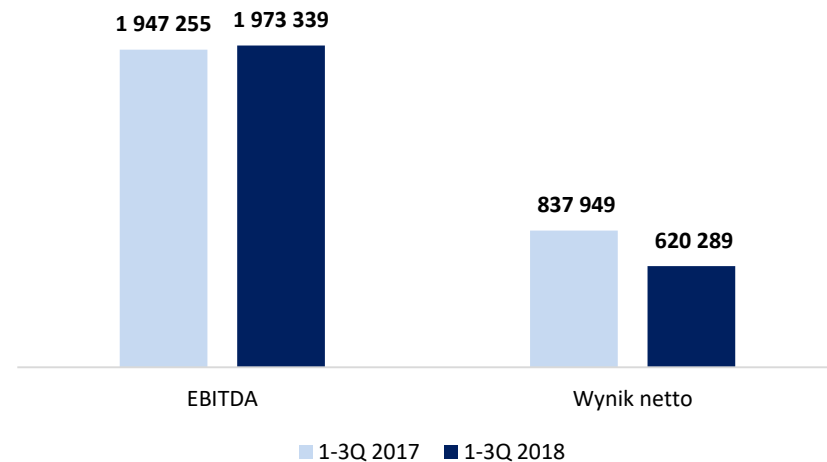
- W 1-3Q 2018 r. GK ENEA wydała na inwestycje 1.454,8 mln zł.
- Produkcja i sprzedaż węgla handlowego kształtowały się na poziomie 6,8 mln ton.
- Grupa wytworzyła 19,9 TWh energii elektrycznej, o 31% więcej niż w analogicznym okresie ub.r., z czego 18,5 TWh pochodziło ze źródeł konwencjonalnych. Nastąpił też wzrost w zakresie wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych o 7,9% r/r.
- Sprzedaż ciepła, która wyniosła 4 703 TJ, zwiększyła się o 8,7% r/r.
- Sprzedaż usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym wyniosła 14,9 TWh, czyli zwiększyła się o 4,3% w stosunku do analogicznego okresu ub.r.
- Sprzedaż energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym wyniosła 15,9 TWh, czyli zwiększyła się o 13% r/r.

1.2. Skonsolidowane wybrane dane finansowe

[tys. zł]	1-3Q2017	1-3Q2018	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	8 362 198 ¹⁾	9 384 198	1 022 000	12,2%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	1 069 855	920 248	-149 607	-14,0%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	1 036 030	763 780	-272 250	-26,3%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	837 949	620 289	-217 660	-26,0%
EBITDA	1 947 255	1 973 339	26 084	1,3%
Przepływy pieniężne netto z:				
działalności operacyjnej	2 234 993	2 834 248	599 255	26,8%
działalności inwestycyjnej	-2 828 149	-1 754 164	1 073 985	38,0%
działalności finansowej	-67 845	-454 223	-386 378	-
Stan środków pieniężnych	1 679 216	3 312 987	1 633 771	97,3%
Zysk netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	785 532	584 117	-201 415	-25,6%
Średnioważona liczba akcji [szt.]	441 442 578	441 442 578	-	-
Zysk netto na akcję [zł]	1,78	1,32	-0,46	-25,8%
Rozwodniony zysk na akcję [zł]	1,78	1,32	-0,46	-25,8%

[tys. zł]	3Q2017	3Q2018	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	2 793 974 ¹⁾	3 344 643	550 669	19,7%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	288 234	287 365	-869	-0,3%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	267 375	205 524	-61 851	-23,1%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	214 118	158 259	-55 859	-26,1%
EBITDA	588 820	669 275	80 455	13,7%
Zysk netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	204 370	152 927	-51 443	-25,2%
Średnioważona liczba akcji [szt.]	441 442 578	441 442 578	-	-
Zysk netto na akcję [zł]	0,46	0,35	-0,11	-23,9%
Rozwodniony zysk na akcję [zł]	0,46	0,35	-0,11	-23,9%

[tys. zł]	31 grudnia 2017	30 września 2018	Zmiana	Zmiana %
Aktywa razem	28 312 994	29 596 840	1 283 846	4,5%
Zobowiązania razem	14 313 325	14 639 193	325 868	2,3%
Zobowiązania długoterminowe	10 063 012	10 149 518	86 506	0,9%
Zobowiązania krótkoterminowe	4 250 313	4 489 675	239 362	5,6%
Kapitał własny	13 999 669	14 957 647	957 978	6,8%
Kapitał zakładowy	588 018	588 018	-	-
Wartość księgowa na akcję [zł]	31,71	33,88	2,17	6,8%
Rozwodniona wartość księgowa na akcję [zł]	31,71	33,88	2,17	6,8%



¹⁾ Zmiana prezentacyjna w zakresie wyceny i kosztu własnego sprzedaży praw majątkowych

1.3. Kluczowe dane operacyjne i wskaźniki ¹⁾

	J.m.	1-3Q 2017	1-3Q 2018	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	tys. zł	8 362 198 ²⁾	9 384 198	1 022 000	12,2%
EBITDA	tys. zł	1 947 255	1 973 339	26 084	1,3%
EBIT	tys. zł	1 069 855	920 248	-149 607	-14,0%
Zysk netto	tys. zł	837 949	620 289	-217 660	-26,0%
Zysk netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	tys. zł	785 532	584 117	-201 415	-25,6%
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	tys. zł	2 234 993	2 834 248	599 255	26,8%
CAPEX	tys. zł	3 122 871	1 454 803	-1 668 068	-53,4%
Dług netto / EBITDA ¹⁾	-	2,1	1,7	-0,4	-19,0%
Rentowność aktywów (ROA) ¹⁾	%	4,3%	2,8%	-1,5 p.p.	-
Rentowność kapitału własnego (ROE) ¹⁾	%	8,2%	5,5%	-2,7 p.p.	-
Obrót					
Sprzedaż energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym	GWh	14 039	15 862	1 823	13,0%
Liczba odbiorców (Punkty Poboru Energii)	tys.	2 412	2 471	59	2,5%
Dystrybucja					
Sprzedaż usług dystrybucji odbiorcom końcowym	GWh	14 322	14 935	613	4,3%
Liczba klientów (stan na koniec okresu sprawozdawczego)	tys.	2 541	2 579	38	1,5%
Wytwarzanie					
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej netto, w tym:	GWh	15 178	19 940	4 762	31,4%
<i>ze źródeł konwencjonalnych</i>	GWh	13 834	18 490	4 656	33,7%
<i>z odnawialnych źródeł energii</i>	GWh	1 344	1 450	106	7,9%
Wytwarzanie ciepła brutto	TJ	4 790	5 226	436	9,1%
Sprzedaż energii elektrycznej, w tym: ³⁾	GWh	17 676	26 962	9 286	52,5%
<i>ze źródeł konwencjonalnych</i>	GWh	14 105	18 602	4 497	31,9%
<i>z odnawialnych źródeł energii</i>	GWh	1 073	1 339	266	24,8%
<i>z zakupu</i>	GWh	2 498	7 022	4 524	181,1%
Sprzedaż ciepła	TJ	4 326	4 703	377	8,7%
Wydobycie					
Produkcja netto	tys. t	6 712	6 820	108	1,6%
Sprzedaż węgla	tys. t	6 698	6 788	90	1,3%
Zapasy na koniec okresu	tys. t	140	57	-83	-59,3%
Roboty chodnikowe	km	22,5	28,6	6,1	27,1%

- Wzrost EBITDA o 1,3% (o 26 mln zł)
- Niższe nakłady CAPEX głównie w Segmencie Wytwarzanie m.in. z uwagi na dużą inwestycję kapitałową w 1Q 2017 r. (przejęcie EEP) oraz realizowaną i zakończoną inwestycję w 2017 r. (Blok 11)
- Wzrost sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym o 13% (o 1.823 GWh)
- Wyższy poziom całkowitego wytwarzania energii elektrycznej o 4,8 TWh

¹⁾ Definicje wskaźników zamieszczone zostały na str. 108

²⁾ Zmiana prezentacyjna w zakresie wyceny i kosztu własnego sprzedaży praw majątkowych

³⁾ Zmiana prezentacyjna

	J.m.	3Q2017	3Q2018	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	tys. zł	2 793 974 ²⁾	3 344 643	550 669	19,7%
EBITDA	tys. zł	588 820	669 275	80 455	13,7%
EBIT	tys. zł	288 234	287 365	-869	-0,3%
Zysk netto	tys. zł	214 118	158 259	-55 859	-26,1%
Zysk netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	tys. zł	204 370	152 927	-51 443	-25,2%
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	tys. zł	880 256	940 420	60 164	6,8%
CAPEX	tys. zł	677 751	630 391	-47 360	-7,0%
Dług netto / EBITDA ¹⁾	-	2,1	1,7	-0,4	-19%
Rentowność aktywów (ROA) ¹⁾	%	3,3%	2,1%	-1,2 p.p.	
Rentowność kapitału własnego (ROE) ¹⁾	%	6,3%	4,2%	-2,1 p.p.	
Obrót					
Sprzedaż energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym	GWh	4 530	5 207	677	14,9%
Liczba odbiorców (Punkty Poboru Energii)	tys.	2 412	2 471	59	2,5%
Dystrybucja					
Sprzedaż usług dystrybucji odbiorcom końcowym	GWh	4 668	4 888	220	4,7%
Liczba klientów (stan na koniec okresu sprawozdawczego)	tys.	2 541	2 579	38	1,5%
Wytwarzanie					
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej netto, w tym:	GWh	5 841	7 148	1 307	22,4%
<i>ze źródeł konwencjonalnych</i>	GWh	5 350	6 600	1 250	23,4%
<i>z odnawialnych źródeł energii</i>	GWh	491	548	57	11,6%
Wytwarzanie ciepła brutto	TJ	1 066	1 015	-51	-4,8%
Sprzedaż energii elektrycznej, w tym: ³⁾	GWh	6 633	9 520	2 887	43,5%
<i>ze źródeł konwencjonalnych</i>	GWh	5 465	6 617	1 152	21,1%
<i>z odnawialnych źródeł energii</i>	GWh	376	531	155	41,2%
<i>z zakupu</i>	GWh	792	2 373	1 581	199,6%
Sprzedaż ciepła	TJ	915	879	-36	-3,9%
Wydobycie					
Produkcja netto	tys. t	2 154	2 301	147	6,8%
Sprzedaż węgla	tys. t	2 036	2 447	411	20,2%
Zapás na koniec okresu	tys. t	140	57	-83	-59,3%
Roboty chodnikowe	km	7,5	8,9	1,4	18,7%

- EBITDA wyższa o 13,7% (o 80 mln zł)
- Niższe nakłady CAPEX głównie w Segmencie Wytwarzanie m.in. z uwagi na realizowaną i zakończoną inwestycję w 2017 r. (Blok 11)
- Wzrost sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym o 14,9% (o 677 GWh)
- Wzrost całkowitego wytwarzania energii elektrycznej o 1,3 TWh

¹⁾ Definicje wskaźników zamieszczone zostały na str. 108

²⁾ Zmiana prezentacyjna w zakresie wyceny i kosztu własnego sprzedaży praw majątkowych

³⁾ Zmiana prezentacyjna

1.4. Komentarz Zarządu



Szanowni Państwo,

W minionych trzech kwartałach 2018 r. Grupa ENEA wypracowała stabilne wyniki finansowe i poprawiła osiągi w zakresie działalności operacyjnej. Wypracowaliśmy blisko 2 mld EBITDA przy przychodach wynoszących ponad 9,3 mld zł. To więcej niż w tym samym okresie ubiegłego roku.

Dobrą kondycję finansową Grupy ENEA potwierdzają zewnętrzne, międzynarodowe instytucje ratingowe. 1 października długoterminowe ratingi w walucie krajowej i zagranicznej na poziomie "BBB" ze stabilną perspektywą dla ENEI potwierdziła agencja Fitch. ENEA, a także wchodzący w skład naszej Grupy Lubelski Węgiel Bogdanka S.A., zostały zaklasyfikowane do londyńskiego koszyka FTSE Russell. To dla nas duże wyróżnienie i kolejny dowód na to, że podejmowane przez nas działania konsekwentnie przyczyniają się do umacniania pozycji rynkowej Grupy ENEA.

Jest to również potwierdzenie, iż ogłoszona dwa lata temu, a realizowana w perspektywie do 2030 r., Strategia Grupy ENEA przynosi oczekiwane efekty. W wymagających warunkach rynkowych nasza Grupa jest stabilnym koncernem surowcowo-energetycznym, który poprawia swoje wyniki operacyjne i finansowe. Nasz model biznesowy pozwala na skuteczne budowanie coraz silniejszej pozycji rynkowej. Chcemy zwiększać swój udział w rynku i budować potencjał Grupy poprzez ciągłe podnoszenie efektywności we wszystkich obszarach łańcucha wartości.

W okresie 1-3Q 2018 r. osiągnęliśmy istotną, dwucyfrową dynamikę wzrostu wytwarzania energii elektrycznej oraz sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom detalicznym. Wyraźny wzrost, wynoszący 4,3% r/r, odnotowaliśmy także w obszarze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym. Osiągamy stabilne wyniki obszaru wydobywania – produkcja węgla netto wyniosła w okresie trzech kwartałów 2018 r. zakładane 6,82 mln ton. W trzech kwartałach 2018 r. skonsolidowany zysk netto Grupy ENEA wyniósł 620 mln zł. W tym samym okresie na inwestycje w naszej Grupie przeznaczaliśmy 1.454,8 mln zł. Wzrosły wydatki na inwestycje związane z ochroną środowiska, które w analizowanym okresie wyniosły 78 mln zł.

Rosnący potencjał wytwórczy zapewnia bezpieczeństwo energetyczne kraju

W grudniu minie rok od oddania do eksploatacji naszego nowoczesnego Bloku nr 11 w Elektrowni Kozienice. Jednostka o mocy 1 075 MW na długo pozostanie krajowym rekordzistą w zakresie generowanej mocy. Porównanie kwartalnych wyników pokazuje jak B11 zwiększył nasz potencjał wytwórczy. Co dla nas równie ważne, ze względów środowiskowych i ekonomicznych, nowy blok należy do stabilnych, wysokosprawnych i niskoemisyjnych źródeł energii wykorzystujących nasz potencjał paliwowy. Blok 11 miał duży udział w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w naszej Grupie, ale trzeba pamiętać, że ten rok był pierwszym komercyjnym okresem pracy, a zaplanowane przeglądy gwarancyjne spowodowały, że jego potencjał nie był jeszcze w pełni wykorzystany.

W obszarze wytwarzania odnotowaliśmy dobre wyniki w produkcji energii elektrycznej ze źródeł OZE, które były dodatkowo wspierane przez wyższe ceny zielonych certyfikatów. Konwencjonalne źródła wytwarzania pozostawały natomiast m.in. pod wpływem dyspozycyjności bloków, wynikającej z zaplanowanych przeglądów i modernizacji, w tym związanych z dostosowaniem naszych bloków energetycznych do konkluzji BAT.

12 lipca 2018 r. w Ostrołęce podpisano kontrakt na budowę Elektrowni Ostrołęka C. Wspólna inwestycja Grup ENEA i Energa realizowana jest na podstawie umowy inwestycyjnej przez spółkę celową Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o. Blok zwiększy stabilność systemu energetycznego i będzie bilansował zapotrzebowanie na energię w najbliższych latach, umożliwiając rozwijanie odnawialnych źródeł energii. Wykonawca, GE Power, wybuduje w trybie „pod klucz” kondensacyjny blok energetyczny o mocy 1 000 MWe i sprawności na poziomie 46%. 24 września Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie ENEI wyraziło kierunkową zgodę na przystąpienie do etapu budowy w ramach projektu Elektrownia Ostrołęka C. Przejście do Etapu Budowy wymaga uzyskania dalszych zgód korporacyjnych, m.in. zgody Rady Nadzorczej ENEI.

Skuteczne działania sprzedażowe i bliska współpraca z Klientami

W obszarze obrotu intensywnie rozwijamy kanały sprzedaży i wzbogacamy naszą ofertę o kolejne produkty i usługi. Rozszerzyliśmy linię produktową ENEA Smart, uruchomiliśmy nową linię produktową ENEA ECO. Równolegle stale pracujemy nad kolejnymi usprawnieniami w obsłudze klienta. Uruchomiliśmy serwis samoobsługowy dla Klientów dostępny na infolinii, prowadzimy prace projektowe oraz finalizujemy przygotowania projektu funkcjonalnego dla eBOK 2.0 oraz uruchomiliśmy funkcjonalności umawiania wizyt w naszych Biurach Obsługi Klienta przez stronę www.enea.pl oraz przez konsultantów Contact Center.

W 2018 r. branża znajduje się pod presją wysokich kosztów uprawnień CO₂ i kolorowych certyfikatów. Pochodną zmian cen uprawnień do emisji CO₂ jest wzrost cen energii, co z kolei istotnie przełożyło się na wyniki obszaru obrotu w całej branży energetycznej. W obrocie detalicznym w omawianym okresie znaczenie miał fakt, iż wzrost wolumenu i cen sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych nie zrekompensował wzrostu kosztów związanych z obowiązkami ekologicznymi oraz zakupem energii elektrycznej. Z kolei obrót hurtowy pozostawał pod presją wspomnianego wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂.

W trzecim kwartale 2018 r. obserwowaliśmy dynamiczny – w stosunku do lat ubiegłych - przyrost umów rezerwowych. Wzrost ten związany był z zaprzestaniem świadczenia usług sprzedaży energii elektrycznej przez niektóre firmy. Chcąc zapewnić poszkodowanym Klientom ciągłość dostaw energii, przygotowaliśmy rozwiązania dla Klientów biznesowych i indywidualnych, zachęcając ich do skorzystania z oferty rzetelnego i wiarygodnego sprzedawcy, bez dodatkowych obciążeń i warunków.

Inwestujemy w nowoczesną infrastrukturę dystrybucyjną

W obszarze dystrybucji kontynuujemy realizację szeroko zakrojonego planu inwestycyjnego, którego celem jest poprawa wskaźników niezawodności sieci i zwiększenie zdolności do szybkiego reagowania na zapotrzebowanie odbiorców. W lipcu oddano do użytku linię wysokiego napięcia 110 kV relacji Leszno Gronowo – Śrem w Wielkopolsce oraz kompleksowo zmodernizowano Główny Punkt Zasilania Zdroje na Pomorzu Zachodnim. Odcinek linii z Leszna do Śremu to ostatni etap przebudowy ponad 110 km ważnego ciągu liniowego z Leszna do Wrześni. Kontynuowaliśmy również prace w zakresie rozwoju sieci inteligentnych i poprawy niezawodności pracy sieci.

8 sierpnia wraz z innymi operatorami systemów dystrybucyjnych oraz operatorem systemu przesyłowego podpisaliśmy porozumienie o współpracy przy usuwaniu awarii sieci elektroenergetycznych. W razie ich wystąpienia spółki energetyczne będą mogły wspierać się wzajemnie, np. oddelegować wykwalifikowanych, uprawnionych pracowników wraz z specjalistycznym sprzętem, narzędziami i materiałami do prac związanych z odbudową systemu elektroenergetycznego, przywracaniem zasilania i transformacji na stacjach oraz dostaw energii elektrycznej do Klientów. Dzięki tej współpracy usuwanie awarii wywołanych ekstremalnymi zjawiskami atmosferycznymi oraz odbudowa systemu elektroenergetycznego będą przebiegały jeszcze sprawniej.

Stabilna produkcja obszaru wydobywania

Od ponad 3 lat częścią naszego koncernu surowcowo-energetycznego jest Lubelski Węgiel Bogdanka, który tworzy obszar wydobywania Grupy ENEA. LWB to stabilny dostawca surowca do naszych elektrowni.

Po trzech kwartałach Bogdanka zanotowała 400 mln zł zysku EBITDA przy produkcji węgla na poziomie 6,82 mln ton. Uzyskany wynik wydobywania wskazuje, że roczny plan na poziomie przynajmniej 9 mln ton zostanie zrealizowany. Potwierdza to wcześniejsze zapewnienia LWB, że trudności natury geologiczno-hydrologicznej z pierwszego kwartału tego roku w zakresie wydobywania zostały przezwyciężone. Sprzedaż węgla w okresie styczeń-wrzesień wyniosła z kolei 6,79 mln ton. W czasie pierwszych dziewięciu miesięcy roku Bogdanka podjęła działania w kierunku dalszego rozwoju i zwiększania poziomu zasobów wydobywanych, dbając o wzrost produkcji w przyszłości. Złożenie wniosku o udzielenie koncesji na użytkowanie złóż „K-6 i K-7” to możliwość dostępu do operatywnych złóż szacowanych na poziomie 66 mln ton.

Jako odpowiedzialna firma dbamy o środowisko i lokalną społeczność

Przy znaczącej skali przedsięwzięć realizowanych we wszystkich obszarach naszej działalności operacyjnej, nie zapominamy o naszym wpływie na otoczenie. ENEA jest firmą odpowiedzialną społecznie, która konsekwentnie dba o swoje najbliższe otoczenie i działa z poszanowaniem środowiska naturalnego, jako odpowiedzialny członek społeczności lokalnej. W ramach realizacji polityki zrównoważonego rozwoju wdrażamy projekty, których celem jest podwyższanie komfortu życia lokalnych społeczności i ochrona naturalnych zasobów.

W roku 2018 r. rozwijamy autorski projekt współpracy ze szkołami branżowymi i technicznymi. Wspierając szkolnictwo branżowe, inwestujemy w nowe kadry, które w przyszłości zasilą polską energetykę i gospodarkę. Przez trzy kwartały Grupa ENEA objęła swym patronatem sześć placówek edukacyjnych, które wyróżniają się wysokim poziomem kształcenia zawodowego. Wśród nich są szkoły z Połańca, Nowej Soli, Szczecina, Poznania, Gorzowa Wielkopolskiego i Bydgoszczy. Do końca roku będzie ich w sumie czternaście.

We wrześniu rozpoczęliśmy nabór zgłoszeń już do II edycji ENEI Akademii Talentów – programu skierowanego do dzieci i szkół. Poszukujemy młodych, uzdolnionych ludzi, a także szkół z ciekawymi inicjatywami edukacyjnymi na rzecz rozwoju talentów uczniów. Dla najzdolniejszych w dziedzinie nauki, sztuki lub sportu mamy stypendia i granty. Zwycięzców wyłonimy w styczniu 2019 r.

Rok 2018 łączy się ze szczególną dla Polski i jej gospodarki rocznicą odzyskania niepodległości. W obchodach tego wydarzenia nie mogło zabraknąć Grupy ENEA, która jest spadkobiercą ponad 100-letniej historii energetyki poznańskiej. O rozwoju firmy, zarówno pod względem technologicznym, jak i zasięgu działania oraz liczby obsługiwanych Klientów opowiadaliśmy jako uczestnicy pierwszej odsłony Polskiej Wystawy Gospodarczej – inicjatywy Prezydenta RP. O historii Polski, regionu wielkopolskiego i wielkich twórcach Niepodległej opowiadamy jako mecenas wielu projektów historycznych i patriotycznych, m.in. za sprawą wielkoformatowych nowoczesnych murali, które odświeżają ściany w stulecie niepodległości.

Czujemy się odpowiedzialni za kształt i rozwój polskiej gospodarki, dlatego dokładamy wszelkich starań, by w kolejnych okresach przyczynić się nie tylko do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju, ale również mieć swój udział w budowaniu konkurencyjności polskiej gospodarki. Rok 2018, a w szczególności trzeci kwartał poświęciliśmy na przygotowanie się do udziału w rynku mocy. Zastosowane po raz pierwszy w Polsce rozwiązanie regulacyjne ma zapobiegać niedoborom energii elektrycznej w przyszłości i tworzyć korzystne warunki inwestycyjne dla nowych i modernizacji istniejących już jednostek wytwórczych. Pierwsza z trzech zaplanowanych na ten rok aukcji miała miejsce 15 listopada. W jej wyniku zakontraktowanych zostało łącznie nie mniej niż 3 473 MW obowiązku mocowego dla jednostek należących do Grupy ENEA, w tym dla bloku 11 w Elektrowni Kozienice na okres 15 lat. Uczestnictwo w rynku mocy daje środki pozwalające na utrzymanie niezbędnych poziomów mocy dyspozycyjnych wymaganych dla bezpiecznej pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, a więc stabilnych i bezpiecznych dostaw energii elektrycznej do polskich domów i przedsiębiorstw.

Realizujemy naszą strategię, konsekwentnie zwiększając przychody ze sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego, rozwijając ofertę produktową i wzmacniając potencjał wytwórczy oraz wydobywczy Grupy. Dzięki osiąganym zgodnie z założeniami wynikom finansowym, konsekwentnie realizujemy nasz program inwestycyjny w poszczególnych obszarach działalności. Rozwijamy się odpowiedzialnie, by umacniać i zwiększać siłę polskiej gospodarki.

Z poważaniem,

Mirosław Kowalik
Prezes Zarządu ENEA S.A

1.5. Najważniejsze wydarzenia w okresie trzech kwartałów 2018 r.

Pierwszy kwartał

Zabezpieczone dostawy węgla do ENEA Elektrowni Połaniec

3 stycznia 2018 r. zawarta została umowa na zakup od Polskiej Grupy Górniczej Sp. z o.o. węgla w okresie 2018 – 2021 na potrzeby bloków energetycznych ENEA Elektrownia Połaniec S.A. Łączna wartość netto umowy wynosi 1,49 mld zł. W styczniu 2018 r. zawarto również umowę na mocy, której PGG zrealizuje na rzecz ENEA Wytwarzanie w perspektywie do końca 2021 r. dostawy węgla o wartości 0,52 mld zł.

Więcej środków na elektromobilność i innowacje

3 stycznia 2018 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie ElectroMobility Poland S.A. (spółki, w której ENEA posiada 25% udziałów) podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki o 20.000.000 zł do kwoty 30.000.000 zł, w drodze podwyższenia wartości nominalnej dotychczasowych akcji z 1.000 zł do kwoty 3.000 zł. 23 kwietnia 2018 r. podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS. 31 stycznia Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników ENEA Innovation Sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego o kwotę 3.500.000 zł (z kwoty 305.000 zł do kwoty 3.805.000 zł) poprzez utworzenie nowych 35.000 udziałów o wartości nominalnej 100 zł każdy. 23 kwietnia 2018 r. podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS. 17 kwietnia 2018 r. w KRS zmieniono nazwę spółki ENEA Innovation Sp. z o.o. na ENEA Innowacje Sp. z o.o.

Zakończenie rozbudowy strategicznej stacji elektroenergetycznej w Kostrzynie nad Odrą

W styczniu br. ENEA Operator zakończyła kilkietapową przebudowę Głównego Punktu Zasilającego (GPZ), który zapewni dostawy energii dla Odbiorców z Kostrzyńsko-Słubickiej Specjalnej Strefy Ekonomicznej (KSSSE). Inwestycja jest odpowiedzią na dynamiczny rozwój gospodarczy nadgranicznej strefy, który przekłada się na potrzebę przyłączania nowych podmiotów do sieci oraz zwiększające się od kilku lat zapotrzebowanie na moc.

Nowa oferta wspierająca walkę ze smogiem

Od 31 stycznia br. ENEA rozszerzyła ofertę o nowy produkt promujący zwiększanie zużycia prądu w godzinach nocnych. Nowa oferta – ENEA Eco – dzięki preferencyjnym cenom ma zachęcić Klientów do korzystania z ogrzewania elektrycznego oraz samochodów elektrycznych. Produkt przeznaczony jest dla Klientów indywidualnych, którzy zużywają energię na potrzeby gospodarstw domowych przyłączonych do sieci ENEA Operator. Produkt ten wspiera zwiększenie zużycia energii w godzinach od 22.00 do 6.00. Ma być uzupełnieniem preferencyjnych rozwiązań, jakie znalazły się w taryfie dystrybucyjnej ENEA Operator, która obowiązuje od 31 stycznia tego roku.

Zmiany w zarządach spółek zależnych

Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników ENEA Wytwarzanie 1 lutego br. odwołało ze składu zarządu spółki Dariusza Skibę, wiceprezesa ds. ekonomiczno-finansowych oraz Stefana Pacyńskiego, wiceprezesa ds. strategii rozwoju. 16 lutego Rada Nadzorcza ENEA Wytwarzanie podjęła decyzję o powołaniu z dniem 26 lutego Andrzeja Wicika na stanowisko wiceprezesa ENEA Wytwarzanie ds. strategii rozwoju oraz Jarosława Ołowskiego na stanowisko wiceprezesa ds. ekonomiczno-finansowych. Decyzję poprzedziła procedura konkursowa i rozmowy kwalifikacyjne. 16 lutego Krzysztof Szlaga przestał pełnić funkcję Prezesa Zarządu spółki Lubelski Węgiel Bogdanka S.A. Do czasu powołania jego następcy obowiązki Prezesa Zarządu pełnił Sławomir Karlikowski, Zastępca Prezesa Zarządu ds. Produkcji. 19 marca Rada Nadzorcza LW Bogdanka podjęła uchwałę w sprawie powołania Artura Wasila na stanowisko Prezesa Zarządu od 21 marca br. Rada Nadzorcza ENEA Centrum po zakończonym 27 marca br. postępowaniu kwalifikacyjnym podjęła uchwałę o powołaniu z dniem 28 marca Sławomira Jankiewicza na stanowisko prezesa zarządu ENEA Centrum oraz Krzysztofa Kierzkowskiego na stanowisko członka zarządu ds. IT i rozwoju ENEI Centrum.

Pozytywna ocena wniosku o dofinansowanie farmy wiatrowej Jastrowie

W marcu br. pozytywnie został oceniony i otrzymał dofinansowanie ze źródła UE w kwocie 1.470.231,75 zł projekt budowy farmy fotowoltaicznej o mocy przyłączeniowej 1 MW w miejscowości Jastrowie. Łączna wartość projektu to 4.679.063,91 zł.

Zmiany w Radzie Nadzorczej ENEA S.A.

Na wniosek Ministra Energii z dniem 22 marca 2018 roku do składu Rady Nadzorczej ENEA S.A. powołany został Ireneusz Kulka. Pan Ireneusz Kulka został decyzją Ministra Energii z dniem 15 kwietnia odwołany ze stanowiska, a następnie 16 kwietnia br. ponownie powołany w skład Rady Nadzorczej ENEA S.A. przez Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki. Decyzją Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki do Rady Nadzorczej po uzyskaniu przez kandydata pozytywnej opinii Rady do spraw spółek z udziałem Skarbu Państwa i państwowych osób prawnych dołączył również Paweł Jabłoński. Ponadto Walne Zgromadzenie odwołało z Rady Nadzorczej Rafała Bargiela i Piotra Kossaka.

Blżej rozpoczęcia realizacji budowy bloku energetycznego w Elektrowni Ostrołęka

27 marca Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o., kontrolowana przez ENEA S.A. i Energe S.A. wyraziła zgodę na rozstrzygnięcie postępowania „Budowa Elektrowni Ostrołęka C o mocy ok. 1000 MW” poprzez wybór jako najkorzystniejszej oferty Konsorcjum GE Power Sp. z o.o. i Alstom Power System S.A.S, jako Generalnego Wykonawcy. Oferta opiewa na kwotę 5.049.729.000 zł netto, czyli 6.023.034.950 zł brutto.

Drugi kwartał

Kolejny krok na drodze do uruchomienia inwestycji budowy Ostrołęki C

4 kwietnia br. Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. rozstrzygnęła postępowanie o udzielenie zamówienia publicznego pt. "Budowa Elektrowni Ostrołęka C o mocy ok. 1000 MW" wybierając konsorcjum GE Power Sp. z o.o. i Alstom Power System S.A.S, jako Generalnego Wykonawcę. Rozstrzygnięcie postępowania nie było równoznaczne z wyrażeniem zgody na zawarcie kontraktu z Generalnym Wykonawcą – do czego konieczna była m.in. uprzednia zgoda Rady Nadzorczej ENEA. Kontrakt na budowę Elektrowni Ostrołęka C z konsorcjum spółek GE (GE Power Sp. z o.o. i Alstom Power Systems SAS) został podpisany 12 lipca br. Podpisanie umowy przez spółkę celową z Generalnym Wykonawcą nie jest równoznaczne z wyrażeniem zgody na wydanie polecenia rozpoczęcia prac.

Dalsze działania na rzecz rozwoju elektromobilności

20 kwietnia ENEA Serwis, Kolejowe Zakłady Łączności, Grupa LOTOS, Poczta Polska i Telewizja Polska podpisały w siedzibie Ministerstwa Energii porozumienia dotyczące wspólnych działań na rzecz rozwoju elektromobilności. Celem podpisanych dokumentów jest rozwój elektromobilności i zacieśnienie współpracy pomiędzy firmami w tym zakresie. Spółki będą się wspierać w działaniach na rzecz zwiększania efektywności swoich flot pojazdów, poprzez wprowadzanie samochodów zasilanych paliwami alternatywnymi i tworzenie dla nich infrastruktury. Z kolei 25 czerwca Narodowe Centrum Badań i Rozwoju oraz spółki energetyczne: ENEA, Energa-Operator, PGE Dystrybucja i Tauron Dystrybucja, podpisały list intencyjny dotyczący wielostronnej współpracy na rzecz rozwoju elektromobilności w Polsce. Założeniem programu „e-VAN” jest opracowanie innowacyjnego, bezemisyjnego auta dostawczego. Pojazd będzie dostosowany do potrzeb sygnatariuszy listu intencyjnego, tak aby mógł być wykorzystywany m.in. we flotach spółek do realizacji codziennych zadań.

Przegląd gwarancyjny nowego bloku w Elektrowni Kozienice

Od 7 do 27 maja br. trwał przegląd gwarancyjny nowej jednostki wytwórczej w Elektrowni Kozienice, czyli największego i najnowocześniejszego w tej elektrowni Bloku B11. To największa w Polsce, najsprawniejsza i najbardziej nowoczesna jednostka energetyczna na węgiel kamienny. Blok B11 został oddany do eksploatacji 19 grudnia 2017 r. Dzięki wykorzystaniu zaawansowanych rozwiązań technologii na parametry nadkrytyczne, blok już w okresie „niemowlęcym” osiąga wysoką sprawność, co pozwala na znaczne obniżenie emisji dwutlenku węgla w stosunku do emisji z istniejących bloków opalanych węglem kamiennym. W czasie prowadzenia przeglądu trwał postój bloku, sprawdzono instalacje i systemy B11.

Zmiany w zarządach spółek zależnych

10 maja pracę na stanowisku prezesa ENEI Wytwarzanie zakończył Krzysztof Figat. Z dniem 4 czerwca 2018 r. Rada Nadzorcza spółki ENEA Wytwarzanie, po przeprowadzonej procedurze kwalifikacyjnej, powołała Antoniego Józwowicza na prezesa zarządu ENEI Wytwarzanie. Antoni Józwowicz w swojej karierze pracował na wielu stanowiskach zarządczych i wykonawczych, m.in. jako prezes Polimex-Mostostal S.A., gdzie odpowiadał za realizację końcowego etapu budowy bloku B11 w ENEI Wytwarzanie, który został oddany do eksploatacji 19 grudnia 2017 r.

Bogdanka z grupy kapitałowej ENEA złożyła wniosek o koncesję na wydobycie ze złożeń K-6 i K-7

11 maja LW Bogdanka złożyła do Ministra Środowiska wniosek o udzielenie koncesji na wydobycie węgla kamiennego ze znajdującego się na Lubelszczyźnie złoża „K-6 i K-7”. Graniczy ono bezpośrednio z obszarem „Puchaczów V”, eksploatowanym obecnie przez Bogdankę. Zasoby operatywne objęte Projektem Zagospodarowania Złoża w okresie obowiązywania koncesji, o którą wnioskuje spółka, czyli do 2046 roku, szacowane są na 66 mln ton. W dalszej kolejności Bogdanka planuje wystąpić o przedłużenie tej koncesji, co pozwoliłoby zwiększyć poziom zasobów o kolejne 60-70 mln ton. Zwiększenie zasobów o 66 mln ton oznaczałoby przedłużenie żywotności kopalni o około dziewięć lat. Pierwsza ściana na złożu „K-6 i K-7” może zostać uruchomiona w 2022 roku – przy założeniu, że koncesja zostanie przyznana jeszcze w tym roku.

ENEA wspiera szkolnictwo branżowe...

ENEA wypracowała projekt współpracy spółek z Grupy ze szkołami branżowymi i technicznymi. Program ENEI zakłada objęcie patronatem 14 szkół branżowych i techników. Są to szkoły, które wyróżniają się wysokim poziomem kształcenia uczniów w zawodach i umiejętnościach, na które jest największe zapotrzebowanie w spółkach Grupy ENEA. Inauguracja programu odbyła się 17 maja w Połańcu. ENEA oraz ENEA Elektrownia Połaniec podpisały umowę patronacką z Zespołem Szkół im. Oddziału Partyzanckiego AK „Jędrusie” w Połańcu.

... i szkolnictwo wyższe

Grupa ENEA we współpracy z Politechniką Poznańską od października br. uruchomi pilotażowy program studiów dualnych dla studentów studiów I stopnia Wydziału Elektrycznego. Po ukończeniu tego typu studiów absolwent może pochwalić się zarówno dyplomem, jak i odpowiednim doświadczeniem zawodowym. Studia dualne to innowacyjny system studiowania - równoczesne zdobywanie wiedzy akademickiej i doświadczenia praktycznego. Program studiów obejmuje niezbędny zakres wiedzy teoretycznej zdobywanej w trakcie wykładów, ćwiczeń i laboratoriów oraz warsztatów na Politechnice Poznańskiej (trzy dni w tygodniu), przeplatanych z zajęciami praktycznymi – laboratoryjnymi i projektowymi w spółkach Grupy ENEA (dwa dni w tygodniu).

ENEA Serwis buduje elektrownię fotowoltaiczną w Szczecinie

ENEA Serwis zbuduje w Szczecinie elektrownię fotowoltaiczną o mocy znamionowej 420 kW wraz z przyłączami elektroenergetycznymi. W czerwcu spółka wygrała przetarg ogłoszony przez inwestora – Zachodniopomorskie Centrum Onkologii w Szczecinie. Zakończenie realizacji przedsięwzięcia przewidywane jest na wrzesień tego roku. Elektrownia będzie składała się z dwóch części: wolnostojącej o mocy elektrycznej 404,24 kW oraz zainstalowanej na dachu budynku administracyjnego o mocy elektrycznej 18,60 kW.

Trzeci kwartał

Projekt Ostrołęka C – kolejne etapy procesu

2 lipca 2018 r. zarząd ENEA S.A. otrzymał od zarządu spółki Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o. wniosek o wyrażenie zgody na zawarcie umowy o zamówienie publiczne z generalnym wykonawcą, wyłonionym w ramach postępowania o udzielenie sektorowego zamówienia publicznego w trybie dialogu konkurencyjnego pn. „Budowa Elektrowni Ostrołęka C o mocy ok. 1000 MW”. Zgodę na zawarcie ww. umowy Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. wyraziło 6 lipca, a 6 dni później, czyli 12 lipca, doszło do podpisania przez spółkę Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o. umowy o zamówienie publiczne z generalnym wykonawcą: Konsorcjum GE Power Sp. z o.o. – Liderem Konsorcjum oraz Alstom Power Systems S.A.S. Na początku września zapadła decyzja w sprawie zaangażowania nowego podmiotu w finansowanie projektu Ostrołęka C. Obok spółek ENEA S.A. oraz Energa S.A. podmiotem zaangażowanym w finansowanie budowy elektrowni będzie również Fundusz Inwestycyjny Zamknięty Aktywów Niepublicznych Energia. 4 września 2018 roku zostało podpisane porozumienie pomiędzy Elektrownią Ostrołęka sp. z o.o. a wcześniej wymienionymi podmiotami. W treści porozumienia określono wstępną strukturę finansowania projektu, gdzie łącznie 2 mld zł obejmuje kapitał wnoszony do spółki przez ENEA S.A. i Energa S.A. (po 1 mld zł), uwzględniając w tej kwocie środki wnoszone przez ENEA S.A. i Energa S.A. przed dniem zawarcia ewentualnej umowy inwestycyjnej z funduszem, oraz maksymalnie 1 mld zł to kapitał wnoszony do spółki przez FIZAN Energia. Pozostała kwota przypadająca będzie na inne formy finansowania. Kolejny kluczowy etap w procesie miał miejsce 24 września. Wtedy Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie ENEA S.A. wyraziło kierunkową zgodę na przystąpienie do etapu budowy w ramach projektu Ostrołęka C. Wcześniej 3 września taką samą decyzję ogłosiła spółka Energa S.A. - podmiot współfinansujący projekt Ostrołęka C.

Zmiany w Radzie Nadzorczej ENEA S.A. oraz w zarządach spółek zależnych

31 lipca 2018 r. z pełnienia funkcji członka Rady Nadzorczej ENEA S.A. zrezygnował pan Rafał Szymański. 24 września 2018 r. do Rady Nadzorczej ENEA S.A. powołany został pan Paweł Andrzej Korobłowski.

W dniu 21 sierpnia 2018 r. pan Andrzej Wicik złożył oświadczenie o rezygnacji z pełnienia funkcji Wiceprezesa Zarządu ds. Strategii Rozwoju ENEI Wytwarzanie sp. z o.o. ze skutkiem na koniec dnia 31 sierpnia 2018 r. Rada Nadzorcza ENEI Wytwarzanie na posiedzeniu w dniu 4 września 2018 r. podjęła decyzję o powołaniu z dniem 10 września 2018 r. na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Strategii Rozwoju ENEI Wytwarzanie Pana Tomasza Siwaka.

Rada Nadzorcza ENEI Centrum z dniem 10 sierpnia 2018 r. odwołała ze składu zarządu spółki Ewę Troszczyńską – Członka Zarządu ds. Finansowych, Łukasza Pawłowskiego – Członka Zarządu ds. Obsługi Klienta oraz Krzysztofa Kierzkowskiego – Członka Zarządu ds. IT i Rozwoju. 12 września 2018 r. Rada Nadzorcza ENEI Centrum podjęła decyzję o powołaniu z dniem 13 września 2018 r. Dariusza Szymczaka na stanowisko Członka Zarządu ds. Obsługi Klienta oraz Józefa Aleszczyka na stanowisko Członka Zarządu ds. Operacyjnych.

Rada Nadzorcza LW Bogdanka S.A. 19 września 2018 r., odwołała Stanisława Misterka z funkcji Zastępcy Prezesa Zarządu ds. Ekonomiczno-Finansowych oraz Sławomira Karlikowskiego z funkcji Zastępcy Prezesa Zarządu ds. Produkcji i Rozwoju. 4 października 2018 r. do składu zarządu spółki został powołany Artur Wasilewski na stanowisko Zastępcy Prezesa Zarządu ds. Ekonomiczno - Finansowych oraz Dariusz Dumkiewicz na stanowisko Zastępcy Prezesa Zarządu ds. Rozwoju.

Zakończenie inwestycji w Wielkopolsce i na Pomorzu Zachodnim

W lipcu oddano do użytku linię wysokiego napięcia 110 kV relacji Leszno Gronowo – Śrem w Wielkopolsce oraz kompleksowo zmodernizowano Główny Punkt Zasilania Zdroje na Zachodnim Pomorzu. Odcinek linii z Leszna do Śremu to ostatni etap przebudowy ponad 110 km ciągu liniowego z Leszna do Wrześni. Obie inwestycje zostały zrealizowane przez ENEA Operator.

ENEA S.A. i LW Bogdanka S.A. w londyńskim koszyku FTSE Russell

Polska awansowała z grupy krajów rozwijających się do prestiżowego grona rynków rozwiniętych. 24 września obok GPW w indeksie FTSE Russell zadebiutowało jeszcze 36 polskich spółek. Wśród nich, w kategorii spółek małych, znalazły się ENEA S.A. i LW Bogdanka S.A. W indeksie FTSE Russell Polska rozpoczęła notowania od pozycji 23 na 25 wszystkich rozwiniętych rynków kapitałowych.

Ważne wydarzenia po zakończeniu trzeciego kwartału

Fitch potwierdza ocenę ratingową ENEA S.A.

1 października agencja ratingowa Fitch Ratings potwierdziła dla ENEA S.A. długoterminowe ratingi w walucie krajowej i zagranicznej na poziomie "BBB" ze stabilną perspektywą. Potwierdzenie ratingów uwzględnia zmianę profilu biznesowego Spółki, w którym zwiększyła się rola bardziej ryzykownych, zdaniem Fitch, segmentów działalności takich jak wytwarzanie energii elektrycznej i górnictwo węgla kamiennego. Nadal jednak istotną część działalności Spółki stanowi bardziej przewidywalny sektor dystrybucji energii elektrycznej.

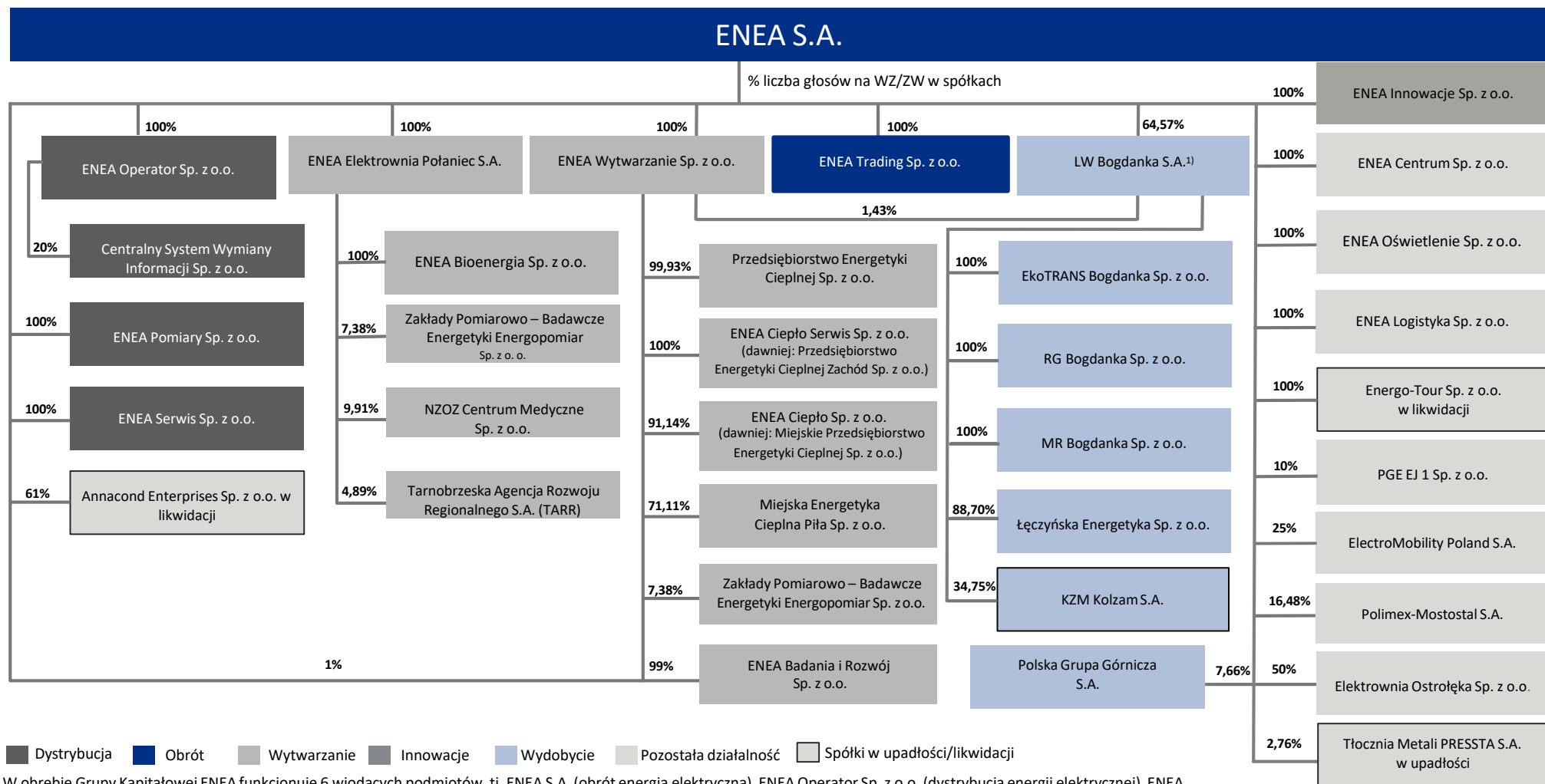




2. Organizacja i działalność Grupy ENEA

2. ORGANIZACJA I DZIAŁALNOŚĆ GRUPY ENEA

2.1. Struktura Grupy



W obrębie Grupy Kapitałowej ENEA funkcjonuje 6 wiodących podmiotów, tj. ENEA S.A. (obróć energią elektryczną), ENEA Operator Sp. z o.o. (dystrybucja energii elektrycznej), ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o. oraz ENEA Elektrownia Połaniec S.A. (produkcja i sprzedaż energii elektrycznej i ciepłej), ENEA Trading Sp. z o.o. (handel hurtowy energią elektryczną) oraz LW Bogdanka S.A. (wydobycie węgla). Pozostałe podmioty świadczą działalność pomocniczą w odniesieniu do wymienionych spółek. W strukturze Grupy uwzględniono również udziały mniejszościowe w podmiotach posiadane przez ENEA S.A. oraz spółki zależne od ENEA S.A. tj. w szczególności ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o. oraz LW Bogdanka S.A.

¹⁾ ENEA S.A. łącznie z ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o. posiada 65,999% liczby głosów na WZ

2.2. Zmiany w strukturze Grupy

Restrukturyzacja majątkowa

Po dokonaniu w latach poprzednich kluczowych zmian organizacyjnych w okresie 1-3Q 2018 r. Grupa Kapitałowa ENEA, poza inicjatywami związanymi z planowanymi zmianami, nie realizowała istotnych działań w zakresie restrukturyzacji majątkowej.

Dezynwestycje kapitałowe

W okresie 1-3Q 2018 r. nie prowadzono istotnych działań w zakresie dezynwestycji kapitałowych.

Zmiany w organizacji Grupy

W okresie 1-3Q 2018 r. Grupa ENEA kontynuowała działania ukierunkowane na realizację Strategii Korporacyjnej Grupy.

Inwestycje kapitałowe

Obszar	Data	Spółka	Zdarzenie
1-3Q 2018			
Pozostała działalność	23 marca 2018 r.	Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o.	Nabycie przez ENEA S.A. od Energa S.A. 1.201.036 udziałów Spółki Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. - ENEA S.A. posiada łącznie 50,00% w kapitale zakładowym Spółki.
Pozostała działalność	29 marca 2018 r.	Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o.	W dniu 27 lutego 2018 r. nastąpiło zarejestrowanie przez KRS przekształcenia Elektrowni Ostrołęka SA na spółkę z ograniczoną odpowiedzialnością. W dniu 29 marca 2018 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników Spółki Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. podjęło uchwałę o podwyższeniu kapitału zakładowego Spółki z kwoty 229.100.000,00 zł do kwoty 264.100.000,00 zł, tj. o kwotę 35.000.000,00 zł przez utworzenie 700.000 nowych równych, niepodzielnych udziałów, uprzywilejowanych co do głosu w taki sposób, że na jeden udział przypadać będą dwa głosy, a uprzywilejowanie to wygaśnie w przypadku zbycia udziałów na rzecz osoby innej niż Główny Wspólnik tj. ENEA S.A. lub Energa S.A. o wartości nominalnej 50,00 zł każdy i o łącznej wartości nominalnej 35.000.000,00 zł. W dniu 29 marca 2018 r. ENEA S.A. podpisała oświadczenie o objęciu 350.000. udziałów i pokryciu ich wkładem pieniężnym w wysokości 17.500.000,00 zł. W dniu 30 marca 2018 r. ENEA S.A. wniosła wkład pieniężny na konto Spółki. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS w dniu 30 lipca 2018 r.
Pozostała działalność	3 stycznia 2018 r.	Electro-Mobility Poland S.A	Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie ElectroMobility Poland S.A. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki o kwotę 20.000.000 zł, tj. z kwoty 10.000.000 zł do kwoty 30.000.000 zł, w drodze podwyższenia wartości nominalnej dotychczasowych akcji z 1.000,00 zł do kwoty 3.000,00 zł. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w dniu 23 kwietnia 2018 r.
Innowacje	31 stycznia 2018 r.	ENEA Innovation Sp. z o.o.	31 stycznia 2018 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników ENEA Innovation Sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego o kwotę 3.500.000,00 zł, to jest z kwoty 305.000,00 – uwzględniającej poprzednie podwyższenie kapitału zakładowego Spółki na podstawie Uchwały nr 1 Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników z dnia 2 sierpnia 2017 r. do kwoty 3.805.000,00 zł poprzez utworzenie nowych 35.000 udziałów o wartości nominalnej 100,00 zł każdy. Podwyższenie kapitału zostało zarejestrowane w dniu 23 kwietnia 2018 r.
Wydobycie	31 stycznia 2018 r.	PGG S.A.	31 stycznia 2018 r. NWZ PGG S.A. podjęło Uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego PGG S.A. o kwotę 300.000.000 zł poprzez emisję 3.000.000 nowych akcji serii B w drodze subskrypcji prywatnej o wartości nominalnej 100 zł każda i o łącznej wartości nominalnej 300.000.000 zł. ENEA w dniu 31 stycznia 2018 r. zawarła umowę objęcia 900.000 akcji imiennych serii B w całości opłaconych wkładem pieniężnym w kwocie 90.000.000 zł, zwiększając swój udział w kapitale zakładowym Spółki z 5,81 % na 7,66 % (wpis do KRS 6 kwietnia 2018r.) Powyższe dokapitalizowanie jest trzecią ostatnią transzą dokapitalizowania PGG S.A., wynikającą z realizacji postanowień Umowy Inwestycyjnej z dnia 31 marca 2017 r., która przewidywała łączne dokapitalizowanie PGG przez ENEA S.A. w kwocie 300.000.000 zł. Podwyższenie zostało zarejestrowane w KRS w dniu 6 kwietnia 2018 r.
Wytwarzanie	1 lutego 2018 r.	ENEA Badania i Rozwój Sp. z o.o.	W związku z podjętą w dniu 17 listopada 2017 r. przez Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników ENEA Badania i Rozwój Sp. z o.o. uchwałą o podwyższeniu kapitału zakładowego Spółki z 5.000 zł do 2.005.000 zł., w dniu 01 lutego 2018 r. ENEA S.A. podpisała oświadczenie o objęciu 400 udziałów i pokryciu ich wkładem pieniężnym w wysokości 20.000 zł. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS w dniu 16 kwietnia 2018 r.
Pozostała działalność	28 lutego 2018 r.	Annacond Enterprises Sp. z o.o.	Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki Annacond Enterprises Sp. z o.o. podjęło uchwałę postanawiającą o postawieniu spółki w stan likwidacji.

Innowacje	17 kwietnia 2018 r.	ENEA Innowacje Sp. z o.o.	Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników w dniu 2 sierpnia 2017 r. 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. W dniu 17 kwietnia 2018 KRS zarejestrował ww. podwyższenie.
Pozostała działalność	9 lipca 2018 r.	ENEA Oświetlenie Sp. z o.o.	Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników Spółki ENEA Oświetlenie Sp. z o.o. z siedzibą w Szczecinie w dniu 9 lipca 2018 r. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego Spółki o kwotę 16.000.000 zł, z kwoty 166.127.000 zł do kwoty 182.127.000 zł, przez utworzenie nowych 32.000 udziałów o łącznej wartości 16.000.000 zł o wartości nominalnej 500 zł każdy. W dniu 11 lipca 2018 r. ENEA S.A. podpisała oświadczenie o objęciu 32.000. udziałów i pokryciu ich wkładem pieniężnym w wysokości 16.000.000 zł. W dniu 12 lipca 2018 r. ENEA S.A. wniosła wkład pieniężny na konto Spółki. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS w dniu 5 listopada 2018 r.
Pozostała działalność	27 lipca 2018 r.	Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o.	W dniu 27 lipca 2018 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego Spółki do kwoty 551.100.000 zł, tj. o kwotę 287.000.000 zł poprzez utworzenie 5.740.000 nowych równych, niepodzielnych udziałów, uprzywilejowanych co do głosu w taki sposób, że na jeden udział przypadać będą dwa głosy, a uprzywilejowanie to wygaśnie w przypadku zbycia udziałów na rzecz osoby innej niż Główny Wspólnik tj. ENEA S.A. lub Energa S.A. o wartości nominalnej 50,00 zł każdy i o łącznej wartości nominalnej 287.000.000 zł. W wyniku podwyższenia kapitału zakładowego spółki Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o., ENEA S.A. w dniu 30 lipca 2018 r. objęła 2.870.000 udziałów w kapitale zakładowym o wartości 143.500.000 zł. W dniu 2 sierpnia 2018 r. ENEA S.A. wniosła wkład pieniężny na konto Spółki. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS 16 października 2018 r.
Pozostała działalność	9 sierpnia 2018 r.	PGE EJ 1 Sp. z o.o.	W dniu 9 sierpnia 2018 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PGE EJ 1 Sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego Spółki z kwoty 310.858.470 zł do kwoty 370.858.200 zł o kwotę 59.999.730 zł. W wyniku podwyższenia kapitału zakładowego spółki PGE EJ 1 Sp. z o.o., ENEA S.A. w dniu 21 sierpnia 2018 r. objęła 42.553 udziałów w kapitale zakładowym Spółki o wartości 5.999.973 zł. W dniu 23 sierpnia 2018 r. ENEA S.A. wniosła wkład pieniężny na konto Spółki. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS w dniu 11 września 2018 r.
Zdarzenia po okresie sprawozdawczym			
Pozostała działalność	4 października 2018 r.	ElectroMobility Poland S.A	Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie ElectroMobility Poland S.A. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki o kwotę 40.000.000 zł, tj. z kwoty 30.000.000 zł do kwoty 70.000.000 zł, w drodze podwyższenia wartości nominalnej dotychczasowych akcji z 3.000,00 zł do kwoty 7.000,00 zł. Podwyższenie kapitału zakładowego oczekuje na rejestrację w KRS.

Szczegółowy opis inwestycji kapitałowych zamieszczony jest w skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy Kapitałowej ENEA za okres od 1 stycznia do 30 września 2018 r.

Reorganizacja Segmentu Ciepło

Enea Ciepło Sp. z o.o. oraz ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o. są spółkami uczestniczącymi w Projekcie: Reorganizacja Segmentu Ciepło, którego głównym założeniem jest utworzenie struktur organizacyjnych umożliwiających optymalne zarządzanie aktywami w obszarze Segmentu Ciepło, którego obecna struktura jest oparta na działalności prowadzonej przez ENEA Ciepło Sp. z o.o., ENEA Ciepło Serwis Sp. z o.o. oraz Elektrociepłownię Białystok, stanowiącą element struktury organizacyjnej ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o. Jednym z zadań przewidzianych w ramach realizacji Projektu jest podział ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o. polegający na wydzieleniu zorganizowanej części przedsiębiorstwa w postaci Elektrociepłowni Białystok na rzecz ENEA Ciepło Sp. z o.o., a ponadto zakup przez ENEA S.A. udziałów ENEA Ciepło Sp. z o.o. i ENEA Ciepło Serwis Sp. z o.o. od ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o.

W związku z powyższym w dniu 26 października 2018 r. odbyło się Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników Spółki ENEA Ciepło Sp. z o.o., na którym podjęto uchwałę w sprawie podziału spółki ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o. poprzez wydzielenie i przeniesienie wydzielonych składników majątku na spółkę ENEA Ciepło Sp. z o.o. oraz w sprawie zgody na podwyższenie kapitału zakładowego i zmianę umowy spółki ENEA Ciepło Sp. z o.o. W tym samym dniu odbyło się Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Wspólników Spółki ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o., na którym podjęto także uchwałę w sprawie podziału Spółki ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o. poprzez wydzielenie i przeniesienie wydzielonych składników majątku na Spółkę ENEA Ciepło Sp. z o.o. oraz zgody na zmianę umowy spółki ENEA Ciepło Sp. z o.o. oraz uchwałę w sprawie wyrażenia zgody na zbycie przez ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o. udziałów ENEA Ciepło Sp. z o.o. z siedzibą w Białymstoku oraz ENEA Ciepło Serwis Sp. z o.o. z siedzibą w Białymstoku na rzecz ENEA S.A. z siedzibą w Poznaniu. Z dniem 5 listopada 2018 r. nastąpiło zbycie udziałów ENEA Ciepło Sp. z o.o. oraz ENEA Ciepło Serwis sp. z o.o. przez ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o. na rzecz ENEA S.A.

2.3. Obszary

Obszary Biznesowe Grupy ENEA

WYDOBYCIE

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



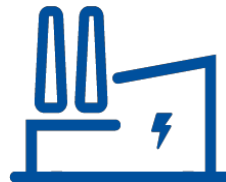
DYSTRYBUCJA

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



WYTWARZANIE

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



OBRÓT

Obrót detaliczny:

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

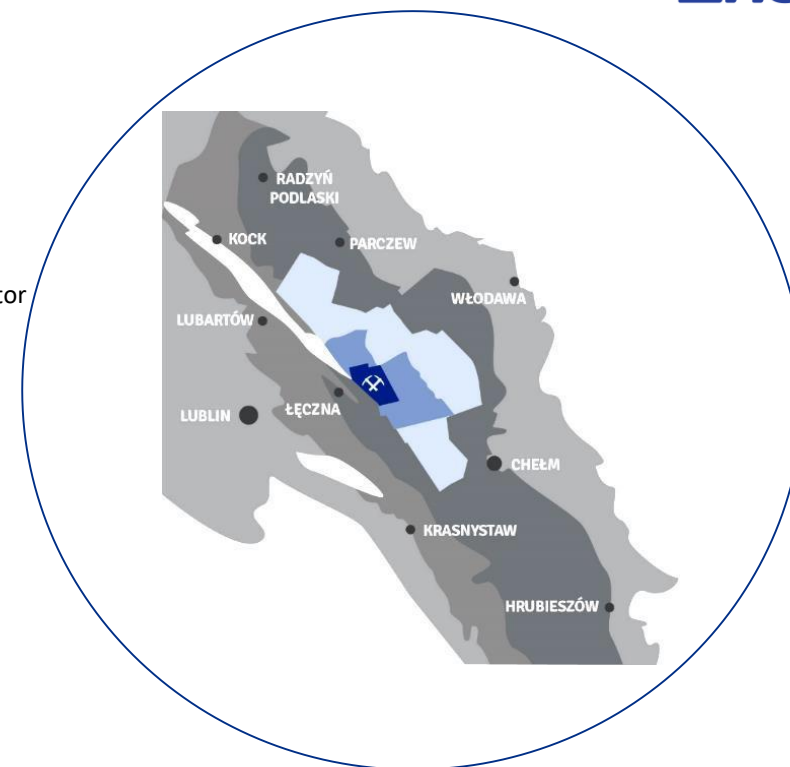
Obrót hurtowy:

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





Obszar dystrybucyjny ENEA Operator
Lubelskie Zagłębie Węglowe



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

Wyszczególnienie	1-3Q2017	1-3Q 2018	Zmiana
Produkcja netto [tys. ton]	6 712	6 820	1,6%
Sprzedaż węgla [tys. ton]	6 698	6 788	1,3%
Zapasy (na koniec okresu) [tys. ton]	140	57	-59,3%
Roboty chodnikowe [km]	22,5	28,6	27,1%

Wytwarzanie



- Elektrownie:
Kozienice, Połaniec
- Elektrociepłownia Białystok,
MEC Piła, PEC Oborniki,
Enea Ciepło Serwis, ENEACiepło
- Farmy wiatrowe:
Bardy, Darżyno, Baczyna
- 21 elektrowni wodnych
- Biogazownie:
Gorzesław, Liszkowo
- Obszar dystrybucyjny
Enea Operator

Aktywa wytwórcze Grupy ENEA

Wyszczególnienie	Moc zainstalowana elektryczna [MW _e]	Moc osiągnięta elektryczna [MW _e]	Moc zainstalowana cieplna [MW _t]
Elektrownia Kozienice	4071,8	4016,0	125,4
Elektrownia Połaniec	1837,0	1882,0	130,0
Elektrociepłownia Białystok	203,5	156,6	383,7
Farmy Wiatrowe Bardy, Darżyno i Baczyna	70,1	70,1	0,0
Biogazownie Liszkowo i Gorzesław	3,8	3,8	3,1
Elektrownie Wodne	60,4	57,6	0,0
MEC Piła	10,0	10,0	121,30 ¹⁾
PEC Oborniki	0,0	0,0	30,4
Enea Ciepło	0,0	0,0	185,0
Razem	6 256,6	6 196,1	978,90¹⁾

¹⁾ Zmiana wartości spowodowana jest modernizacją kotła na terenie kółtowni EC-Koszyce w Pile

Dane dotyczące ENEA Wytwarzanie

Wyszczególnienie	1-3Q2017	1-3Q2018	Zmiana	3Q2017	3Q2018	Zmiana
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej (netto) [GWh], w tym:	10 001¹⁾	12 380	23,8%	3 356¹⁾	4 379	30,5%
Produkcja netto ze źródeł konwencjonalnych [GWh], w tym:	9 711¹⁾	12 058	24,2%	3 277¹⁾	4 272	30,4%
Enea Wytwarzanie (z wyłączeniem współspalania biomasy)	9 410 ¹⁾	11 884	26,3%	3 196 ¹⁾	4 260	33,3%
Enea Wytwarzanie - Segment Ciepło (Elektrociepłownia Białystok - z wyłączeniem spalania biomasy)	254	127	-50,0%	69	0	-100,0%
MEC Piła	47	47	0,0%	12	12	0,0%
Produkcja z odnawialnych źródeł energii netto [GWh], w tym:	290	322	11,0%	79	107	35,4%
Spalanie biomasy	40	112	180,0%	0	45	
Enea Wytwarzanie - Segment OZE (elektrownie wodne)	117	126	7,7%	41	29	-29,3%
Enea Wytwarzanie - Segment OZE (farmy wiatrowe)	126	80	-36,5%	36	32	-11,1%
Enea Wytwarzanie - Segment OZE (biogazownie)	7	4	-42,9%	2	1	-50,0%
Produkcja ciepła brutto [TJ]	3 514	3 434	-2,3%	492	451	-8,3%

¹⁾ W tym 74 GWh dotyczy Bloku 11, który był w fazie rozruchu

Dane dotyczące ENEA Elektrownia Połaniec

Wyszczególnienie	1-3Q 2017	w tym GK ENEA ¹⁾	1-3Q 2018	3Q 2017	3Q 2018
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej (netto) [GWh], w tym:	6 932	5 177	7 560	2 485	2 769
Enea Elektrownia Połaniec – produkcja netto ze źródeł konwencjonalnych	5 442	4 123	6 432	2 074	2 328
Enea Elektrownia Połaniec - produkcja z odnawialnych źródeł energii (spalanie biomasy – zielony blok)	1 030	783	1 017	297	423
Enea Elektrownia Połaniec - produkcja z odnawialnych źródeł energii (współspalanie biomasy)	461	271	111	114	18
Produkcja ciepła brutto [TJ]	1 821	1 276	1 792	574	564

¹⁾ Od 14 marca 2017 r.

Darmowy przydział CO₂



Kozienice

Darmowy przydział CO 2 [t] /energia elektryczna/	Rok 2013	Rok 2014	Rok 2015	Rok 2016	Rok 2017	Rok 2018	Suma
Elektrownia Kozienice - zg. z rozp. RM z dn. 8.04.2014	5 428 606	5 018 189	4 361 736	3 318 805	2 511 410	2 001 109	22 639 855
Elektrownia Kozienice Bl. 11	0	0	0	411 338	1 245 072	992 082	2 648 492
Elektrownia Kozienice - przydział otrzymany ¹⁾	5 428 606	4 719 575	2 843 957	3 008 656	2 321 834	-	18 322 628

Darmowy przydział CO 2 [t] /ciepło/	Rok 2013	Rok 2014	Rok 2015	Rok 2016	Rok 2017	Rok 2018	Suma
Elektrownia Kozienice - zg. z rozp. RM z dn. 31.03.2014	26 297	23 434	20 673	18 035	15 546	13 137	117 122
Elektrownia Kozienice - przydział otrzymany ¹⁾	26 297	23 434	20 673	18 035	15 546	13 137	117 122

¹⁾ przydział otrzymywany z rocznym przesunięciem



Białystok

Darmowy przydział CO 2 [t] /energia elektryczna/	Rok 2013	Rok 2014	Rok 2015	Rok 2016	Rok 2017	Rok 2018	Suma
Elektrociepłownia Białystok - zg. z rozp. RM z dn. 8.04.2014	260 483	240 789	209 291	159 247	120 506	96 020	1 086 336
Elektrociepłownia Białystok - przydział otrzymany ¹⁾	260 483	240 789	161 766	127 514	74 054	-	864 606

Darmowy przydział CO 2 [t] /ciepło/	Rok 2013	Rok 2014	Rok 2015	Rok 2016	Rok 2017	Rok 2018	Suma
Elektrociepłownia Białystok - zg. z rozp. RM z dn. 31.03.2014	253 400	212 489	175 707	142 958	123 118	104 906	1 012 578
Elektrociepłownia Białystok - przydział otrzymany ¹⁾	253 400	212 489	175 719	142 941	123 074	104 834	1 012 457

¹⁾ przydział otrzymywany z rocznym przesunięciem



Połaniec

Darmowy przydział CO 2 [t] /energia elektryczna/	Rok 2013	Rok 2014	Rok 2015	Rok 2016	Rok 2017	Rok 2018	Suma
El. Połaniec - zg. z rozp. RM z dn. 8.04.2014	2 696 073	2 492 243	2 166 221	1 648 258	1 247 271	993 835	11 243 901
El. Połaniec - przydział otrzymany ¹⁾	2 696 073	2 492 243	2 166 221	204 565	0	0	7 559 102

Darmowy przydział CO 2 [t] /ciepło/	Rok 2013	Rok 2014	Rok 2015	Rok 2016	Rok 2017	Rok 2018	Suma
El. Połaniec - zg. z rozp. RM z dn. 31.03.2014	147 268	143 262	139 398	135 852	132 571	129 321	827 672
El. Połaniec - przydział otrzymany ¹⁾	147 268	143 262	139 398	135 852	132 571	129 321	827 672

¹⁾ przydział otrzymywany z rocznym przesunięciem

Wytwarzanie

Sprzedaż energii elektrycznej

ENEA Wytwarzanie

Wolumen sprzedaży energii elektrycznej w ENEA Wytwarzanie w okresie 1-3Q 2018 r. wyniósł 17.336,9 GWh, z czego 322,4 GWh to energia z OZE. Sprzedaż była realizowana przez poszczególne segmenty w zależności od obowiązków ustawowych i zawartych umów.

ENEA Elektrownia Połaniec

W okresie 1-3Q 2018 r. wolumenowa wysokość sprzedaży energii elektrycznej w ENEA Elektrownia Połaniec wyniosła 9.625 GWh, z czego 1.017 GWh to energia z OZE (zielony blok).

Zakup energii elektrycznej na rynku hurtowym

ENEA Wytwarzanie

W okresie 1-3Q 2018 r. wolumenowa wysokość zakupów energii elektrycznej w Elektrowni Kozienice wyniosła 4.934,0 GWh. Zakupów dokonano na potrzeby działalności w zakresie obrotu energią 2.724,0 GWh. Dodatkowo w ramach działania Rynku Bilansującego dokonano zakupu energii w wysokości 2.210,0 GWh. W Segmencie Ciepło wolumen zakupów w okresie 3Q 2018 r. wyniósł 22,9 GWh - zakup na Rynku Bilansującym to 12,5 GWh, zakup w obrocie to 10,4 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 (w przypadku braku dyspozycyjności jednostek wytwórczych). Zakup w ramach obrotu uwzględnia już wzrost mocy dyspozycyjnej wraz z blokiem 11. Wzrost zakupu jest związany także ze wzrostem obliwa giełdowego do 30% (ustawa z grudnia 2017 r.), która ze względu na późny termin decyzji powoduje konieczność odkupu wcześniej zakontraktowanej energii (brak dyspozycyjności do realizacji pełnego obliwa). Zakup energii elektrycznej w ramach obrotu w okresie 1-3Q 2018 r. dotyczył głównie Elektrowni Kozienice i stanowił 55% całego zakupu energii. Zakup energii elektrycznej w ramach Rynku Bilansującego stanowił 45%. Zakup wynika z bieżącego bilansowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego przez Operatora. W ramach Segmentu Ciepło zakup w ramach obrotu wynikał z realizacji zawartych umów z odbiorcami oraz z działań ograniczających koszty awarii jednostek wytwórczych i braku mocy dyspozycyjnej vs. zawarte kontrakty.

ENEA Elektrownia Połaniec

W okresie 1-3Q 2018 r. wolumenowa wysokość zakupów energii elektrycznej w ENEA Elektrownia Połaniec wyniosła 2.065 GWh.



Zaopatrzenie w paliwa

ENEA Wytwarzanie - Elektrownia Kozienice

Typ paliwa	1-3Q 2017		1-3Q 2018		Zmiana	
	Ilość [tys. ton]	Koszt ¹⁾ [mln zł]	Ilość [tys. ton]	Koszt ¹⁾ [mln zł]	Ilość	Koszt
Węgiel kamienny	4 508	936	5 270	1 187	16,9%	26,8%
Biomasa	99	13	223	42	125,3%	223,1%
Olej opałowy (ciężki) ²⁾	6	7	5	7	-16,7%	0,0%
Olej opałowy (lekki) ³⁾	0	0	6	19	-	-
Gaz [tys. m ³] ⁴⁾	11 989	14	11 897	14	-0,8%	0,0%
RAZEM	16 602	970	17 401	1 269	4,8%	30,8%

¹⁾ Z transportem

²⁾ Paliwo rozpałkowe w Elektrowni Kozienice

³⁾ Paliwo rozpałkowe Bloku 11

⁴⁾ Używany do produkcji energii elektrycznej i ciepłej w MEC Piła oraz energii ciepłej w PEC Oborniki

ENEA Wytwarzanie – Elektrownia Kozienice

Podstawowym paliwem używanym do wytwarzania energii elektrycznej jest węgiel kamienny (głównie miał energetyczny, a w niewielkich ilościach muł). Głównym dostawcą węgla dla ENEA Wytwarzanie – Elektrownia Kozienice w okresie 1-3Q 2018 r. była spółka LW Bogdanka S.A. Ponadto, dostawy węgla były realizowane przez Polską Grupę Górniczą S.A., Węglkokoks S.A., EP COAL Trading Polska S.A. i Jastrzębską Spółkę Węglową S.A. W Elektrowni Kozienice w okresie 1-3Q 2018 r. nie było prowadzone współspalanie biomasy.

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 łuski słonecznika. W okresie 1-3Q 2018 r. ilość dostarczonej biomasy wyniosła ok. 209,4 tys. ton, a dostawy realizowane były przez 10 podmiotów. Ponad 68 tys. ton biomasy dostarczone zostało na teren ENEA Wytwarzanie - Segment Ciepło transportem kolejowym. W okresie 1-3Q 2018 r. dostawy węgla do ENEA Wytwarzanie - Segment Ciepło były głównie realizowane przez LW Bogdanka (ponad 94% ogółu dostaw) oraz Polską Grupę Górniczą S.A. Transport kolejowy węgla do ENEA Wytwarzanie - Segment Ciepło był realizowany przez PKP Cargo S.A.

Zaopatrzenie w paliwa

ENEA Elektrownia Połaniec

	1-3Q 2017		1-3Q 2018		Zmiana	
	Ilość [tys. ton]	Koszt ¹⁾ [mln zł]	Ilość [tys. ton]	Koszt ¹⁾ [mln zł]	Ilość [tys. ton]	Koszt ¹⁾ [mln zł]
Węgiel kamienny	2 634,60	517,62	3 136,16	705,13	501,56	187,52
Biomasa	1 149,96	196,84	931,17	196,88	-218,79	0,03
Olej opałowy	4,95	8,27	5,76	10,34	0,81	2,07
RAZEM	3 789,51	722,73	4 073,09	912,35	283,57	189,62

¹⁾ Z transportem

Głównym dostawcą węgla dla Elektrowni Połaniec w okresie 1-3Q 2018 r. była spółka LW Bogdanka S.A.

Transport węgla

ENEA Wytwarzanie

Elektrownia Kozienice

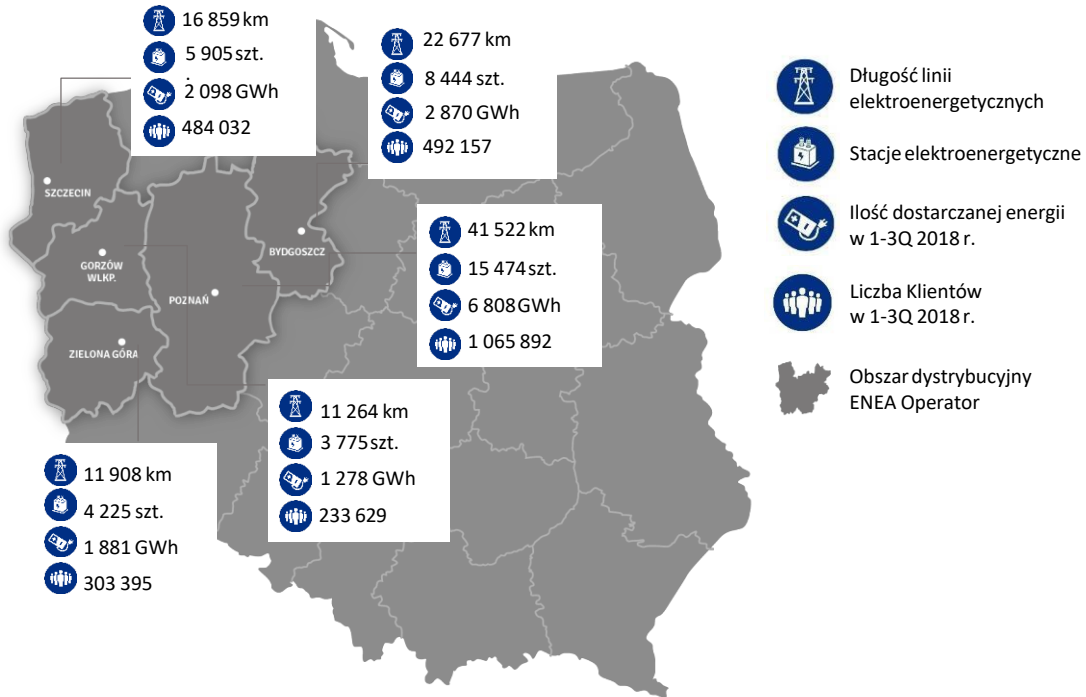
Jedynym środkiem transportu wykorzystywanym dla dostaw węgla kamiennego do Elektrowni Kozienice w okresie 1-3Q 2018 r. był transport kolejowy, realizowany w głównej mierze przez PKP Cargo S.A., która zrealizowała ok. 80% dostaw. Na podstawie zawartych umów ponad 17% zostało zrealizowanych przez Wykonawcę CD Cargo Poland Spółka z o.o., natomiast ok 3% przez innych Wykonawców.

ENEA Elektrownia Połaniec

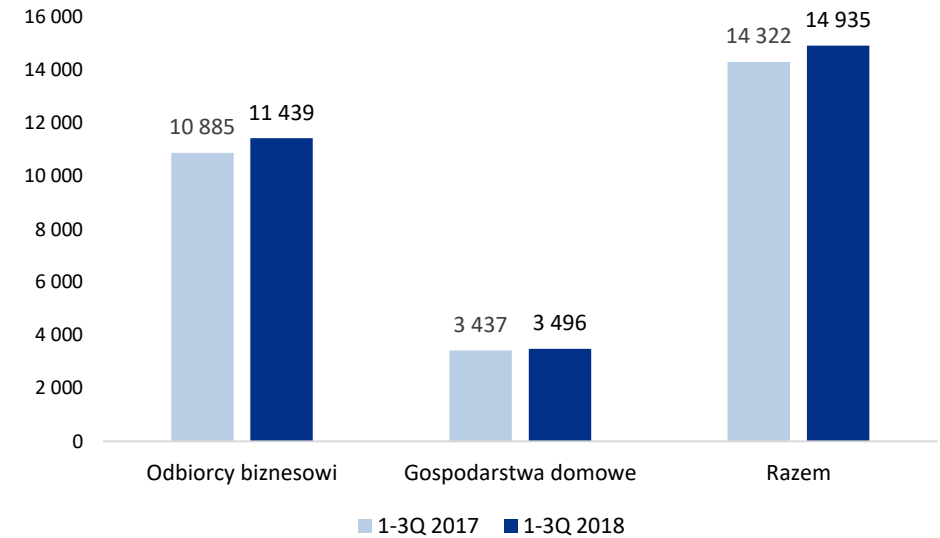
Transport węgla w ENEA Elektrownia Połaniec w trakcie pierwszych dziewięciu miesięcy 2018 r. realizowany był przez PKP Cargo S.A.



Dystrybucja



Sprzedaż usług dystrybucyjnych [GWh]



104,23 - Długość linii [tys.km]



37,82 - Liczba stacji elektro-energetycznych [tys. szt.]



18,14 - Długość przyłączy [tys.km]



840,05 - Liczba przyłączy [tys. szt.]

Wskaźniki techniczne

Wyszczególnienie:	1-3Q 2017 ¹⁾	1-3Q 2018	Zmiana
SAIDI przerwy planowane i nieplanowane z katastrofalnymi (WN, SN) [minuty]	306,52	124,06	-59,53%
SAIFI przerwy planowane i nieplanowane z katastrofalnymi (WN, SN) [szt.]	2,76	2,49	-9,78%

¹⁾Zmiany w wartościach SAIDI i SAIFI wynikają z bieżącej aktualizacji danych w systemie OMS (Outage Management System).

Wartości wskaźników niezawodności są określone zgodnie z regulacją jakościową – obejmują przerwy planowe i nieplanowe z uwzględnieniem zdarzeń katastrofalnych na wysokim i średnim napięciu. Analizując kolejne lata, obserwuje się stopniowy spadek wskaźników niezawodności, co jest wynikiem poprawiającego się stanu technicznego sieci elektroenergetycznej. Niemniej wystąpienie w danym roku katastrofalnych zjawisk pogodowych, jak to miało miejsce w roku 2017, powoduje gwałtowny wzrost wartości wskaźników. Po trzecim kwartale 2018 roku nastąpiła znacząca poprawa wskaźników SAIDI i SAIFI w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego, przede wszystkim z uwagi na stabilne warunki pogodowe.

Wyszczególnienie:	1-3Q 2017	1-3Q 2018	Zmiana
% realizacji umów w terminie ref. 18 m-cy (IV gr.) [%]	97,80	99,12	1,32 p.p.
% realizacji umów w terminie ref. 18 m-cy (V gr.) [%]	98,10	99,15	1,05 p.p.

Wskaźniki dotyczące % realizacji umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej dla IV i V grupy przyłączeniowej w określonym terminie referencyjnym 18 miesięcy stanowią element regulacji jakościowej.

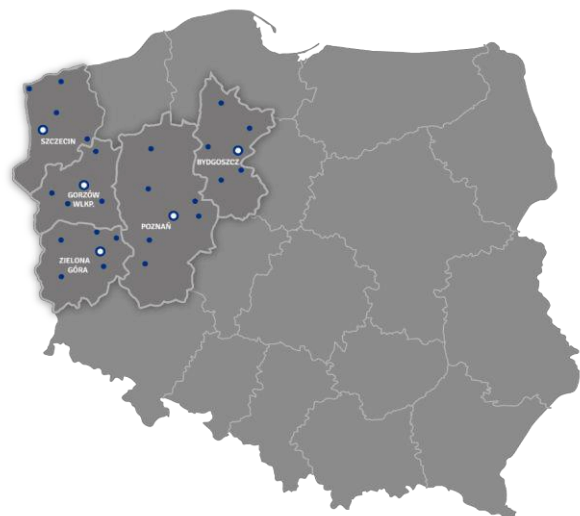
Pozostałe wskaźniki techniczne

Wyszczególnienie:	1-3Q 2017	1-3Q 2018	Zmiana
Wskaźnik strat sieciowych [%]	5,95	5,53	-0,42 p.p.

Wskaźnik strat sieciowych zależy od wahań sezonowych występujących w ciągu roku. Z tego względu prezentowany jest w ujęciu krocącym - za ostatnie 12 miesięcy.

Sprzedaż usług dystrybucyjnych

Wyszczególnienie:	1-3Q 2017	1-3Q 2018	Zmiana
Sprzedaż usług dystrybucyjnych [GWh]	14 322	14 935	4,28%
Liczba odbiorców na koniec okresu [szt.]	2 541 376	2 579 105	1,48%



32 Nowoczesne Biura Obsługi Klienta

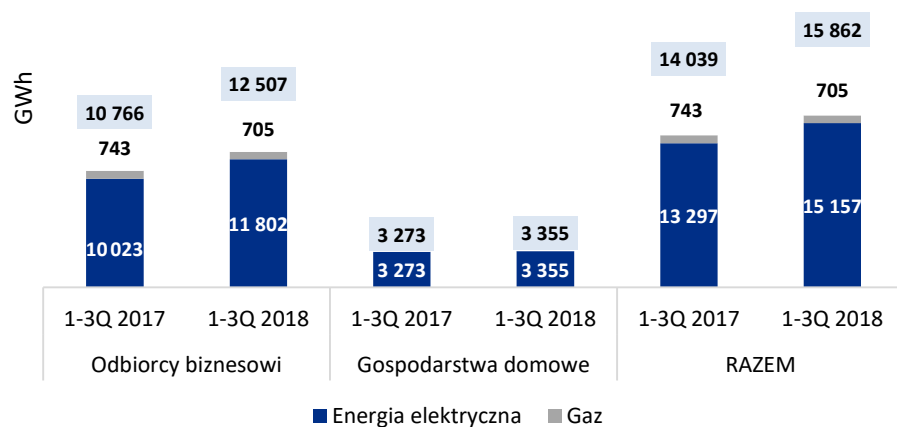
● Biura Obsługi Klienta

Obszar dystrybucji ENEA Operator

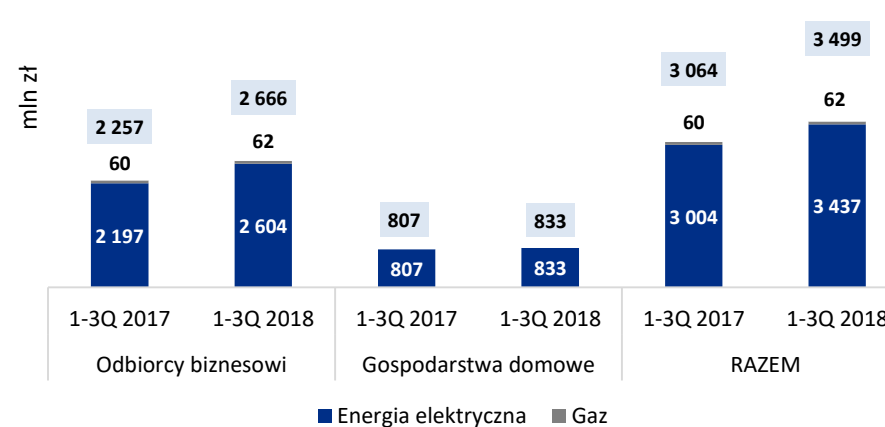
Sprzedż energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym zrealizowana przez ENEA S.A.

W 1-3Q 2018 r. w stosunku do analogicznego okresu 2017 r. nastąpił istotny wzrost łącznego wolumenu sprzedaży o 1.823 GWh, tj. o blisko 13%. Wzrost wolumenu sprzedaży dotyczył sprzedaży energii elektrycznej (o 1.860 GWh, tj. o blisko 14%). Łączny wzrost wolumenowy sprzedaży przełożył się na zwiększenie łącznych przychodów ze sprzedaży o 435 mln zł, tj. o ponad 14% w stosunku do analogicznego okresu 2017 r.

Sprzedż energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym ENEA S.A.



Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym ENEA S.A.



2.4. Strategia rozwoju

Strategia Rozwoju Grupy Kapitałowej ENEA w perspektywie do 2030 r. – założenia

MISJA:

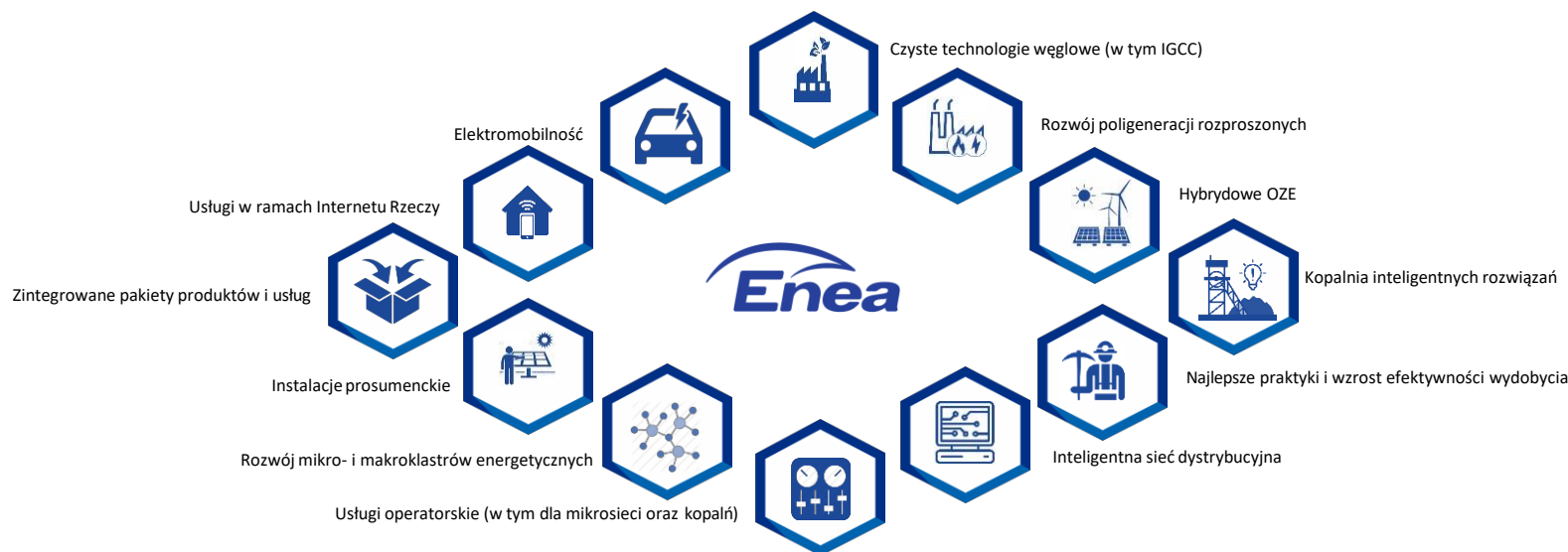
ENEA dostarcza stale doskonalone produkty i usługi, wyprzedzając oczekiwania Klientów dzięki zmotywowanym zespołom pracującym w przyjaznej, bezpiecznej i innowacyjnej organizacji.

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.

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.



Podstawowy budżet inwestycyjny w wysokości 26,4 mld zł

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

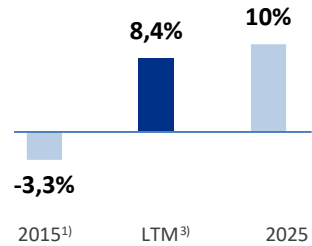
Obszar	2016-2025	2026-2030
Wydobycie	3 712	2 080
Dystrybucja	9 501	5 193
Wytwarzanie	4 808	504
Pozostałe	403	153
łącznie podstawowy budżet inwestycyjny GK ENEA	18 424	7 930
Potencjał CAPEX ¹⁾	6 176	5 320
Zwiększenie potencjału inwestycyjnego ²⁾	3 200	2 500
łącznie GK ENEA	27 800	15 750

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

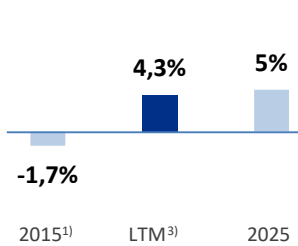
²⁾ Zwiększenie potencjału inwestycyjnego o 5,7 mld zł w wyniku realizacji innowacyjnych inicjatyw strategicznych (wzrost EBITDA)

Stopień realizacji Strategii Rozwoju Grupy Kapitałowej ENEA w perspektywie do 2030 r.

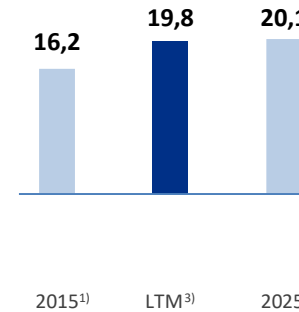
Wskaźnik rentowności kapitału (ROE)



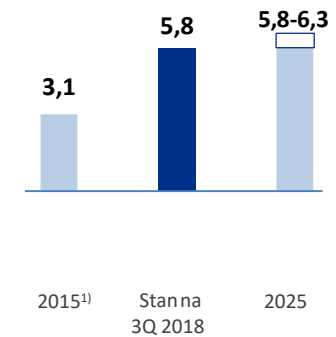
Wskaźnik rentowności aktywów (ROA)



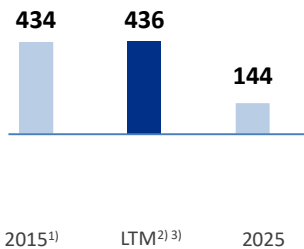
Sprzedaż energii elektrycznej do klientów końcowych [TWh]



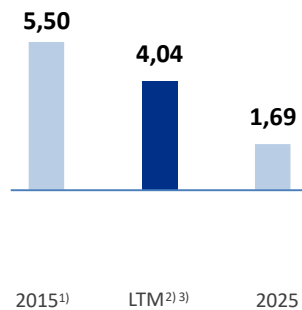
Zainstalowane konwencjonalne moce wytwórcze [GW]



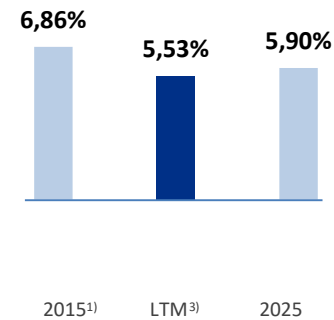
Wskaźnik SAIDI [minuty]



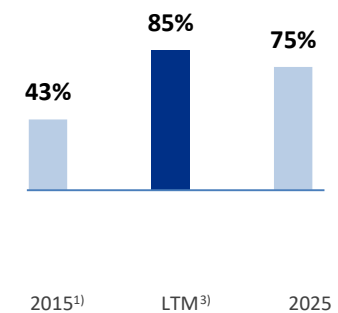
Wskaźnik SAIFI



Wskaźnik strat sieciowych w dystrybucji



Wskaźnik zużycia węgla kamiennego z własnych aktywów wydobywczyc na potrzeby własne



¹⁾ Rok odniesienia

²⁾ Wzrost wskaźników na skutek zjawisk pogodowych

³⁾ LTM obejmujący okres 4Q 2017 r. – 1-3Q 2018 r.

2.5. Trendy 2018 r. w porównaniu do 2017 r.

Obszar	Trend 2018 r.	Główne czynniki
Wydobycie	Pod presją	<ul style="list-style-type: none"> (+) Stabilizacja ceny węgla (+) Budowa nowych chodników (-) Wzrost kosztów stałych (wynagrodzenia i materiały) (-) Remonty tras kolejowych (-) Utrudnienia geologiczne 1Q 2018
Wytwarzanie	Pod presją	<ul style="list-style-type: none"> (+) Wzrost wolumenu produkcji energii elektrycznej (-) Wyłączenia modernizacyjne bloków 9 i 10 w Elektrowni Kozienice (-) Niższy wolumen darmowych CO₂ (-) Wzrost cen węgla oraz kosztów transportu (-) Wzrost cen CO₂ do historycznych poziomów (-) Wzrost kosztów stałych
Dystrybucja	Stabilny	<ul style="list-style-type: none"> (+) Wzrost wolumenu sprzedaży usług dystrybucji (+) Optymalizacja zarządzania majątkiem (+) Prace nad poprawą jakości usług (obniżenie wskaźników SAIDI i SAIFI) (-) Możliwe przesunięcie w czasie realizacji zadań inwestycyjnych rozliczanych w ramach Krajowego Planu Inwestycyjnego
Obrót	Pod presją	<ul style="list-style-type: none"> (+) Rozwój kanałów sprzedaży i oferty produktowej (+) Wzrost wolumenu sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom detalicznym (-) Postępująca erozja marży I w segmencie obrotu detalicznego (-) Wzrost kosztów obowiązków ekologicznych (-) Wycena kontraktów CO₂ do poziomu cen rynkowych przy historycznie wysokich cenach

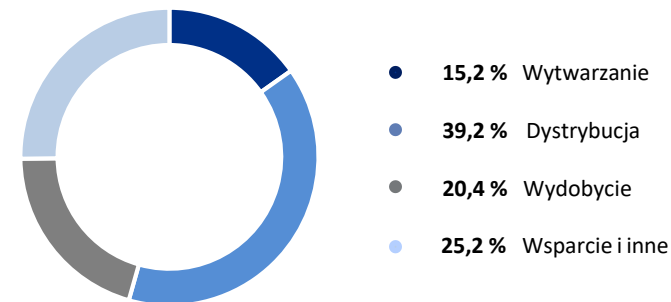
2.6. Realizowane działania i inwestycje

Nakłady inwestycyjne w 1-3Q 2018 r.

Nakłady inwestycyjne [mln zł]	1-3Q 2017	1-3Q 2018	Stopień realizacji Planu	Plan 2018
Wytwarzanie	624,6	221,3	37,1 %	596,0
Dystrybucja	593,0	570,3	59,0 %	966,6
Wydobycie	254,4	296,0	59,7 %	496,0
Wsparcie i inne	94,1	367,2	101,8 %	360,8
RAZEM wykonanie Planu	1 566,1	1 454,8	60,1 %	2 419,4
Inwestycje kapitałowe ¹⁾	1 556,8	0,0	-	-
RAZEM nakłady GK ENEA	3 122,9	1 454,8	-	-

¹⁾ Nie ujęte w Planie rzeczowo-finansowym GK ENEA

Nakłady inwestycyjne



Inwestycje zrealizowane w 1-3Q 2018 r.

Wydobycie

- Pozyskanie nowych koncesji:
 - ubieganie się o koncesję na wydobywanie w obszarze K-6 i K-7
- Utrzymanie parku maszynowego - zakup i montaż maszyn oraz urządzeń
- Inwestycje operacyjne - wykonanie 28,6 km wyrobisk
- Inne inwestycje rozwojowe i odtworzeniowe:
 - inwestycje odtworzeniowe w Zakładzie Przeróbki Mechanicznej Węgla, m.in. modernizacja konstrukcji stalowych oraz projekt na zabudowę separatora elektromagnetycznego, budowa systemu odprowadzania gazów ze stanowisk spawalniczych
 - instalacje energetyczne, telekomunikacyjne i mechaniczne

Wytwarzanie

ENEA Wytwarzanie

- W dniu 30 marca 2018 r. zakończono prace modernizacyjne na projekcie - Modernizacja stojana z bloku nr 8 na rezerwę. Instytut Energetyki przygotował sprawozdanie z nadzoru, sprawozdanie zostało odebrane. Projekt został zakończony pomyślnie i w terminie.
- Zakończono prace na projekcie - Modernizacja bloku nr 10 w ramach Programu modernizacji bloków 2 x 500 MW, podpisano Protokół odbioru końcowego robót budowlanych dnia 22 maja 2018 r. oraz przekazano inwestycję na majątek Spółki
- Kontynuacja zabudowy instalacji SCR wraz z modernizacją elektrofiltrów dla bloków nr 9 i 10 w ramach programu modernizacji bloków 2 x 500 MW
- Zakończenie prac obiektowych oraz realizacja prób i uruchomień zgodnych z harmonogramem – modernizacja bloku Nr 6: 6 października 2018 r. synchronizacja bloku nr 6; 9 października 2018 r. zakończony ruch próbny bloku nr 6

ENEA Elektrownia Połaniec

- Uruchomiona instalacja SCR na bloku 4
- Feniks blok 5 - przeprowadzono negocjacje umów na modernizację turbiny (GE) oraz generatora i transformatora blokowego (Ethos Energy). Podpisano stosowne aneksy z Wykonawcami i rozpoczęto realizację prefabrykacji. Ogłoszono przetarg na budowę instalacji SCR, wybrano wykonawcę - RAFAKO.

Dystrybucja

- Zakończenie realizacji szeregu inwestycji związanych z rozbudową, automatyzacją i modernizacją stacji oraz sieci elektroenergetycznych, w tym związanych z przyłączeniem do sieci, jak również z modernizacją stacji, w tym przebudowa GPZ Zdroje
- Kontynuacja istniejących i rozpoczęcie nowych inwestycji, których realizacja będzie prowadzona w trakcie 2018 r. i w latach następnych
- Kontynuacja usprawniania procesów przyłączania Klientów do sieci elektroenergetycznej
- Kontynuacja rozwoju narzędzi informatycznych wspomagających zarządzanie siecią

Dystrybucja

Realizowane kluczowe inwestycje

- Realizacja programu rozwoju sieci inteligentnych
- Kontynuacja programu poprawy niezawodności pracy sieci
- Kontynuacja projektu System Informacji o Sieci
- Projekt „Innowacyjne usługi systemowe magazynów energii zwiększające jakość i wydajność wykorzystania energii elektrycznej – EnergyStore”
- Budowa i modernizacja szeregu elementów infrastruktury sieciowej, takich jak linie wysokiego, średniego i niskiego napięcia oraz stacje transformatorowe, w tym m.in.:
 - Budowa GPZ Poznań Główna
 - Budowa GPZ Suchy Las
 - Budowa GPZ Kisielin
 - Budowa GPZ Skwierzyna II
 - Przebudowa GPZ Fordon wraz z budową drugostronnego zasilania stacji
 - Przebudowa GPZ Chodzież
 - Przebudowa GPZ Oborniki
 - Przebudowa GPZ Dąbie
 - Budowa linii kablowej 110 kV Dąbie – Zdroje
 - Budowa linii kablowej 110 kV Bydgoszcz Śródmieście – Bydgoszcz Północ
 - Przebudowa linii 110 kV Kościan – Śmigiel
 - Przebudowa linii 110 kV Morzyczyn - Drawski Młyn
 - 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 rozdzielni sieciowej Garaszewo oraz budowa linii 110 kV
 - Kromolice - Nagradowice, Kromolice - Gądko, Kromolice – Swarzędz
 - Budowa linii 110 kV Piła Krzewina - Miasteczko Krajeńskie oraz przebudowa GPZ Miasteczko Krajeńskie
 - Przebudowa GPZ Wronki
 - Przebudowa GPZ Piła Południe

Praca Bloku B-11 w 1-3Q 2018

W 2017 r. Grupa Kapitałowa ENEA oddała do użytku najnowocześniejszy w kraju i Europie blok energetyczny



- Największy w Europie blok energetyczny opalany węglem kamiennym
- Jednostka całkowicie niezależna, posiadająca własną infrastrukturę
- Nowy blok oznacza zwiększenie o 1/3 mocy Elektrowni Kozienice
- Blok nr 11 pozwala zniwelować niedobory energii na rynku
- Wysoka sprawność wytwarzania energii
- Wysoka dyspozycyjność i niska awaryjność nowej jednostki
- Blok spełnia uwarunkowania przepisów ochrony środowiska

Blok 11	1-3Q 2018	3Q 2018
Produkcja energii elektrycznej netto (GWh)	3 752	1 359
Średnie miesięczne obciążenie netto (MW)	717	777

Nowy blok o mocy 1.075 MWe w Elektrowni Kozienice

Status prac przy kluczowych projektach inwestycyjnych

Inwestycja	Status projektu	CAPEX 1-3Q 2018 [mln zł]	Całkowity CAPEX [mln zł]	Zaawansowanie prac [%]	Planowany termin zakończenia
Wytwarzanie ENEA	Modernizacja bloku nr 10 w ramach Programu modernizacji bloków 2 x 500 MW	7,187	92,808	99%	2018
	Modernizacja bloku nr 9 w ramach Programu modernizacji bloków 2 x 500 MW	44,249	46,762	56%	2019
	Modernizacja bloku nr 6	24,549	24,551	98%	2018
	Dostosowanie ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o. Segment Elektrownie Systemowe do konkluzji BAT – Modernizacja Elektrofiltru bloku nr 6	3,331	3,817	95%	2018

Inwestycja	Status projektu	CAPEX 1-3Q 2018 [mln zł]	Całkowity CAPEX [mln zł]	Zaawansowanie prac [%]	Planowany termin zakończenia
Wytwarzanie 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	W 1-3Q 2018 r., zrealizowano: Blok nr 10: <ul style="list-style-type: none"> W dniu 27 kwietnia 2018 r. podpisano protokół odbioru pomontażowego zakończenia robót budowlano-montażowych W dniu 30 kwietnia 2018 r. uruchomiono blok nr 10 wraz z instalacją SCR, trwa rozruch gorący z planowanym terminem zakończenia do dnia 2 lipca 2018 r. W dniach 18 i 25 czerwca 2018 r. przedstawiciele ENEA Wytwarzanie oraz Inżynier Umowy dokonali odbioru częściowego branżowego układu odpopielenia instalacji SCR Bloku 10 z wynikiem pozytywnym w branży Aparatury Kontrolno-Pomiarowej i Automatyki oraz elektrycznej W dniu 26 czerwca 2018 r. przedstawiciele ENEA Wytwarzanie oraz Inżynier Umowy dokonali odbioru częściowego branżowego instalacji oświetlenia podstawowego i awaryjnego, gniazd remontowych oraz tras kablowych instalacji SCR bloku nr 10 z wynikiem pozytywnym W dniu 26 czerwca 2018 r. przedstawiciele ENEA Wytwarzanie oraz Inżynier Umowy dokonali odbioru częściowego branżowego instalacji technologicznych instalacji SCR bloku nr 10 z wynikiem pozytywnym. Trwa rozruch gorący instalacji SCR bloku nr 10 Blok nr 9: <ul style="list-style-type: none"> W dniu 1 maja 2018 r. przekwalifikowano blok nr 9 z postoiu eksploatacyjnego w postój remontowy W dniu 11 maja 2018 r. podpisano protokół przekazania terenu budowy nr 6, tj. rejon Wentylatorów Spalin oraz Elektrofiltru bloku nr 9 Sprawowano bieżący nadzór inwestorski m. in. nad wykonywaniem prac rozruchowych oraz robotami budowlanymi Rada Techniczna ENEA Wytwarzanie sp. z o.o. dokonywała sukcesywnej i terminowej oceny dokumentacji dostarczanej przez Wykonawcę 	34,697	136,266	48%	2019
	Zawarto Umowę z NFOŚiGW na dofinansowanie inwestycji w formie kredytu. 29 września 2017 r. instalacja została oddana do eksploatacji W 1-3Q 2018 r. kontynuowano prace związane z zakończeniem inwestycji, tj.: <ul style="list-style-type: none"> Regulacja i optymalizacja pracy IOS przez Wykonawcę w celu osiągnięcia parametrów gwarantowanych Montaż w gardzieli reaktora dodatkowego elementu, mającego na celu zmianę rozkładu przepływu w reaktorze oraz ocenę jego wpływu na prace instalacji Test instalacji na sorbencie od innego dostawcy W dniach 20-23 lutego 2018 r. wykonano powtórne pomiary parametrów gwarantowanych Raport z tych pomiarów stwierdza, że instalacja osiąga wszystkie parametry techniczne i środowiskowe za wyjątkiem zużycia wody do procesu i temperatury procesu. W dniu 12 marca 2018 r. Wykonawca zgłosił Instalację do odbioru końcowego Zawarto z Wykonawcą Aneks do Umowy zmieniający termin zakończenia inwestycji na dzień 15 marca 2018 r. (działanie to uzyskało zgodę Zarządu EW i KI GK ENEA) Termin odbioru końcowego 19 kwietnia 2018 r. W dniu 24 kwietnia 2018 r. zawarto Porozumienie z Rafako regulujące kwestię usunięcia wad w instalacji Przekazanie na majątek Spółki z dniem 1 maja 2018 r. 	6,593	86,460	100%	2018
Elektrownia Polaniec Zabudowa instalacji SCR - blok nr 4	Uruchomiona instalacja SCR blok 4	12,66	34,4	98%	2019
	Wydane NTP dla modernizacji turbiny oraz NTP dla modernizacji generatora i dostawy nowego transformatora blokowego. Zawarte umowy na modernizację wzbudzenia modernizację wyłącznika generatorowego, nadzór modernizacji generatora i transformatora Rozstrzygnięty przetarg na budowę instalacji SCR (RAFAKO)	6,37	127,4	6%	2020

Status prac przy kluczowych projektach inwestycyjnych



**Obszar Handlu
Detalicznego**



**Obszar Obsługi
Klienta**



**Obszar Handlu
Hurtowego**

Działania realizowane w 1-3Q 2018 r.

- Rozszerzenie linii produktowej SMART HOME
 - Uruchomienie nowej linii produktowej ENEA ECO
 - Uruchomienie sprzedaży produktu Energia + Fachowiec w nowej formule
 - Promocja „Radosne 100 zł na wiosnę” dotycząca Strefy Zakupów ENEA
 - Promocja letnia „Włącz moc korzyści z Eneą”
 - Wprowadzenie nowych wzorców umownych uwzględniających wymagania RODO
-
- Uruchomienie serwisów samoobsługowych dla Klientów dostępnych na IVR
 - Otwarcie zwiualizowanych Biur Obsługi Klienta w Krośnie Odrzańskim, Wolsztynie, Nakle nad Notecią, Gryficach, Świnoujściu oraz Kościanie.
 - Wdrożenie systemu bilingowego paliwa gazowego na produkcję
 - Prowadzenie prac projektowych oraz finalizacja przygotowania projektu funkcjonalnego dla eBOK 2.0
 - Wprowadzenie automatyzacji procesów obsługowych, z wykorzystaniem m.in. robotyzacji procesów biznesowych (RPA), która przełoży się na terminową realizację kluczowych wskaźników w ramach realizowanych procesów
 - Uruchomienie produkcyjne systemu CRM w Contact Center, który wspiera codzienną obsługę Klienta
 - Wdrożenie Aktywnej Sprzedaży w Biurach Obsługi Klientów to pierwszy etap portfelizacji Klientów
 - Przedstawiciel Handlowy – wprowadzenie pilotażu na obszarze bydgoskim sprzedaży mobilnej w strukturze BOK
 - Dostosowanie zasad przetwarzania, wykorzystywania i przechowywania danych osobowych oraz formularzy i dokumentów do nowych przepisów wynikających z Rozporządzenia o Ochronie Danych Osobowych (RODO) dla sprawnej realizacji praw Klientów ENEI wynikających z RODO.
 - Uruchomienie funkcjonalności umawiania wizyt w Biurach Obsługi Klienta przez stronę www.enea.pl oraz przez konsultantów Contact Center.
-
- Uwzględnienie wzrostu mocy zainstalowanej w potencjale wytwórczym ENEA Wytwarzanie (B11)
 - Aktywny udział w analizach skutków wdrożenia rynku mocy w ramach konsultacji branżowych
 - Optymalizacja realizacji dostaw paliwa (węgiel, biomasa, olej opałowy) przy wykorzystaniu zasobów wydobywczych GK ENEA z uwzględnieniem renty geograficznej w zakresie usług transportowych
 - Rozpoczęcie regularnej współpracy z PGG S.A. i JSW S.A. w zakresie zagospodarowania mułów i flotokoncentratów – zawarcie Umów na dostawy mułu do Kozienic i Połańca
 - Kontynuacja prac nad „Opracowaniem koncepcji i zmiany modelu handlu węglem energetycznym” (rozszerzenie o funkcje pośredniczącego podmiotu węglowego).
 - Rozwój analitycznych modeli ścieżek cenowych długoterminowych dla produktów notowanych na rynkach hurtowych z uwzględnieniem modelu fundamentalnego dla węgla kamiennego
 - Rozszerzenie gamy produktowej o specjalistyczne usługi dla segmentu OZE dla instalacji o mocach zainstalowanych od 500kW wzwyż, po ustaniu obowiązku zakupu energii przez sprzedawcę zobowiązanego, tj. od 1 stycznia 2018 r.
 - Zbudowanie wsparcia regulacyjnego dla spółek z GK ENEA w zakresie rynku hurtowego



Obszar Handlu Detalicznego

Działania do zrealizowania do końca 2018 r.

- Wprowadzenie do sprzedaży oferty Dual Fuel,
- Rozwój linii produktowej ENEA ECO
- Uruchomienie usługi zdalnej akwizycji i zarządzania danymi pomiarowymi
- Badania Satysfakcji Klientów w obszarze B2C i B2B
- Rozwój programu lojalnościowego STREFA ZAKUPU
- Promocja świąteczna dla GD oparta o Strefę Zakupów
- Promocyjna oferty ENEA Smart



Obszar Obsługi Klienta

- Kontynuacja projektu nowej wizualizacji Biur Obsługi Klienta - modernizacja Biur Obsługi Klientów w Choszcznie, Goleniowie, Świeciu i Mogilnie.
- Wdrożenie elektronicznego długopisu do podpisywania umów w jednym pilotażowym Biurze Obsługi Klientów
- Rozwój zdalnych kanałów obsługi Klienta, poprzez wprowadzenie szeregu udogodnień, takich jak: nowe kanały kontaktu, tj. wideoczat oraz masowa obsługa Klientów poprzez social media
- Dalsze prace projektowe nad uruchomieniem nowego Elektronicznego Biura Obsługi Klientów i wprowadzenie zmian na podstronach obsługowych serwisu www.enea.pl mające na celu usprawnienie zdalnej obsługi Klienta
- W ramach wypracowanej koncepcji Omnikontakt oraz zaplanowanych działań zmierzających do budowania trwałych relacji z Klientami poprzez dostosowanie kanałów kontaktu do preferencji Klientów, nastąpi uruchomienie obsługi Klientów w Contact Center w języku angielskim oraz dalszy rozwój usług self-service
- Dalsze prace w procesie automatyzacji procesów obsługowych z wykorzystaniem robotyzacji procesów (RPA)
- Wdrożenie Centralnej Bazy Klientów (CBK), w celu zapewnienia kompleksowej, jednolitej informacji o Klientach oraz realizacji wytycznych nałożonych przez nowe rozporządzenie o ochronie danych osobowych (RODO)
- Wdrożenie ankiet satysfakcji Klientów w Biurach Obsług Klienta
- Udostępnienie nowych punktów płatności za FV i doładowania liczników przedpłatowych przy współpracy z siecią PayTel
- Optymalizacja procesów w celu przyspieszenia działań na rzecz Klienta i wzrostu jakości obsługi Klienta w Contact Center min. poprzez automatyzację wstrzymania windykacji, nowy Standard Obsługi Klienta, dodanie ścieżki na IVR, z której korzystać będzie klient windykowany, usprawnienia w autoryzacji Klienta
- Wdrożenie systemu WFM (Workforce Management), pozwoli na efektywniejsze wykorzystanie Contact Center i pracowników w nim pracujących m.in. poprzez analizę czasu i wykonywaną pracę oraz obniżenie kosztów dzięki efektywniejszemu wykorzystaniu zasobów ludzkich.



Obszar Handlu Hurtowego

- Zmiana podejścia do wartościowania działań zarządzania portfelem na rynku hurtowym
- Realizacja interdyscyplinarnego projektu wdrożenia rynku mocy mającego na celu maksymalizację przychodów finansowych i optymalizacji podejścia zarządzania kosztami w zakresie remontów i inwestycji dla jednostek wytwórczych dla GK ENEA
- Optymalizacja i poszukiwanie dalszych synergii w zarządzaniu portfelem produktów energetycznych z wykorzystaniem potencjału GK ENEA i rynków hurtowych
- Rozwój narzędzi wspomagających generację rozproszoną w związku ze zmianami mechanizmu wsparcia źródeł odnawialnych wchodzących w życie po 1 stycznia 2018 r.
- Uzgodnienie warunków dostaw węgla na 2019 r. dla zapotrzebowania ENEI Wytwarzanie i ENEI Elektrowni Połaniec przewidzianej w kontrakcji terminowej
- Optymalizacja logistyki paliw
- Wykonanie analiz i prac koncepcyjnych dla potrzeb zmiany modelu zakupów węgla w celu wykorzystania węgla niskokalorycznych w procesie mieszania mułów i flotokonzentratów
- Rozwój narzędzi i bazy analitycznej pozwalających na efektywną działalność prop-tradingową w obszarze krótkoterminowych operacji transgranicznych przygotowującego do wspólnotowego rynku energii
- Kontynuacja i zakończenie prac związanych z projektem „Opracowanie koncepcji i zmiana modelu handlu węglem energetycznym w GK ENEA”

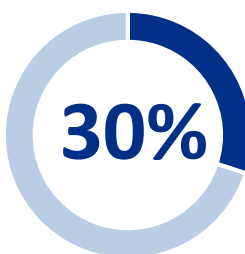
2.7. Zawarte umowy

Źródła finansowania programu inwestycyjnego

ENEA S.A. finansuje program inwestycyjny wykorzystując nadwyżki finansowe z prowadzonej działalności gospodarczej oraz zadłużenie zewnętrzne. Grupa Kapitałowa ENEA realizuje model finansowania inwestycji, w którym ENEA S.A. pozyskuje zewnętrzne źródła finansowania i dystrybuje je do spółek zależnych. W dalszych działaniach ENEA S.A. 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. Opis aktywnych umów został zaprezentowany poniżej.

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

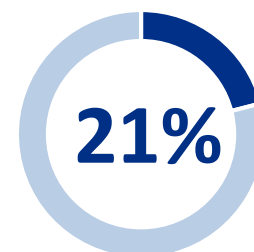
30 czerwca 2014 r. ENEA S.A. zawarła umowę programową dotyczącą programu emisji obligacji do kwoty 5 mld zł z bankami pełniącymi rolę dealerów: ING Bankiem Śląskim S.A., PKO BP S.A., Bankiem Pekao S.A. i mBankiem S.A. W ramach Programu ENEA może emitować obligacje o okresie zapadalności do 10 lat, a Banki dealerzy zobowiązani są dochować należytej staranności przy oferowaniu nabycia obligacji inwestorom rynkowym. W okresie 1-3Q 2018 r. ENEA S.A. nie emitowała obligacji w ramach niniejszego programu. Na 30 września 2018 r. wartość wyemitowanych w ramach ww. Programu obligacji wynosiła łącznie 1.500 mln zł.



Stopień wykorzystania
źródła finansowania

Umowy programowe w sprawie programu emisji obligacji gwarantowane przez BGK

W ramach finansowania gwarantowanego przez Bank Gospodarstwa krajowego ENEA S.A. ma zawartą Umowę Programową dotyczącą Programu Emisji Obligacji (podpisaną 3 grudnia 2015 r.) do wartości 700 mln zł. Finansowanie jest niezabezpieczone na aktywach Grupy Kapitałowej ENEA. Środki z programu są przeznaczone m.in. na realizację inwestycji przez ENEA S.A. i podmioty od niej zależne. Oprocentowanie oparte jest o zmienną stawkę WIBOR powiększoną o marżę. ENEA S.A. do tej pory wyemitowała w ramach w/w Umowy Programowej obligacje o wartości 150 mln zł. Na 30 września 2018 r. do dyspozycji pozostaje kwota 550 mln zł.



Stopień wykorzystania
źródła finansowania

Wykorzystanie źródeł finansowania zewnętrznego

Poniżej zamieszczono podsumowanie wykorzystanych umów kredytowych oraz programów emisji obligacji z tytułu których ENEA posiadała zobowiązania na 30 września 2018 roku.

Źródło zobowiązania	Cel	Wartość umowna	Ostateczna data wykupu/spłaty	Kwota zobowiązania na dzień bilansowy	Dodatkowe informacje
Umowa Programowa dotycząca Programu Emisji Obligacji	Finansowanie realizacji projektów inwestycyjnych	do 3.000 mln zł	czerwiec 2022 r.	3.000 mln zł	- gwaranci emisji: PKO BP S.A., Bank Pekao S.A., Santander Bank Polska S.A. (dawniej Bank Zachodni WBK S.A.), Bank Handlowy - finansowanie niezabezpieczone na aktywach
Umowa Programowa dotycząca Programu Emisji Obligacji	Finansowanie bieżącej działalności oraz potrzeb inwestycyjnych	do 1.000 mln zł	grudzień 2026 r.	880 mln zł	- gwarant emisji – Bank Gospodarstwa Krajowego
Kredyty inwestycyjne udzielone przez Europejski Bank Inwestycyjny	Finansowanie wieloletniego planu inwestycyjnego dot. modernizacji i rozbudowy sieci energetycznych ENEA Operator	kredyt do 950 mln zł	wrzesień 2028 r.	833 mln zł	- finansowanie niezabezpieczone na aktywach
		kredyt do 475 mln zł	czerwiec 2030 r.	470 mln zł	
		kredyt do 946 mln zł	wrzesień 2032 r.	946 mln zł	

Emisja papierów wartościowych ENEA S.A. w 2018 r.

W okresie 1-3Q 2018 r. ENEA S.A. nie emitowała papierów wartościowych. Zadłużenie nominalne z tytułu wyemitowanych przez ENEA S.A. obligacji na 30 września 2018 r. wyniosło łącznie 5.515 mln zł.

Udzielone poręczenia i gwarancje

W trakcie pierwszych dziewięciu miesięcy 2018 r. spółki z Grupy Kapitałowej ENEA nie udzielały poręczeń i gwarancji o wartości znaczącej. Na 30 września 2018 r. łączna wartość poręczeń i gwarancji korporacyjnych udzielonych przez ENEA S.A. na zabezpieczenie zobowiązań spółek z Grupy Kapitałowej ENEA wyniosła 111,9 mln zł, natomiast łączna wartość gwarancji bankowych wystawionych na zlecenie ENEA S.A. i stanowiących zabezpieczenie zobowiązań spółek z Grupy Kapitałowej ENEA wyniosła 292,5 mln zł.

Transakcje zabezpieczające ryzyko stopy procentowej

W ramach realizacji Polityki Zarządzania Ryzykiem Stóp Procentowych, w okresie pierwszych dziewięciu miesięcy 2018 r. ENEA S.A. nie zawierała transakcji zabezpieczających ryzyko stopy procentowej (Interest Rate Swap).

Umowy istotne dla działalności Grupy Kapitałowej ENEA

3 stycznia 2018 r. zawarta została umowa na zakup od Polskiej Grupy Górniczej Sp. z o.o. węgla w okresie 2018 – 2021 na potrzeby bloków energetycznych ENEA Elektrownia Połaniec S.A. łączna wartość netto umowy wynosi 1,49 mld zł. Z zastrzeżeniem powyższej umowy w okresie pierwszych sześciu miesięcy 2018 r., jak również do dnia sporządzania niniejszego raportu, spółki z Grupy Kapitałowej ENEA nie zawierały umów istotnych dla działalności Grupy. 4 września 2018 r. ENEA S.A. zawarła porozumienie z Energa S.A., Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. (SPV) i Funduszem Inwestycyjnym Zamkniętym Aktywów Niepublicznych Energia (Fundusz), w zakresie zaangażowania kapitałowego Funduszu w realizowany przez SPV projekt przygotowania, budowy i eksploatacji bloku energetycznego, o mocy brutto około 1.000 MW, opalanego węglem kamiennym (Projekt). Zaangażowanie się Funduszu w SPV jest uzależnione od spełnienia się szeregu warunków o charakterze prawnym, korporacyjnym i finansowym, w tym od sytuacji rynkowej. W treści porozumienia określono wstępną strukturę finansowania Projektu, gdzie łącznie 2 mld zł obejmuje kapitał wnoszony do SPV przez ENEA S.A. i Energa S.A. (po 1 mld zł), uwzględniając w tej kwocie środki wnoszone przez ENEA S.A. i Energa S.A. przed dniem zawarcia ewentualnej umowy inwestycyjnej z Funduszem, oraz maksymalnie 1 mld zł kapitał wnoszony do Spółki przez Fundusz, a pozostała kwota przypadająca będzie na inne formy finansowania.

Transakcje z podmiotami powiązаныmi

W okresie 1-3Q 2018 r. ENEA oraz jednostki od niej zależne nie zawierały z podmiotami powiązаныmi transakcji na warunkach nierynkowych. Informacje o transakcjach z podmiotami powiązаныmi zawartych przez ENEA lub jednostkę od niej zależną znajdują się w nocie 25 do skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej ENEA za okres od 1 stycznia do 30 września 2018 r.

Pozostałe umowy

ENEA S.A. 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 2018 r. wynosiła 55,5 mln zł.

Dystrybucja środków pieniężnych



Program emisji obligacji spółek zależnych

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

Program w całości wykorzystany przez ENEA Wytwarzanie. W ramach ww. Programu ENEA Wytwarzanie wyemitowała obligacje w łącznej wysokości 2.650 mln zł. Wykupy obligacji przypadają w latach 2020, 2021 i 2022.

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. podpisano do niej aneks, na podstawie, którego strony zwiększyły kwotę Programu do wysokości 1 mld zł. Program jest w całości wykorzystany.

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

Program w całości wykorzystany przez ENEA Operator. Oprocentowanie obligacji jest oparte zmiennej stopie procentowej. Obligacje będą wykupowane w ratach począwszy od grudnia 2018 r., a ostateczny termin wykupu przypada na wrzesień 2032 r.

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

W ramach Programu ENEA Wytwarzanie wyemitowała obligacje w łącznej wysokości 350 mln zł. Możliwość przeprowadzania emisji obligacji zakończyła się w dniu 30 czerwca 2016 r. 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. Ratalna spłata obligacji rozpoczęła się od września 2017 r. Ostateczny termin wykupu upływa w grudniu 2026 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 w dniu 28 września 2017 r. wyemitowała obligacje w kwocie 350 mln zł na zmiennej stopie procentowej WIBOR 3M plus marża. Spłata obligacji jest jednorazowa a termin wykupu przypada w grudniu 2019 r.

400 mln zł - Umowa Programu Emisji Obligacji z dnia 20 lipca 2018 r. ENEA Operator Sp. z o.o.

W ramach umowy w dniu 26 lipca 2018 r. ENEA S.A. objęła obligacje o wartości 200 mln, których oprocentowanie oparte jest na zmiennej stopie procentowej WIBOR 3M i powiększone o marżę, natomiast jednorazowy termin wykupu przypada na grudzień 2020 r.

2.8. Otoczenie rynkowe i regulacyjne

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 wstępnego szacunku Głównego Urzędu Statystycznego (GUS) produkt krajowy brutto w 3Q 2018 r. (niewyrównany sezonowo) zwiększył się o 5,1% względem analogicznego kwartału 2017 roku.

Dynamika PKB 2013-2018 [%]



Zgodnie z danymi GUS, w okresie 1-3Q 2018 r. w podstawowych obszarach gospodarki obserwowano tendencje wzrostowe.

Zgodnie z szacunkami GUS w okresie 1-3Q 2018 r. produkcja sprzedana przemysłu była wyższa niż przed rokiem o 6,0%. Tempo wzrostu produkcji sprzedanej przemysłu było wolniejsze od notowanego w pierwszym półroczu br. W kolejnych miesiącach trzeciego kwartału dynamika sprzedaży stopniowo słabła. W okresie styczeń-wrzesień br. wyższa niż przed rokiem była produkcja we wszystkich sekcjach przemysłu. Spośród głównych grupowań przemysłowych najbardziej wzrosła produkcja dóbr związanych z energią, a w najmniejszym stopniu – dóbr konsumpcyjnych nietrwałych.

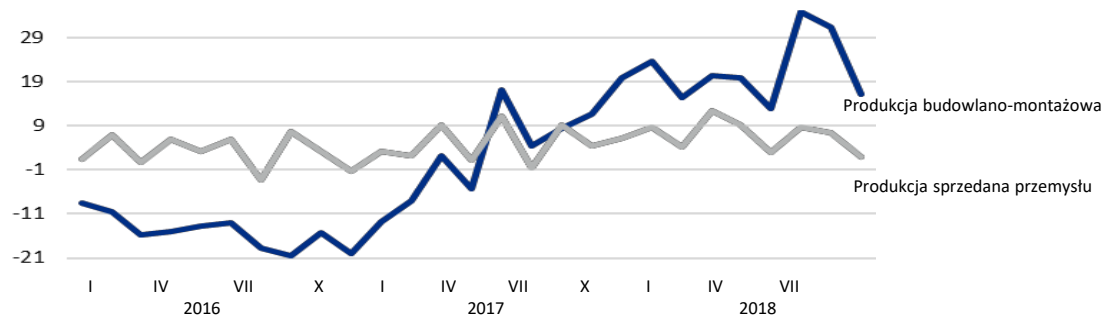
W okresie 1-3Q 2018 r. produkcja budowlano-montażowa zrealizowana na terenie kraju była o ok. 19,8% wyższa niż w roku poprzednim. Dynamika produkcji budowlano-montażowej była słabsza od notowanej w I półroczu br. W nieco większym stopniu wzrosła sprzedaż robót o charakterze remontowym niż robót inwestycyjnych. Wyższa niż przed rokiem była produkcja we wszystkich działach budownictwa, w tym najbardziej zwiększyła się sprzedaż w budowie obiektów inżynierii lądowej i wodnej.

W okresie 1-3Q 2018 r. ceny towarów i usług konsumpcyjnych wzrosły w skali roku o 1,7%. W trzecim kwartale br. dużo wyższa niż w poprzednich okresach była dynamika cen w zakresie transportu. W nieco większym stopniu niż w pierwszym i drugim kwartale wzrosły ceny związane z mieszkaniem. Zwolniło natomiast tempo wzrostu cen żywności i napojów bezalkoholowych.

Poniżej zamieszczono podstawowe dane makroekonomiczne dla lat 2015-2018.

Wyszczególnienie	j.m.	2015	2016	2017	1-3Q 2018
PKB	zmiana w %	3,8	2,9	4,6	5,1
Produkcja sprzedana przemysłu	zmiana w %	6,0	3,6	6,6	6,0
Produkcja budowlano -montażowa	zmiana w %	3,7	-2,6	7,0	19,8
Inflacja	w %	-0,9	-0,6	2,0	1,7

Dynamika miesięcznej produkcji krajowej 2016-2018 [%]



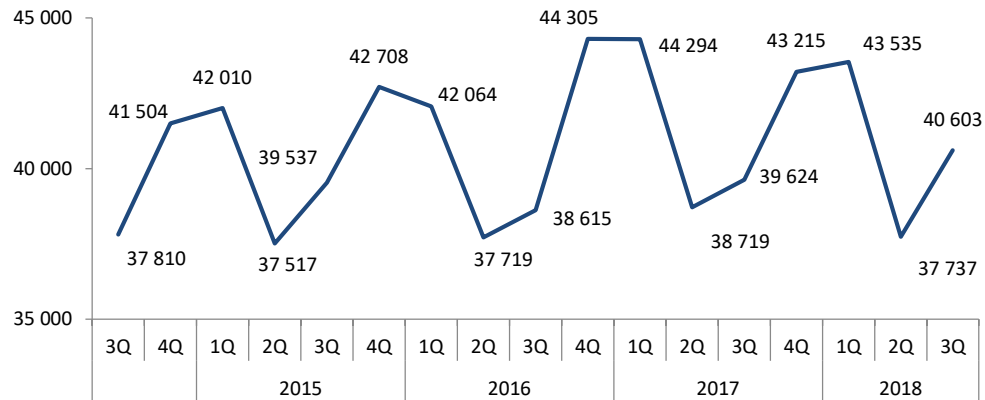
Źródło: <http://stat.gov.pl> oraz opracowanie GUS pn. Informacja o sytuacji społeczno-gospodarczej kraju w 1-3Q 2018 roku oraz Szybki szacunek produktu krajowego brutto za trzeci kwartał 2018 roku

Sytuacja na rynku energii elektrycznej

Produkcja energii elektrycznej

Zgodnie z danymi publikowanymi przez Polskie Sieci Energetyczne krajowa produkcja energii elektrycznej w okresie 1-3Q 2018 r. wyniosła 121.875 tys. GWh.

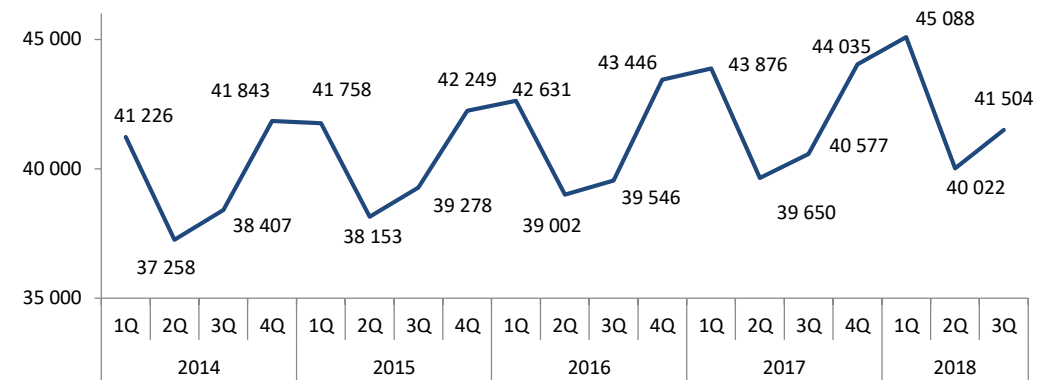
Krajowa produkcja energii elektrycznej [GWh]



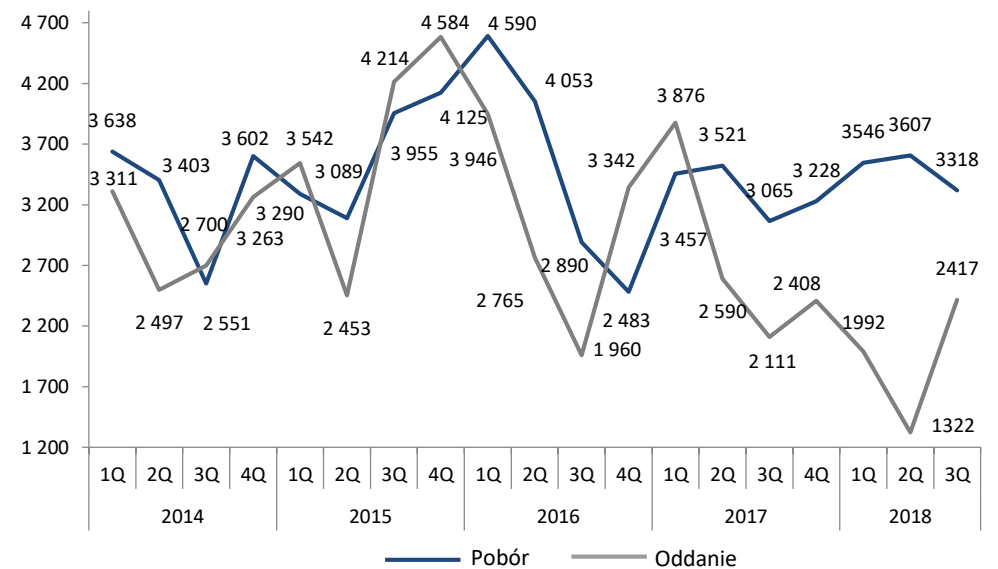
Struktura produkcji energii elektrycznej (GWh)

Rodzaje elektrowni	1-3Q 2017	1-3Q 2018
Zawodowe na węglu kamiennym	59 437	60 494
Zawodowe na węglu brunatnym	39 860	37 012
Przemysłowe	7 362	7 220
Gazowe	4 781	7 212
Zawodowe wodne	1 857	1 769
Wiatrowe	9 227	7 983
Inne odnawialne	113	186
Produkcja razem	122 637	121 875

Krajowe zużycie energii elektrycznej [GWh]



Wymiana energii z zagranicą [GWh]

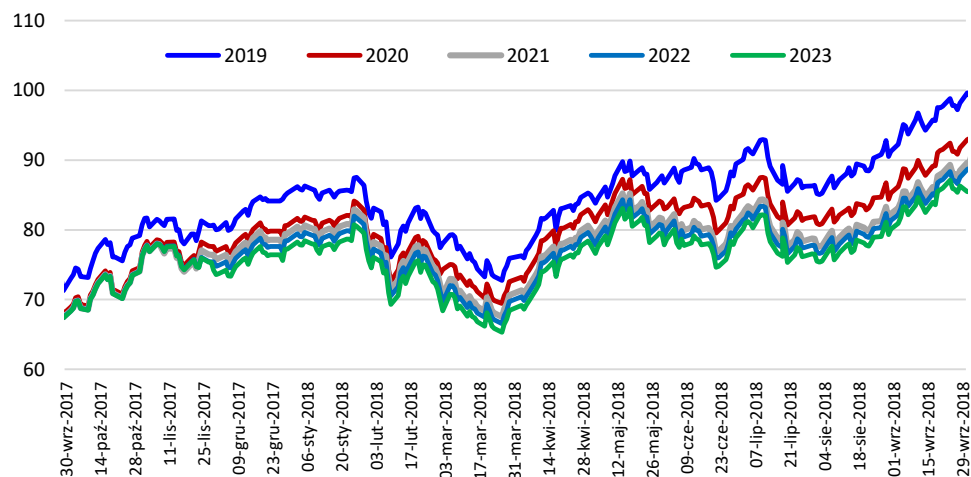


Ceny rynkowe w 3Q 2018 r.

Międzynarodowy rynek węgla w trzecim kwartale 2018 r. pozostawał w przeważającej części okresu w trendzie wzrostowym. Wysokie notowania cen węgla na świecie występowały głównie wskutek ograniczeń podaży i silnego popytu. W obszarze rynku europejskiego wzrostom cen węgla sprzyjały min. podniesienie cen energii w wielu krajach EU oraz najwyższe od dekady ceny pozwoleń na emisję. Niska anizeli prognozowana generacja energii z OZE w obszarze Europy oraz notowania temperatur powietrza powyżej średnich wieloletnich, dodatkowo umocniły ceny surowca i popyt na energię z węgla. W terminalach węglowych w ARA za 1 tonę węgla energetycznego w okresie 3Q 2018 r. płacono średnio ok. 99 USD (+89,4% kw/kw; +15% r/r). Ceny spot pozostały wyższe od cen futures, co wskazywało na poprawę perspektyw ekonomicznych dla energetyki węglowej. Przyszłoroczne CDS’y węglowe wzrosły niemal dwukrotnie od początku sierpnia i na dn. 6 września 2018 r. wyniosły 5,08 EUR/MWh. W obszarze Azji-Pacyfiku panowała niższa dynamika zmian cen anizeli w Europie za sprawą zmniejszenia zaangażowania handlowego na rynku globalnym dwóch największych graczy tj. Chin oraz Indii. W okresie 3Q 2018 r. 1 tona węgla południowo-afrykańskiego kosztowała średnio ok. 103 USD (+2,2% kw/kw; +18,3% r/r). W obydwu obszarach obserwuje się istotny wzrost rosyjskiego eksportu węgla oraz ryzyko utrzymania wysokich cen na rynku surowców z uwagi na konsekwencje ceł handlowych nakładanych min. przez USA.

Global Coal Spot Prices [USD/t]

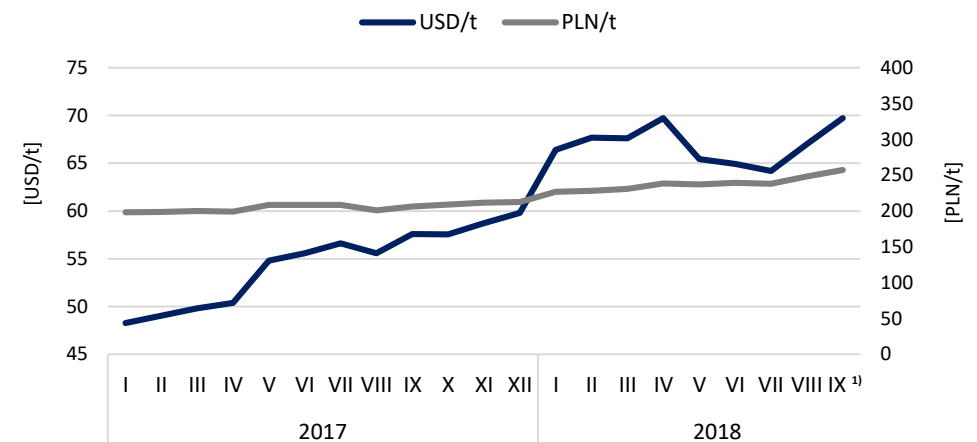
ICE Europe: Rotterdam Coal Futures ATW [USD/t]



Ceny rynkowe w 3Q 2018 r.

Trzeci kwartał 2018 r. był kontynuacją wzrostowego trendu cen węgla energetycznego zapoczątkowanego pod koniec roku 2017. Sukcesywne wzrosty notowań polskiego indeksu węglowego PSCMI1 wynikają z istotnego ograniczenia podaży węgla krajowego w 2018 r. oraz konieczności importu droższego węgla zza granicy. W okresie analizowanym 1 tona węgla energetycznego kosztowała średnio ok. 247,89 zł/t (+4% kw/kw; +21% r/r), co w przeliczeniu na USD wynosi średnio ok. 66 USD/t. Koszt 1 tony węgla energetycznego w obecnym przedziale 66-70 USD jest najwyższym dotychczas notowanym poziomem polskiego indeksu węglowego od roku 2012.

Polish Steam Coal Market Index – PSCMI1 [Q3/18]



¹⁾ Prognoza Et.

Ceny hurtowe energii elektrycznej

Średnia cena na rynku SPOT po trzech kwartałach 2018 r. była wyższa o 39,3% w porównaniu do analogicznego okresu 2017 r. We wszystkich analizowanych miesiącach (za wyjątkiem stycznia) obserwowano ceny znacząco wyższe niż w analogicznym okresie w 2017 r. Na poziom cen wpływ miały następujące czynniki:

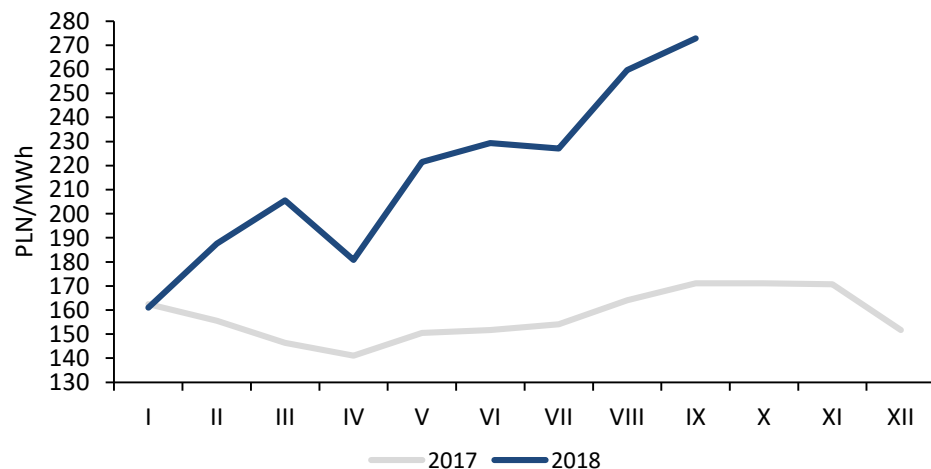
- zwiększenie zapotrzebowania na moc w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE),
- niższy poziom dostępnej mocy w KSE,
- niski poziom generacji energii przez elektrownie wiatrowe,
- warunki atmosferyczne - temperatura poniżej średnich wieloletnich w miesiącach luty-marzec oraz powyżej w miesiącach kwiecień - sierpień,
- rosnące ceny uprawnień do emisji CO₂.

Średnie ceny na rynku SPOT (TGE Rynek Dnia Następnego)

Okres	Średnia cena [zł/MWh]	Zmiana [%]
1-3Q 2017	155,22	-
1-3Q 2018	216,15	↑ 39,3%

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z TGE.

Średnie ceny energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego



Na rynku terminowym również obserwowaliśmy wzrosty cen energii elektrycznej. W trakcie okresu sprawozdawczego cena produktu BASE Y-19 wzrosła z poziomu 183,25 zł/MWh na początku stycznia do 289,25 zł/MWh na koniec września.

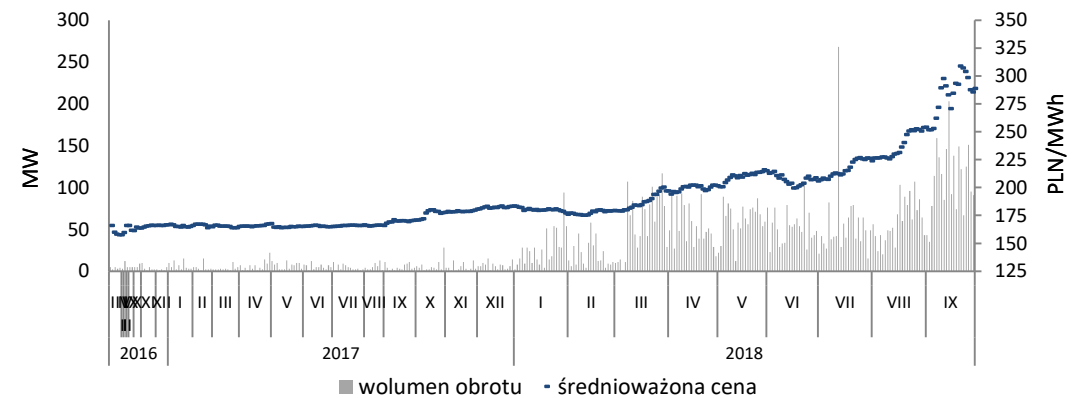
Ceny na rynku terminowym

Produkt	Cena na koniec notowań [zł/MWh]	Zmiana r/r [%]	Średnia cena z okresu notowań [zł/MWh]	Zmiana r/r [%]
BASE Y-16	167,50		166,49	
BASE Y-17	162,00	↓ -3,3%	159,31	↓ -4,3%
BASE Y-18	177,65	↑ 9,7%	167,00	↑ 4,8%
BASE Y-19 ¹⁾	289,25	↑ 62,8%	219,86	↑ 31,7%

¹⁾ Na koniec września 2018 r.

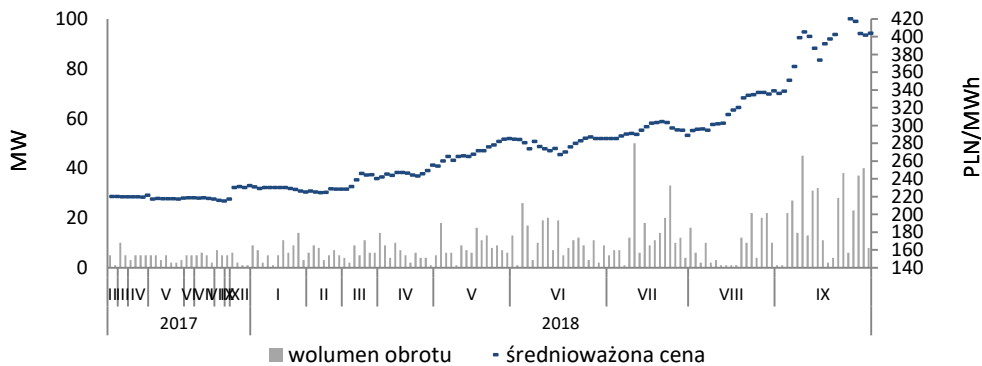
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z TGE i TFS.

Ceny i wolumeny transakcji - BASE Y-19



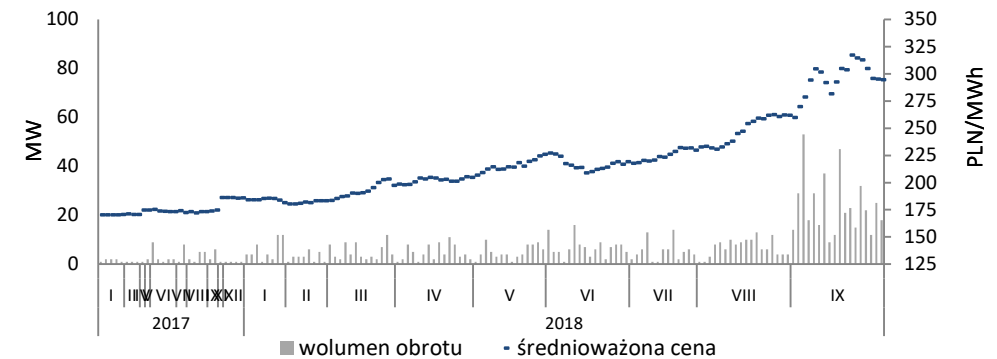
Tak dynamiczne wzrosty cen, nieobserwowane wcześniej na rynku, były zbieżne z silnymi wzrostami cen produktów na krótszych terminach, z dostawą w 2018 r. Na rynku terminowym TGE obserwuje się zwiększoną płynność – sumaryczny wolumen obrotu na produkcie BASEY-19 (w pierwszych trzech kwartałach br.) jest ponad 3-krotnie wyższy niż na produkcie BASE Y-18 w pierwszych trzech kwartałach 2017 r. Przyczyną takiej sytuacji może być wprowadzenie 30% tzw. „obligacji giełdowego” w pierwszej połowie br. i informacja o zamiarze jego zwiększenia jeszcze w tym roku do 100%, wraz ze zobowiązaniem części spółek obrotu do uwzględnienia tej zmiany od sierpnia br. oraz przyspieszenie kontraktacji przez dużych odbiorców. Podobnie do BASE Y-19 zmieniały się ceny PEAK Y-19. Na początku stycznia wycena rynkowa tego produktu wynosiła 230,50 zł/MWh, a na koniec września 2018 r. 404,00 zł/MWh. Wzrost cen obserwowany w trzech kwartałach bieżącego roku powiązany był m.in. z dużą zmiennością cen uprawnień do emisji CO₂ (rozpiętość cen wyniosła ponad 17 EUR/t) oraz trudną sytuacją na rynku węgla kamiennego. Dynamiczny wzrost i znaczna zmienność cen uprawnień do emisji CO₂ wiążą się z wdrożeniem MSR oraz wzrostem aktywności spekulantów.

Ceny i wolumeny transakcji - PEAK Y-19



W okresie 1-3Q 2018 r. zawierano również transakcje na produkt BASE Y-20, jednak z uwagi na odległy horyzont dostawy wolumen obrotu był zdecydowanie niższy niż w przypadku BASE Y-19.

Ceny i wolumeny transakcji - BASE Y-20



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 2018 r. zobligowane są do uzyskania i umorzenia następujących rodzajów świadectw pochodzenia:

- dla energii wytworzonej w odnawialnych źródłach, tzw. świadectwa „zielone” obowiązek na poziomie 17,5% sprzedaży odbiorcom końcowym
- dla energii wytworzonej z biogazu rolniczego obowiązek na poziomie 0,50% sprzedaży odbiorcom końcowym
- dla energii wytworzonej w kogeneracji opalanej metanem tzw. świadectwa „fioletowe” obowiązek na poziomie 2,3% sprzedaży odbiorcom końcowym
- dla energii wytworzonej w jednostkach kogeneracyjnych gazowych lub o łącznej mocy zainstalowanej do 1 MW, tzw. świadectwa „żółte” – obowiązek na poziomie 8,0%
- 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%

Poniżej przedstawiona została struktura cenowa kontraktacji na rynku sesyjnym TGE na poszczególne prawa majątkowe w okresie 1-3Q 2018 r. W analizie pominięto PM „zielone” PMOZE ze względu na brak obrotu i całkowite zastąpienie ich przez PMOZE_A.

Ceny na rynku świadectw pochodzenia (rynek sesyjny TGE)

	Średnia cena 1-3Q 2018		Zmiana do 4Q		Cena maksymalna	Cena minimalna
			2017	2017		
	%	PLN/MWh	PLN/MWh	PLN/MWh		
OZEX_A (PM „zielone”)	87,75	101,8%	44,27	165	45,01	
OZEX_BIO (PM „błękitne”)	314,96	-0,2%	-0,61	322	300,05	
KGMX (PM „żółte”)	2017	117,51	0,6%	0,65	120	70
	2018	109,28	-	-	111,25	101,48
KECX (PM „czerwone”)	2017	9,81	0,6%	0,06	9,9	9,5
	2018	8,78	-	-	8,84	8,52
KMETX (PM „fioletowe”)	2017	55,38	0,3%	0,17	63	54
	2018	55,05	-	-	56	54
EFX (PM „białe”) ¹⁾	686,34	52,5%	236,23	910	440	
EFFX (PM „białe”) ¹⁾	1527,42	22,6%	281,16	1 625,00	1 400,00	
EFX (PM „białe”) ¹⁾	2017	616,70	37,1%	166,93	900	400
	2018	654,75	-	-	1000	450

¹⁾Wartości podane w jednostce zł/toe

Limity uprawnień do emisji dwutlenku węgla i ich ceny rynkowe

Z początkiem 2018 r. w życie wszedł pakiet regulacji MiFID II mający na celu wzmocnienie rynków instrumentów finansowych oraz ochronę uczestników rynków kapitałowych w Europie. Państwa członkowskie UE w ramach dystrybucji darmowych uprawnień na rok 2018 (do 18 maja 2018 r.) wydały 681,49 z 756,58 mln uprawnień EUA (90% puli). Z opublikowanych danych, wynika również, że Polska dokonała transferu 89% przysługującej puli uprawnień. Opublikowane zostały informacje dotyczące uprawnień do emisji CO₂ w obiegu wraz z informacją o ilości uprawnień, jakie zostaną przekazane do MSR w ciągu pierwszych 8 miesięcy od 1 stycznia 2019 r. tj. 264,7 mln uprawnień z puli 1.654,6 mln identyfikowanej jako nadwyżka.

Komisja Europejska zaproponowała kontynuowanie obowiązku wynikającego z emisji gazów cieplarnianych przez lotnictwo, dopóki nie zostaną podjęte ostateczne decyzje co do kształtu globalnego mechanizmu rynkowego.

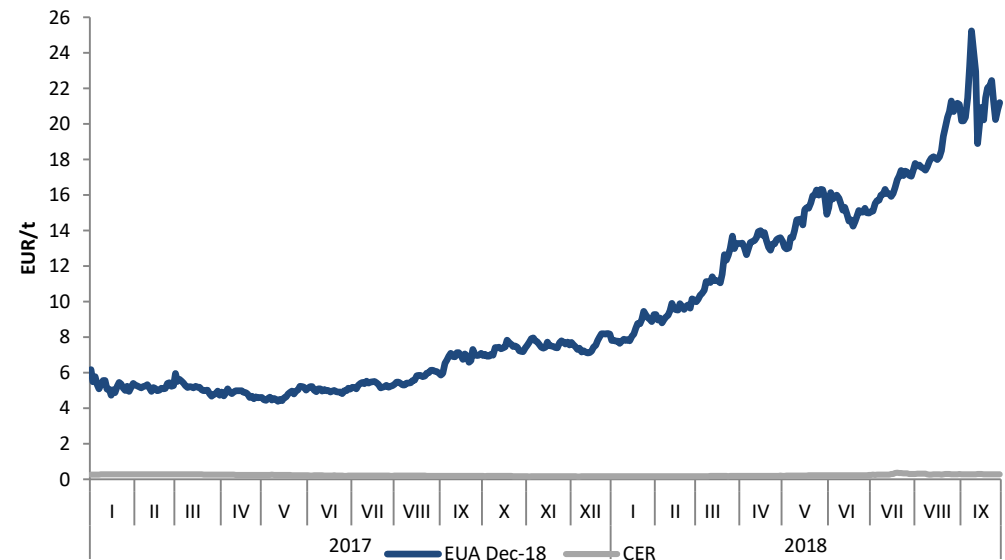
Ceny uprawnień do emisji CO₂ znajdują się na najwyższym poziomie od 2011 roku a prognozy długoterminowe cen zakładają dalsze wzrosty. Identyfikowaną przyczyną jest uruchomienie w 2019 mechanizmu MSR, którego zadaniem jest ograniczenie nadpodaży uprawnień na rynku, poprzez przenoszenie ich do rezerwy.

Zmiana cen EUA i CER

Produkt	Cena [EUR/t]			Zmiana%
	Początek stycznia 2018 r.	Koniec września 2018 r.		
EUA Spot	7,78	21,16	↑	172,0%
CER Spot	0,17	0,28	↑	64,7%
EUA gru-18	7,81	21,21	↑	171,6%
CER gru-18	0,17	0,28	↑	64,7%

¹⁾Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ICE.

Notowania jednostek EUA oraz CER



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych BlueNext oraz ICE.



3. Sytuacja finansowa

3. SYTUACJA FINANSOWA

3.1. Wyniki finansowe GK ENEA w 1-3Q 2018 r. i w 3Q 2018 r.

Skonsolidowany rachunek zysków i strat – 1-3Q 2018 r.

[tys. zł]	1-3Q2017	1-3Q2018	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	5 115 088	6 717 906	1 602 818	31,3%
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	242 030	248 544	6 514	2,7%
Przychody ze sprzedaży gazu	100 750	77 627	-23 123	-23,0%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	2 383 249	1 986 165	-397 084	-16,7%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	20 301 ¹⁾	3 239	-17 062	-84,0%
Przychody ze sprzedaży praw do emisji CO ₂	13 938	25 977	12 039	86,4%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	58 325	61 171	2 846	4,9%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	125 260	111 914	-13 346	-10,7%
Przychody ze sprzedaży węgla	303 257	151 655	-151 602	-50,0%
Przychody ze sprzedaży netto	8 362 198¹⁾	9 384 198	1 022 000	12,2%
Amortyzacja	877 400	1 104 456	227 056	25,9%
Koszty świadczeń pracowniczych	1 142 215	1 235 498	93 283	8,2%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	1 257 840	1 845 163	587 323	46,7%
Zakup energii i gazu na potrzeby sprzedaży	2 289 160 ¹⁾	3 087 195	798 035	34,9%
Usługi przesyłowe	788 274	308 325	-479 949	-60,9%
Inne usługi obce	545 389	636 404	91 015	16,7%
Podatki i opłaty	286 099	310 102	24 003	8,4%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	7 186 377¹⁾	8 527 143	1 340 766	18,7%
Pozostałe przychody operacyjne	77 036	140 680	63 644	82,6%
Pozostałe koszty operacyjne	171 940	106 695	-65 245	-37,9%
Zysk/(strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	(11 062)	(22 157)	-11 095	-100,3%
Odwrócenie odpisu z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	0	51 365	51 365	100,0%
Zysk operacyjny	1 069 855	920 248	-149 607	-14,0%
Koszty finansowe	102 756	255 045	152 289	148,2%
Przychody finansowe	61 003	48 443	-12 560	-20,6%
Udział w zyskach jednostek stowarzyszonych i współkontrolowanych	7 402	49 704	42 302	571,5%
Przychody z tytułu dywidend	526	430	-96	-18,3%
Zysk przed opodatkowaniem	1 036 030	763 780	-272 250	-26,3%
Podatek dochodowy	198 081	143 491	-54 590	-27,6%
Zysk netto okresu sprawozdawczego	837 949	620 289	-217 660	-26,0%
EBITDA	1 947 255	1 973 339	26 084	1,3%

1-3Q 2018 r.

Czynniki zmiany EBITDA GK ENEA:

- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 1.603 mln zł wynika głównie z wyższego wolumenu sprzedaży o 6.821 GWh oraz wzrostu średniej ceny sprzedaży o 4,5% przy jednoczesnym spadku przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży energii ciepłej o 7 mln zł wynika z wyższego wolumenu sprzedaży o 373 TJ (głównie w wyniku przejścia EEP) przy jednoczesnym spadku średniej ceny sprzedaży o 5,8%
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży gazu ziemnego o 23 mln zł głównie w wyniku zmiany prezentacji przychodów ze sprzedaży gazu – usługi dystrybucji (wdrożenie MSSF 15 od 1 stycznia 2018 r.)
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży praw do emisji CO₂ o 12 mln zł spowodowany głównie wzrostem średniej ceny uprawnień na rynku europejskim
- (-) spadek przychodów z tytułu sprzedaży pozostałych produktów i usług o 13 mln głównie w wyniku zmiany prezentacji przychodów ze sprzedaży z tytułu przewoźnego (wdrożenie MSSF 15 od 1 stycznia 2018 r.)
- (-) spadek przychodów z tytułu sprzedaży świadectw pochodzenia o 17 mln zł wynika z wyższego wolumenu transakcji wewnątrzgrupowych
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych o 397 mln zł głównie w wyniku zmiany prezentacji przychodów z tytułu opłat przenoszonych (wdrożenie MSSF 15 od 1 stycznia 2018 r.), przy jednoczesnym wzroście wolumenu sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży węgla o 151 mln zł wynika z wyższego wolumenu dostaw wewnątrzgrupowych
- (-) wzrost kosztów świadczeń pracowniczych o 93 mln zł spowodowany głównie przejściem EEP, zrealizowanymi podwyżkami w LWB, niższymi wynagrodzeniami odniesionymi w nakłady w związku z zakończeniem inwestycji Blok 11 oraz zmianą stanu rezerw aktuarialnych
- (-) wzrost kosztów zużycia materiałów i surowców oraz wartości sprzedanych towarów o 587 mln zł wynika głównie z przejścia EEP w końcówce 1Q 2017 r., oddanie do użytkowania instalacji SCR w Elektrowni Połaniec - zużycie wody amoniakalnej, rozpoczęcie eksploatacji Bloku 11, przy jednoczesnym wzroście kosztów zakupu węgla i uprawnień do emisji CO₂ dla całego Segmentu Wytwarzanie
- (-) wzrost kosztów zakupu energii elektrycznej i gazu o 798 mln zł wynika głównie ze wzrostu średnich cen zakupu:
 - (-) energia elektryczna: cena: +19%; wolumen: +2.247 GWh
 - (-) gaz ziemny: cena: +13%; wolumen: -155 GWh
 - (-) wyższego kosztu zakupu PM w wyniku wzrostu średniej ceny o 40,9% oraz zmiany podstawy obowiązku z 15,4% do 17,5%
- (+) spadek kosztów usług przesyłowych o 480 mln zł głównie w wyniku zmiany prezentacji kosztów bez opłat przesyłowych (wdrożenie MSSF 15 od 1 stycznia 2018 r.), przy jednoczesnym wzroście wolumenu energii pobranej z PSE i wzroście stawki opłaty przesyłowej stałej w taryfie PSE
- (-) wzrost kosztów usług obcych o 91 mln zł wynika głównie z nabycia EEP oraz wyższego wydobycia brutto (większy zakres robót chodnikowych, zwiększony zakres prac zleconych firmom zewnętrznym)
- (-) wzrost podatków i opłat o 24 mln zł wynika m.in. z nabycia EEP oraz ze zwiększenia wartości majątku trwałego związanego z zakończonymi procesami inwestycyjnymi
- (+) wzrost wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 118 mln zł:
 - (+) niższe rezerwy na potencjalne roszczenia o 74 mln zł (w tym 52,4 mln zł na wypowiedziane umowy na zakup PM)
 - (+) wyższe przychody z tytułu odszkodowań, kar i grzywn o 36 mln zł
 - (+) wyższe saldo zwrotów od ubezpieczyciela o 18 mln zł
 - (+) spadek odpisów aktualizujących wartość należności przeterminowanych oraz należności nieściągalnych o 10 mln zł
 - (+) wzrost przychodów z tyt. nieodpłatnie przejętych środków trwałych o 6 mln zł
 - (-) zysk z tytułu okazynego nabycia akcji Enea Elektrownia Połaniec SA w 2017 r. w wysokości 12 mln zł
 - (-) wyższa strata na likwidacji rzeczowych aktywów trwałych o 11 mln zł
 - (-) wyższe rezerwy na bezumowne korzystanie z korytarzy przesyłowych 4 mln zł

¹⁾Zmiana prezentacyjna w zakresie wyceny i kosztu własnego sprzedaży praw majątkowych

Skonsolidowany rachunek zysków i strat – 3Q 2018 r.

[tys. zł]	3Q2017	3Q2018	Zmiana	Zmiana%
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	1 787 535	2 498 607	711 072	39,8%
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	52 595	51 071	-1 524	-2,9%
Przychody ze sprzedaży gazu	30 646	23 412	-7 234	-23,6%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	782 089	643 614	-138 475	-17,7%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	759 ¹⁾	1 145	386	50,9%
Przychody ze sprzedaży praw do emisji CO ₂	3 808	0	-3 808	-100,0%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	23 520	23 518	-2	0,0%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	42 194	37 125	-5 069	-12,0%
Przychody ze sprzedaży węgla	70 828	66 151	-4 677	-6,6%
Przychody ze sprzedaży netto	2 793 974¹⁾	3 344 643	550 669	19,7%
Amortyzacja	300 586	381 910	81 324	27,1%
Koszty świadczeń pracowniczych	370 736	409 841	39 105	10,5%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	548 072	696 964	148 892	27,2%
Zakup energii i gazu na potrzeby sprzedaży	714 288 ¹⁾	1 200 875	486 587	68,1%
Usługi przesyłowe	260 836	103 935	-156 901	-60,2%
Inne usługi obce	188 376	226 117	37 741	20,0%
Podatki i opłaty	88 532	94 076	5 544	6,3%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	2 471 426¹⁾	3 113 718	642 292	26,0%
Pozostałe przychody operacyjne	17 705	50 823	33 118	187,1%
Pozostałe koszty operacyjne	48 994	-13 919	-62 913	-128,4%
Zysk/(strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	(3 025)	(8 302)	-5 277	-174,4%
Zysk operacyjny	288 234	287 365	-869	-0,3%
Koszty finansowe	20 814	68 917	48 103	231,1%
Przychody finansowe	-1 516	-39 093	-37 577	-2478,7%
Udział w wynikach jednostek stowarzyszonych i współkontrolowanych	1 471	25 954	24 483	1664,4%
Przychody z tytułu dywidend	0	215	215	100,0%
Zysk przed opodatkowaniem	267 375	205 524	-61 851	-23,1%
Podatek dochodowy	53 257	47 265	-5 992	-11,3%
Zysk netto okresu sprawozdawczego	214 118	158 259	-55 859	-26,1%
EBITDA	588 820	669 275	80 455	13,7%

3Q 2018 r.

Czynniki zmiany EBITDA GK ENEA:

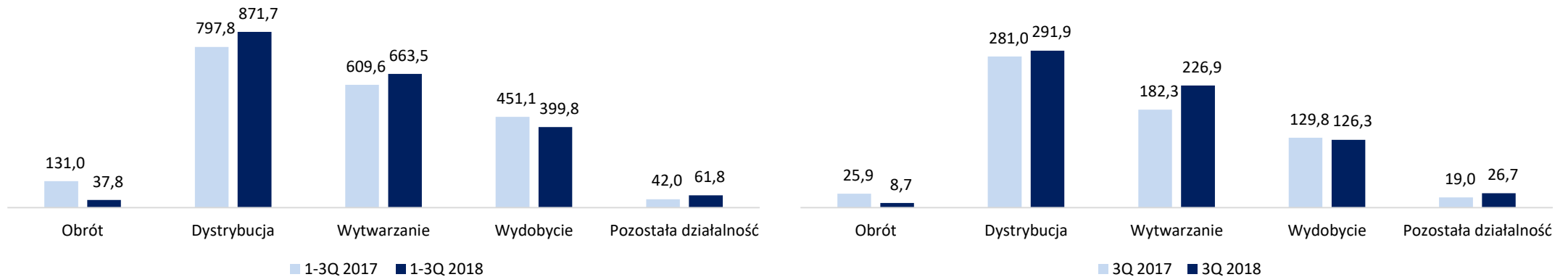
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 711 mln zł wynika głównie z wyższego wolumenu sprzedaży o 2.602 GWh oraz wzrostu średniej ceny sprzedaży o 9,6% przy jednoczesnym spadku przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych
- (-) spadek przychodów z tytułu sprzedaży pozostałych produktów i usług o 5 mln głównie w wyniku zmiany prezentacji przychodów ze sprzedaży z tytułu przewoźnego (wdrożenie MSSF 15 od 1 stycznia 2018 r.)
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży gazu ziemnego o 7 mln zł głównie w wyniku zmiany prezentacji przychodów ze sprzedaży gazu – usługi dystrybucji (wdrożenie MSSF 15 od 1 stycznia 2018 r.)
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych o 138 mln zł głównie w wyniku zmiany prezentacji przychodów z tytułu opłat przenoszonych (wdrożenie MSSF 15 od 1 stycznia 2018 r.), przy jednoczesnym wzroście wolumenu sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży węgla o 5 mln zł wynika z wyższego wolumenu dostaw wewnątrzgrupowych
- (-) wzrost kosztów świadczeń pracowniczych o 39 mln zł spowodowany głównie wzrostem zatrudnienia i zrealizowanymi podwyżkami w LWB, zmianą stanu rezerw aktuarialnych oraz niższymi wynagrodzeniami odniesionymi w nakłady w związku z zakończeniem inwestycji Blok 11
- (-) wzrost kosztów zużycia materiałów i surowców oraz wartości sprzedanych towarów o 149 mln zł w efekcie wyższej produkcji, co spowodowało większe zużycie materiałów i surowców bezpośrednio produkcyjnych, przy jednoczesnym wzroście kosztów zakupu węgla, biomasy i uprawnień do emisji CO₂ dla całego Segmentu Wytwarzania
- (-) wzrost kosztów zakupu energii elektrycznej i gazu o 487 mln zł wynika głównie ze wzrostu średnich cen zakupu:
 - (-) energia elektryczna: cena: +36%; wolumen: +1.195 GWh
 - (-) gaz ziemny: cena: +21%; wolumen: -68 GWh
- (-) wzrostu kosztu zakupu PM głównie w wyniku wzrostu średniej ceny zielonych certyfikatów
- (+) spadek kosztów usług przesyłowych o 157 mln zł głównie w wyniku zmiany prezentacji kosztów bez opłat przesyłowych (wdrożenie MSSF 15 od 1 stycznia 2018 r.), przy jednoczesnym wzroście wolumenu energii pobranej z PSE i wzroście stawki opłaty przesyłowej stałej w taryfie PSE
- (-) wzrost kosztów usług obcych o 38 mln zł wynika głównie z wyższego wydobycia brutto (większy zakres robót chodnikowych, zwiększony zakres prac zleconych firmom zewnętrznym)
- (-) wzrost podatków i opłat o 6 mln zł wynika m.in. ze zwiększenia wartości majątku trwałego związanego z zakończonymi procesami inwestycyjnymi
- (+) wzrost wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 91 mln zł:
 - (+) niższe rezerwy na potencjalne roszczenia o 29 mln zł (w tym 19 mln zł na wypowiedziane umowy na zakup PM)
 - (+) wyższe przychody z tytułu odszkodowań, kar i grzywien o 11 mln zł
 - (+) wzrost przychodów z tyt. nieodpłatnie przejętych środków trwałych o 7 mln zł
 - (+) wyższe saldo zwrotów od ubezpieczyciela o 3 mln zł
 - (+) spadek rezerw na bezumowne korzystanie z korytarzy przesyłowych 2 mln zł
 - (-) wyższa strata na likwidacji rzeczowych aktywów trwałych o 5 mln zł
 - (-) wzrost odpisów aktualizujących wartość należności przeterminowanych oraz należności nieściągalnych o 4 mln zł
 - (+) aktualizacja wartości kontraktów CO₂ o 52 mln zł

¹⁾ Zmiana prezentacyjna w zakresie wyceny i kosztu własnego sprzedaży praw majątkowych

Wyniki finansowe GK ENEA w 1-3Q 2018 r. i w 3Q 2018 r.

EBITDA [tys. zł]	1-3Q 2017	1-3Q 2018	Zmiana	Zmiana%	3Q 2017	3Q 2018	Zmiana	Zmiana%
Obrót	130 971	37 822	-93 149	-71,1%	25 919	8 724	-17 195	-66,3%
Dystrybucja	797 831	871 717	73 886	9,3%	281 020	291 907	10 887	3,9%
Wytwarzanie	609 581	663 494	53 913	8,8%	182 301	226 878	44 577	24,5%
Wydobycie	451 068	399 849	-51 219	-11,4%	129 834	126 300	-3 534	-2,7%
Pozostała działalność	42 008	61 807	19 799	47,1%	18 953	26 721	7 768	41,0%
Pozycje nieprzypisane i wyłączenia	-84 204	-61 350	22 854	27,1%	-49 207	-11 255	37 952	77,1%
EBITDA Razem	1 947 255	1 973 339	26 084	1,3%	588 820	669 275	80 455	13,7%

mln zł



Obszar Obrotu

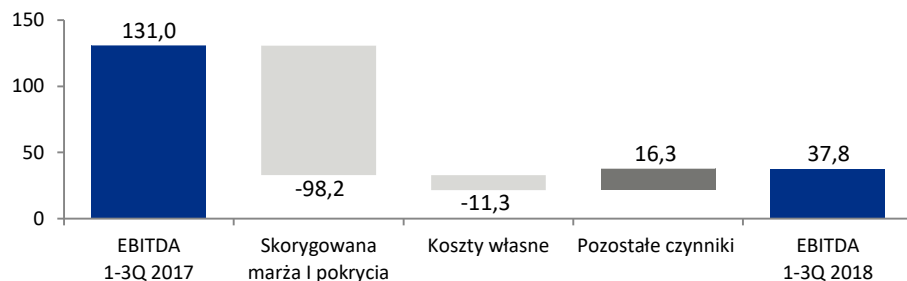
[tys. zł]	1-3Q2017	1-3Q2018	Zmiana	Zmiana%	3Q2017	3Q2018	Zmiana	Zmiana%
Przychody ze sprzedaży	4 203 404	6 344 763	2 141 359	50,9%	1 404 369	2 344 824	940 455	67,0%
EBIT	130 258	37 337	-92 921	-71,3%	25 661	8 532	-17 129	-66,8%
Amortyzacja	713	485	-228	-32,0%	258	192	-66	-25,6%
EBITDA	130 971	37 822	-93 149	-71,1%	25 919	8 724	-17 195	-66,3%
CAPEX ¹⁾	283	1 806	1 523	538,2%	95	1 393	1 298	1365,4%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru	36%	41%	5 p.p.		56%	66%	10 p.p.	

¹⁾ Bez inwestycji kapitałowych ENEA S.A.

Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej realizowana jest przez ENEA S.A.

Handel hurtowy realizowany jest przez ENEA Trading Sp. z o. o.

mln zł



1-3Q 2018 r. Czynniki zmiany EBITDA:

Marża I pokrycia

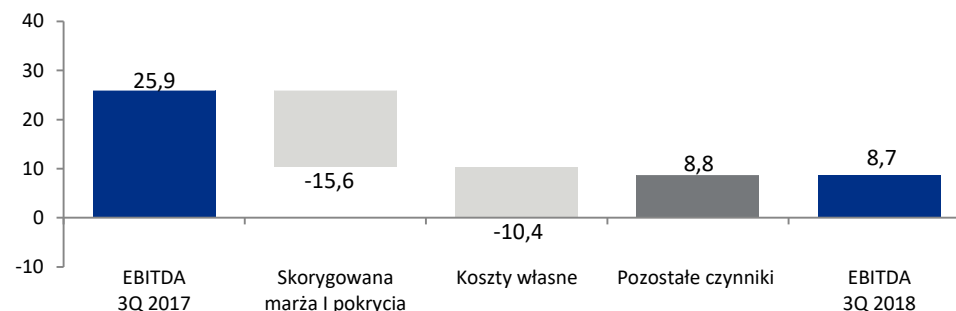
- (-) wyższe koszty obowiązków ekologicznych o 48,7%
- (-) wzrost średniej ceny zakupu energii o 6,5%
- (-) spadek wyniku na obrocie paliwem gazowym
- (+) wzrost średniej ceny sprzedaży energii o 0,3%
- (+) wzrost wolumenu sprzedaży energii o 14,0%
- (+) spadek rezerwy z tytułu roszczeń wypowiedzianych umów PM OZE o 52,4 mln zł

Koszty własne

- (-) wyższe koszty bezpośrednie sprzedaży o 6 mln zł
- (-) wyższe koszty ogólnego zarządu o 3 mln zł
- (-) wyższe koszty usług CUW o 2 mln zł

Pozostałe czynniki

- (+) niższe koszty darowizin o 4 mln zł
- (+) niższe odpisane należności o 4 mln zł
- (+) niższe odpisy aktualizujące należności o 7 mln zł
- (+) wyższe przychody z opłat licencyjnych związanych z marką ENEA o 6 mln zł
- (+) wzrost przychodów w tytułu świadczenia usług w zakresie handlu hurtowego o 5 mln zł
- (-) wyższe rezerwy na przewidywane straty i potencjalne roszczenia o 9 mln zł



3Q 2018 r. Czynniki zmiany EBITDA:

Marża I pokrycia

- (+) wzrost średniej ceny sprzedaży energii o 3,3%
- (-) wyższe koszty obowiązków ekologicznych o 55,6%
- (-) wzrost średniej ceny zakupu energii o 11,3%
- (-) spadek wyniku na obrocie paliwem gazowym
- (+) wzrost wolumenu sprzedaży energii o 16,1%
- (+) spadek rezerwy z tytułu roszczeń wypowiedzianych umów PM OZE o 19,6 mln zł

Koszty własne

- (-) wyższe koszty bezpośrednie sprzedaży o 8 mln zł
- (-) wyższe koszty ogólnego zarządu o 1 mln zł
- (-) wyższe koszty usług CUW o 1 mln zł

Pozostałe czynniki

- (+) niższe odpisy aktualizujące należności o 6 mln zł
- (+) wyższe przychody z opłat licencyjnych związanych z marką ENEA o 2 mln zł
- (+) niższe odpisane należności o 2 mln zł
- (-) wyższe rezerwy na przewidywane straty i potencjalne roszczenia o 1 mln zł

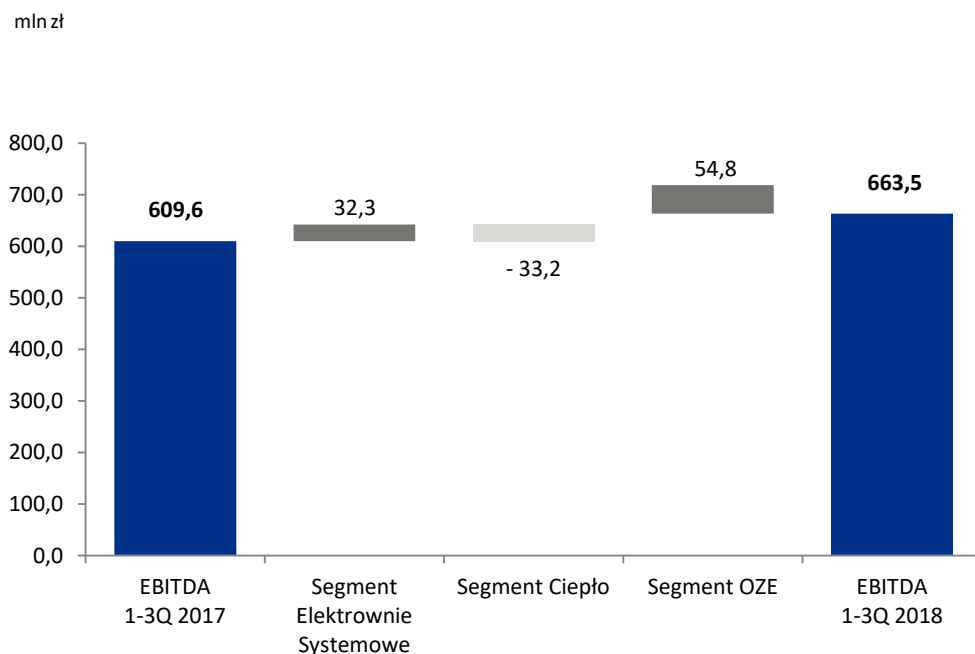
Obszar Wytwarzania

[tys. zł]	1-3Q2017	1-3Q2018	Zmiana	Zmiana%	3Q2017	3Q2018	Zmiana	Zmiana%
Przychody ze sprzedaży	3 379 801	5 302 089	1 922 288	56,9%	1 232 760	1 910 208	677 448	55,0%
<i>energia elektryczna</i>	3 021 482	4 858 093	1 836 611	60,8%	1 124 285	1 775 375	651 090	57,9%
<i>świadcstwa pochodzenia</i>	82 268	147 634	65 366	79,5%	43 854	75 318	31 464	71,7%
<i>sprzedaż uprawnień do emisji CO₂</i>	14 235	26 019	11 784	82,8%	3 772	0	-3 772	-100,0%
<i>ciepło</i>	238 084	243 614	5 530	2,3%	51 859	49 958	-1 901	-3,7%
<i>pozostałe</i>	23 732	26 729	2 997	12,6%	8 990	9 557	567	6,3%
EBIT	387 286	307 797	-79 489	-20,5%	104 284	94 346	-9 938	-9,5%
Amortyzacja	222 295	407 062	184 767	83,1%	78 017	132 532	54 515	69,9%
Odwroćenie odpisu z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	0	51 365	51 365	100,0%	0	0	0	0,0%
EBITDA	609 581	663 494	53 913	8,8%	182 301	226 878	44 577	24,5%
CAPEX	624 640	221 312	-403 328	-64,6%	295 597	95 560	-200 037	-67,7%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	29%	34%	5 p.p.		49%	53%	4 p.p.	

W obszarze Wytwarzania prezentowane są dane finansowe ENEA Wytwarzanie Sp. z o. o. wraz z jej spółkami zależnymi, ENEA Elektrownia Połaniec S.A. i ENEA Bioenergia Sp. z o.o.

Na koniec września 2018 r. ENEA Wytwarzanie posiada m.in. 11 wysokosprawnych i zmodernizowanych bloków energetycznych w Elektrowni Koźnice. W wyniku przejęcia, EEP zasiliła obszar Wytwarzania o dodatkowe 7 bloków węglowych o łącznej mocy osiągalnej 1.657 MW oraz największy na świecie blok opalany wyłącznie biomasą o zainstalowanej mocy brutto 225 MW.

Roczne zdolności produkcyjne w tym obszarze wynoszą ok. 32 TWh energii elektrycznej.



1-3Q 2018 r. Czynniki zmiany EBITDA:

Segment Elektrownie Systemowe – wzrost EBITDA o 32,3 mln zł

- (+) wzrost marży na wytwarzaniu o 164,4 mln zł
- (+) Enea Elektrownia Połaniec 10,4 mln zł
- (-) spadek marży na obrocie i na Rynku Bilansującym o 84,6 mln zł
- (-) wzrost kosztów stałych o 50,3 mln zł
- (-) spadek przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych o 4 mln zł

Segment Ciepło – spadek EBITDA o 33,2 mln zł

- (-) wzrost kosztów zużycia materiałów i surowców o 24,1 mln zł, w tym wzrost kosztów zużycia biomasy o 28,6 mln zł, wzrost kosztów emisji CO₂ o 8,8 mln zł, spadek kosztów zużycia węgla o 13,7 mln zł
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży ciepła o 4,2 mln zł
- (-) spadek wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 4,1 mln zł
- (-) spadek przychodów z energii elektrycznej o 3,8 mln zł
- (-) wyższe koszty podatków i opłat o 1,7 mln zł
- (+) wyższe przychody z tytułu świadectw pochodzenia o 6,0 mln zł
- (+) Enea Elektrownia Połaniec 0,4 mln zł

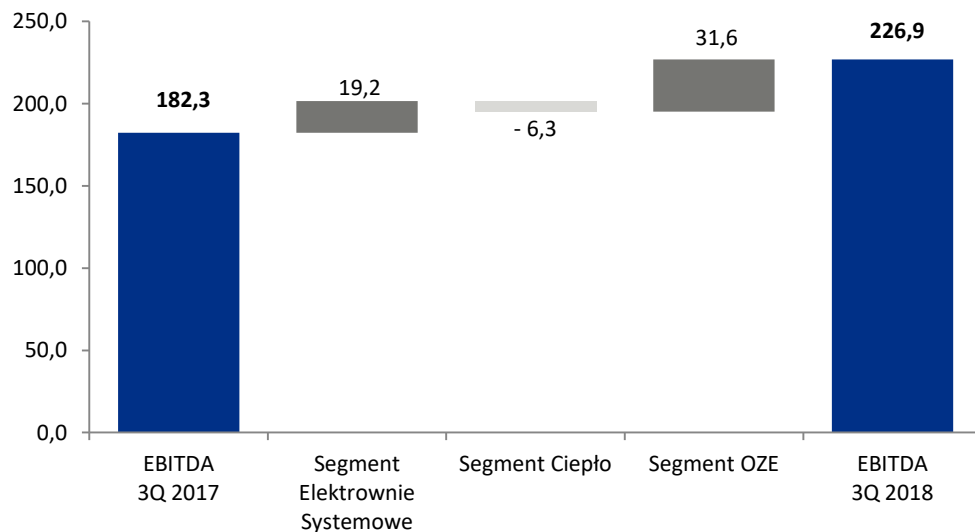
Segment OZE – wzrost EBITDA o 54,8 mln zł

- (+) Obszar Woda (+11,6 mln zł): wzrost przychodów z energii elektrycznej o 7,8 mln zł, wzrost przychodów ze świadectw pochodzenia o 4,3 mln zł,
- (+) Obszar Wiatr (+7,6 mln zł): spadek kosztów stałych o 8,1 mln zł; wzrost przychodów ze świadectw pochodzenia o 3,8 mln zł; spadek kosztów zmiennych o 1,4 mln zł; spadek przychodów z energii elektrycznej o 5,4 mln zł
- (+) Obszar Biogaz (+0,2 mln zł): spadek kosztów zmiennych o 1,1 mln zł; spadek pozostałych kosztów o 0,5 mln zł; spadek kosztów stałych o 0,2 mln zł; spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 0,4 mln zł; spadek przychodów ze świadectw pochodzenia o 1,2 mln zł;
- (+) Obszar Biomasa (Zielony Blok) +35,4 mln zł (w tym +3 mln zł Enea Bioenergia Sp. z o.o.)

Obszar Wytwarzania

[tys. zł]	1-3Q2017	1-3Q2018	Zmiana	Zmiana%	3Q2017	3Q2018	Zmiana	Zmiana%
Przychody ze sprzedaży	3 379 801	5 302 089	1 922 288	56,9%	1 232 760	1 910 208	677 448	55,0%
<i>energia elektryczna</i>	3 021 482	4 858 093	1 836 611	60,8%	1 124 285	1 775 375	651 090	57,9%
<i>świadcstwa pochodzenia</i>	82 268	147 634	65 366	79,5%	43 854	75 318	31 464	71,7%
<i>sprzedaż uprawnień do emisji CO₂</i>	14 235	26 019	11 784	82,8%	3 772	0	-3 772	-100,0%
<i>ciepło</i>	238 084	243 614	5 530	2,3%	51 859	49 958	-1 901	-3,7%
<i>pozostałe</i>	23 732	26 729	2 997	12,6%	8 990	9 557	567	6,3%
EBIT	387 286	307 797	-79 489	-20,5%	104 284	94 346	-9 938	-9,5%
Amortyzacja	222 295	407 062	184 767	83,1%	78 017	132 532	54 515	69,9%
Odwrócenie odpisu z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	0	51 365	51 365	100,0%	0	0	0	0,0%
EBITDA	609 581	663 494	53 913	8,8%	182 301	226 878	44 577	24,5%
CAPEX	624 640	221 312	-403 328	-64,6%	295 597	95 560	-200 037	-67,7%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	29%	34%	5 p.p.		49%	53%	4 p.p.	

mln zł



3Q 2018 r. Czynniki zmiany EBITDA:

Segment Elektrownie Systemowe – wzrost EBITDA o 19,2 mln zł

- (+) wzrost marży na wytwarzaniu o 127,5 mln zł
- (-) spadek marży na obrocie i na Rynku Bilansującym o 90,1 mln zł
- (-) wzrost kosztów stałych o 11,7 mln zł
- (-) spadek przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych o 4,7 mln zł
- (-) spadek wyniku na likwidacji rzeczowych aktywów trwałych o 2,1 mln zł

Segment Ciepło – spadek EBITDA o 6,2 mln zł

- (-) wyższe koszty zużycia materiałów i surowców o 7,7 mln zł
- (-) spadek przychodów z energii elektrycznej o 2,5 mln zł
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży ciepła o 1,2 mln zł
- (+) wyższe przychody z tytułu świadectw pochodzenia o 6,4 mln zł

Segment OZE – wzrost EBITDA o 31,6 mln zł

- (+) Obszar Wiatr (+7,7 mln zł): spadek kosztów stałych o 2,8 mln zł; wzrost przychodów ze świadectw pochodzenia o 2,1 mln zł; wzrost przychodów z energii elektrycznej o 1,5 mln zł; wzrost wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 0,9 mln zł; spadek kosztów zmiennych o 0,4 mln zł;
- (+) Obszar Woda (+1,1 mln zł): wzrost przychodów ze świadectw pochodzenia o 0,8 mln zł; wzrost przychodów z energii elektrycznej o 0,2 mln zł;
- (+) Obszar Biogaz (+0,3 mln zł): spadek kosztów zmiennych o 0,6 mln zł; spadek kosztów stałych o 0,1 mln zł; spadek przychodów ze świadectw pochodzenia o 0,3 mln zł; spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 0,1 mln zł;
- (+) Obszar Biomasa (Zielony Blok) +22,5 mln zł (w tym 0,7 mln zł ENEA Bioenergia Sp. z o.o.): wyższa jednostkowa wycena zielonych certyfikatów +20,5; wyższy wolumen produkcji energii 10,2 mln zł; wyższa cena energii +8,6 mln zł; wyższa cena biomasy -19,4 mln zł; niższe koszty stałe +1,8 mln zł

Obszar Dystrybucji

[tys. zł]	1-3Q2017	1-3Q2018	Zmiana	Zmiana%	3Q2017	3Q2018	Zmiana	Zmiana%
Przychody ze sprzedaży	2 426 958	2 032 058	-394 900	-16,3%	798 298	661 081	-137 217	-17,2%
<i>usługi dystrybucyjne do odbiorców końcowych</i>	2 309 911	1 920 524	-389 387	-16,9%	753 259	624 435	-128 824	-17,1%
<i>opłaty za przyłączenie do sieci</i>	48 062	41 336	-6 726	-14,0%	18 399	11 677	-6 722	-36,5%
<i>pozostałe</i>	68 986	70 198	1 212	1,8%	26 640	24 969	-1 671	-6,3%
EBIT	426 418	479 567	53 149	12,5%	152 566	154 523	1 957	1,3%
Amortyzacja	371 413	392 150	20 737	5,6%	128 454	137 384	8 930	7,0%
EBITDA	797 831	871 717	73 886	9,3%	281 020	291 907	10 887	3,9%
CAPEX	592 962	570 268	-22 694	-3,8%	249 405	269 387	19 982	8,0%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	21%	13%	-8 p.p.		32%	19%	-13 p.p.	

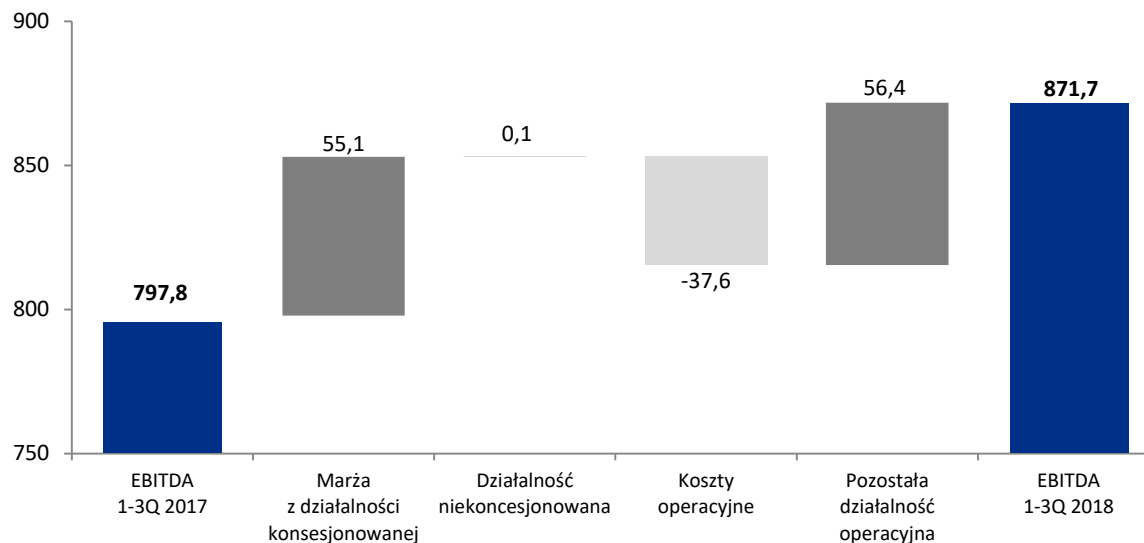
ENE A Operator Sp. z o.o. odpowiada za dystrybucję energii elektrycznej do 2,6 mln Klientów w zachodniej i północno-zachodniej Polsce na obszarze 58,2 tys. km².

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

W obszarze Dystrybucji prezentowane są dane finansowe Spółek:

- ENE A Operator Sp. z o.o.
- ENE A Serwis Sp. z o.o.
- ENE A Pomiar Sp. z o.o.
- Annacond Enterprises Sp. z o.o.

mln zł



1-3Q 2018 r. Czynniki zmiany EBITDA:

Marża z działalności koncesjonowanej

- (-) niższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym o 389 mln zł (od 1 stycznia 2018 r. zmiana standardu – MSSF 15)
- (-) niższe przychody z tyt. opłat za przyłączenie do sieci o 7 mln zł wynikają głównie z rozliczenia w roku poprzednim kwartalnych odpisów MSR (od 1 stycznia 2018 r. zmiana standardu – MSSF 15)
- (+) niższe koszty zakupu usług przesyłowych (saldo) o 460 mln zł (od 1 stycznia 2018 r. zmiana standardu – MSSF 15)
- (-) wyższe koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej (saldo) o 9 mln zł wynikają z wyższej średniej ceny energii elektrycznej

Koszty operacyjne

- (-) wyższe koszty usług obcych o 10 mln zł głównie w obszarach dotyczących usług IT oraz pomiarów
- (-) wyższe koszty podatków i opłat o 11 mln zł są efektem zrealizowanych inwestycji w zakresie majątku sieciowego
- (-) wyższe koszty świadczeń pracowniczych o 13 mln wynikają głównie z rezerw pracowniczych

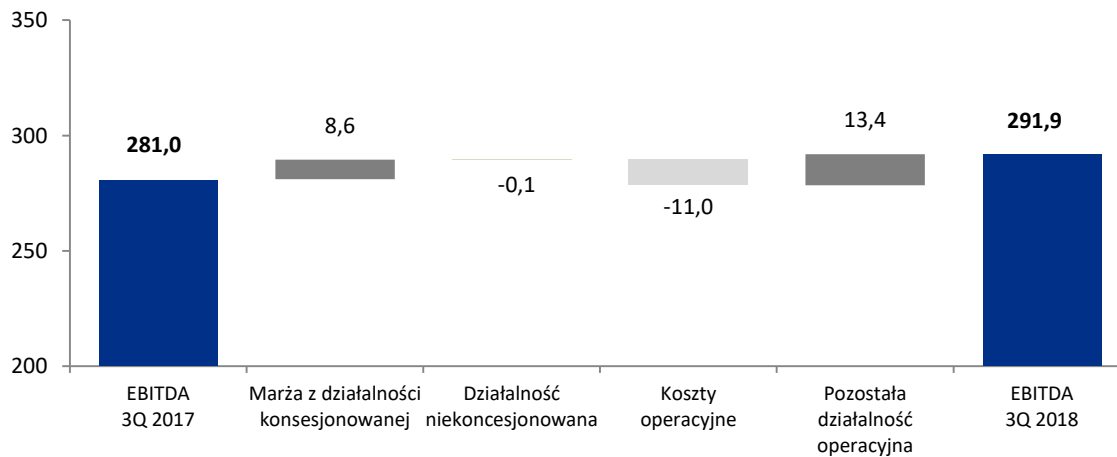
Pozostała działalność operacyjna

- (+) niższe rezerwy dot. majątku sieciowego o 28 mln zł
- (+) wyższe przychody od ubezpieczyciela o 17 mln zł
- (+) niższe odpisy aktualizujące o 11 mln zł

Obszar Dystrybucji

[tys. zł]	1-3Q2017	1-3Q2018	Zmiana	Zmiana%	3Q2017	3Q2018	Zmiana	Zmiana%
Przychody ze sprzedaży	2 426 958	2 032 058	-394 900	-16,3%	798 298	661 081	-137 217	-17,2%
<i>usługi dystrybucyjne do odbiorców końcowych</i>	2 309 911	1 920 524	-389 387	-16,9%	753 259	624 435	-128 824	-17,1%
<i>opłaty za przyłączenie do sieci</i>	48 062	41 336	-6 726	-14,0%	18 399	11 677	-6 722	-36,5%
<i>pozostałe</i>	68 986	70 198	1 212	1,8%	26 640	24 969	-1 671	-6,3%
EBIT	426 418	479 567	53 149	12,5%	152 566	154 523	1 957	1,3%
Amortyzacja	371 413	392 150	20 737	5,6%	128 454	137 384	8 930	7,0%
EBITDA	797 831	871 717	73 886	9,3%	281 020	291 907	10 887	3,9%
CAPEX	592 962	570 268	-22 694	-3,8%	249 405	269 387	19 982	8,0%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	21%	13%	-8 p.p.		32%	19%	-13 p.p.	

mIn zł



3Q 2018 r. Czynniki zmiany EBITDA:

Marża z działalności koncesjonowanej

- (-) niższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym o 129 mln (od 1 stycznia 2018 r. zmiana standardu – MSSF 15)
- (-) niższe przychody z tytułu opłat za przyłączenie do sieci o 7 mln zł wynikają głównie z rozliczenia w roku poprzednim kwartalnych odpisów MSR (od 1 stycznia 2018 r. zmiana standardu - MSSF 15)
- (+) niższe koszty zakupu usług przesyłowych (saldo) o 151 mln zł (od 1 stycznia 2018 r. zmiana standardu – MSSF 15)
- (-) wyższe koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej (saldo) o 7 mln zł wynikają z wyższej średniej ceny energii elektrycznej

Koszty operacyjne

- (-) wyższe koszty świadczeń pracowniczych o 5 mln wynikają głównie z wyższych rezerw pracowniczych
- (-) wyższe koszty podatków i opłat o 2 mln zł są efektem zrealizowanych inwestycji w zakresie majątku sieciowego

Pozostała działalność operacyjna

- (+) niższe rezerwy dot. majątku sieciowego o 10 mln zł
- (+) wyższe przychody z tyt. nieodpłatnie otrzymanych środków trwałych o 7 mln zł
- (-) niższy wynik na likwidacji rzeczowych aktywów trwałych o 2 mln zł

Obszar Wydobywania

[tys. zł]	1-3Q 2017	1-3Q 2018	Zmiana	Zmiana%	3Q 2017	3Q 2018	Zmiana	Zmiana%
Przychody ze sprzedaży	1 307 130	1 335 640	28 510	2,2%	405 013	479 688	74 675	18,4%
<i>węgiel</i>	1 268 023	1 299 855	31 832	2,5%	393 029	467 757	74 728	19,0%
<i>pozostałe produkty i usługi</i>	29 349	21 901	-7 448	-25,4%	8 458	7 180	-1 278	-15,1%
<i>towary i materiały</i>	9 758	13 884	4 126	42,3%	3 526	4 751	1 225	34,7%
EBIT	191 436	125 002	-66 434	-34,7%	44 262	25 013	-19 249	-43,5%
Amortyzacja	259 632	274 847	15 215	5,9%	85 572	101 287	15 715	18,4%
EBITDA	451 068	399 849	-51 219	-11,4%	129 834	126 300	-3 534	-2,7%
CAPEX	254 408	296 053	41 645	16,4%	115 375	96 602	-18 773	-16,3%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	11%	9%	-2 p.p.		16%	13%	-3 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.

1-3Q 2018 r. Czynniki zmiany EBITDA:

(-) rentowność EBITDA: 29,9% 1-3Q 2018 r. wobec 34,5% w 1-3Q 2017 r.

(+) wzrost przychodów ze sprzedaży węgla: wyższa sprzedaż ilościowa +90 tys. t (+1,3%), przy wyższej cenie i wyższej korekcie węgla z robót przygotowawczych

(+) wzrost przychodów ze sprzedaży towarów i materiałów – wyższa sprzedaż złomu pochodzącego z likwidacji chodników

(-) większa korekta przychodów o wartość węgla pozyskanego z wyrobisk - większy zakres prac chodnikowych (+6,14 km) przy wyższej cenie węgla

(-) wyższe o 1.104 tys. ton wydobyte urobku (+10,8%) – wzrost kosztów produkcji

(-) nominalny wzrost kosztów produkcji (bez amortyzacji):

- wzrost kosztów usług obcych (większy zakres prac zleczanych firmom obcym: usługi wiertniczo-górnice, usługi transportu i załadunku kamienia, odstawa w weekend i święta oraz wzrost stawek za usługi),
- wzrost kosztów wynagrodzeń (wyplacona podwyżka wynagrodzeń wraz z dodatkową nagrodą oraz wzrost średniego zatrudnienia o 132 osoby)
- wzrost kosztów materiałów i energii

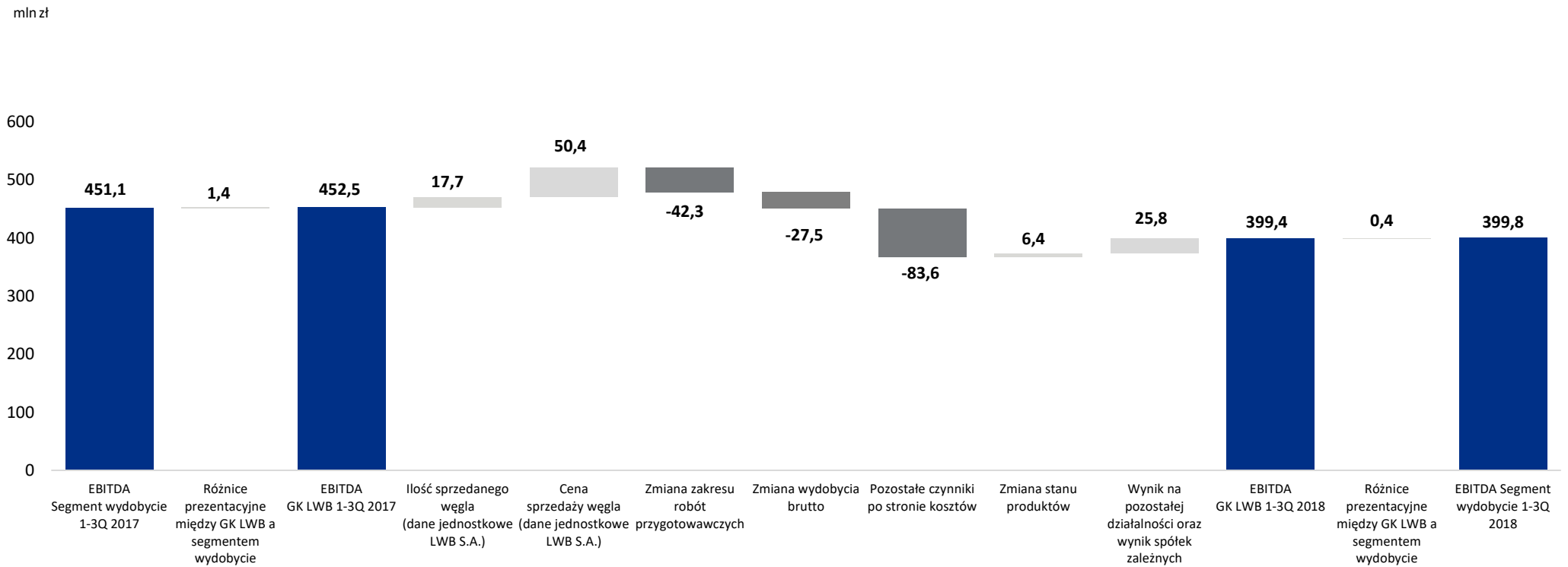
(+) w 2018 roku zwiększenie wartości zapasu o 8,0 mln zł (zmniejszenie kosztów), wobec 1,6 mln zł w 2017 roku

(+) wynik na pozostałej działalności - rozliczenie ugody zawartej pomiędzy Spółką a konsorcjum firm Mostostal Warszawa S.A. oraz Acciona Infraestructuras; dodatni wpływ na wynik EBITDA 28,7 mln zł

Różnice prezentacyjne dot. sprawozdawczości finansowej GK Enea i GK LW Bogdanka w zakresie amortyzacji.

Spadek przychodów ze sprzedaży pozostałych produktów i usług wynika przede wszystkim z tego, że wskutek przyjęcia z dniem 1 stycznia 2018 r. do stosowania nowego MSSF 15 Przychody z umów z klientami, wykazywane dotychczas w tej pozycji przychody ze sprzedaży z tytułu przewoźnego wykazane zostały per saldo z poniesionymi kosztami (kwota przychodów została pomniejszona o koszty w wys. ok. 9,0 mln zł). W poprzednim roku przychody z tytułu przewoźnego wykazywane były w szyku rozwartym (zmiana bez wpływu na EBITDA).

Obszar Wydobycia



Obszar Wydobywania

[tys. zł]	1-3Q2017	1-3Q2018	Zmiana	Zmiana%	3Q2017	3Q2018	Zmiana	Zmiana%
Przychody ze sprzedaży	1 307 130	1 335 640	28 510	2,2%	405 013	479 688	74 675	18,4%
<i>węgiel</i>	1 268 023	1 299 855	31 832	2,5%	393 029	467 757	74 728	19,0%
<i>pozostałe produkty i usługi</i>	29 349	21 901	-7 448	-25,4%	8 458	7 180	-1 278	-15,1%
<i>towary i materiały</i>	9 758	13 884	4 126	42,3%	3 526	4 751	1 225	34,7%
EBIT	191 436	125 002	-66 434	-34,7%	44 262	25 013	-19 249	-43,5%
Amortyzacja	259 632	274 847	15 215	5,9%	85 572	101 287	15 715	18,4%
EBITDA	451 068	399 849	-51 219	-11,4%	129 834	126 300	-3 534	-2,7%
CAPEX	254 408	296 053	41 645	16,4%	115 375	96 602	-18 773	-16,3%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	11%	9%	-2 p.p.		16%	13%	-3 p.p.	

3Q 2018 Czynniki zmiany EBITDA:

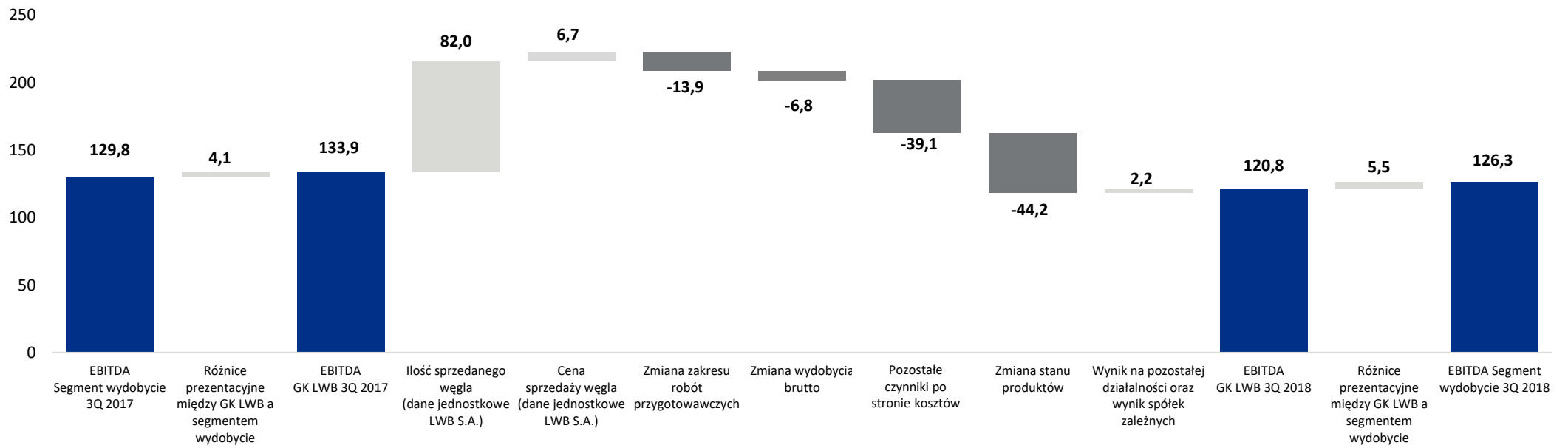
- (-) rentowność EBITDA 26,3% 3Q 2018 r. wobec 32,1% dla 3Q 2017 r.
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży węgla: wyższa sprzedaż ilościowa (+411 tys. t, +20,2%), przy wyższej cenie i wyższej korekcie węgla z robót przygotowawczych
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży towarów i materiałów – wyższa sprzedaż złomu pochodzącego z likwidacji chodników
- (-) większa korekta przychodów o wartość węgla pozyskanego z wyrobisk - większy zakres prac przygotowawczych (+1,36 km) przy wyższej cenie węgla
- (-) wyższe o 276 tys. ton wydobycie urobku (+8,0%) – wzrost kosztów produkcji
- (-) wzrost kosztów świadczeń pracowniczych – wzrost średniego zatrudnienia (ponad 150 osób), wypłacona podwyżka oraz dodatkowa nagroda (rozliczana międzyokresowo)
- (-) wzrost kosztów materiałów i energii
- (-) wzrost kosztów podatków i opłat
- (-) w 3Q 2018 r. spadek wartości zapasów o 25,9 mln zł (wzrost kosztów), w 2017 roku zwiększenie zapasów o 18,3 mln zł (zmniejszenie kosztów)

Różnice prezentacyjne dot. sprawozdawczości finansowej GK ENEA i GK LW Bogdanka w zakresie amortyzacji.

Spadek przychodów ze sprzedaży pozostałych produktów i usług wynika przede wszystkim z tego, że wskutek przyjęcia z dniem 1 stycznia 2018 r. do stosowania nowego MSSF 15 Przychody z umów z klientami, wykazywane dotychczas w tej pozycji przychody ze sprzedaży z tytułu przewoźnego wykazane zostały per saldo z poniesionymi kosztami (kwota przychodów została pomniejszona o koszty w wys. ok. 1,5 mln zł). W poprzednim roku przychody z tytułu przewoźnego wykazywane były w szyku rozwartym (zmiana bez wpływu na EBITDA).

Obszar Wydobywania

mln zł



Obszar Pozostałej działalności

[tys. zł]	1-3Q2017	1-3Q2018	Zmiana	Zmiana%	3Q2017	3Q2018	Zmiana	Zmiana%
Przychody ze sprzedaży	418 047	441 658	23 611	5,6%	153 619	155 976	2 357	1,5%
EBIT	10 807	22 701	11 894	110,1%	7 985	13 089	5 104	63,9%
Amortyzacja	31 201	39 106	7 905	25,3%	10 968	13 632	2 664	24,3%
EBITDA	42 008	61 807	19 799	47,1%	18 953	26 721	7 768	41,0%
CAPEX	40 712	44 264	3 552	8,7%	15 687	17 388	1 701	10,8%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	4%	3%	-1 p.p.		6%	4%	-2 p.p.	

W obszarze Pozostałej działalności prezentowane są spółki z obszarów:

- wsparcia dla pozostałych spółek w Grupie Kapitałowej:**

ENE Centrum Sp. z o.o. – stanowiąca Centrum Usług Wspólnych w Grupie w zakresie księgowości, kadr, teleinformatyki, obsługi klienta

ENE Logistyka Sp. z o.o. – spółka wyspecjalizowana w zakresie działalności logistycznej, magazynowej, zaopatrzeniowej

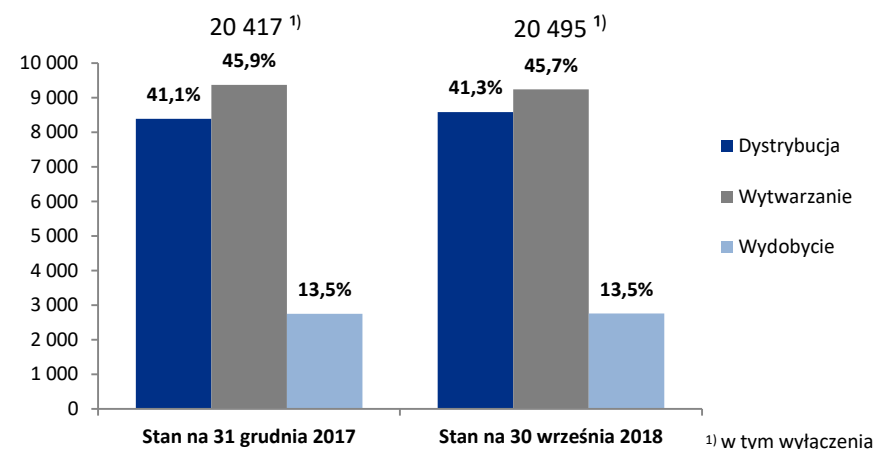
- działalności towarzyszącej:**

ENE 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.

Aktywa [tys. zł]	Nadzień: 31 grudnia 2017	30 września 2018	Zmiana	Zmiana %
Aktywa trwałe	22 080 914	22 646 810	565 896	2,6%
Rzeczowe aktywa trwałe	20 416 867	20 495 165	78 298	0,4%
Użytkowanie wieczyste gruntów	105 571	104 840	-731	-0,7%
Wartości niematerialne	418 248	410 840	-7 408	-1,8%
Nieruchomości inwestycyjne	26 981	25 826	-1 155	-4,3%
Inwestycje w jednostki stowarzyszone i współkontrolowane	355 152	718 550	363 398	102,3%
Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	501 945	448 168	-53 777	-10,7%
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej	0	81 473	81 473	100,0%
Dłużne aktywa finansowe w zamortyzowanym koszcie	0	7 741	7 741	100,0%
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży - do 2017	40 698	0	-40 698	-100,0%
Aktywa fin. wyc. w wart. godz. przez wynik finans. - do 2017	33 364	0	-33 364	-100,0%
Instrumenty pochodne - do 2017	29 553	0	-29 553	-100,0%
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	30 729	219 213	188 484	613,4%
Koszty doprowadzenia do zawarcia umowy	0	14 868	14 868	100,0%
Środki zgromadzone w ramach Funduszu Likwidacji Kopalń	121 806	120 126	-1 680	-1,4%
Aktywa obrotowe	6 232 080	6 950 030	717 950	11,5%
Prawa do emisji CO ₂	595 533	95 135	-500 398	-84,0%
Zapasy	846 187	1 061 319	215 132	25,4%
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe	1 903 568	1 993 860	90 292	4,7%
Koszty doprowadzenia do zawarcia umowy ¹⁾	0	16 350	16 350	100,0%
Aktywa z tytułu umów z klientami ¹⁾	0	230 364	230 364	100,0%
Należności z tytułu bieżącego podatku dochodowego	149 859	71 250	-78 609	-52,5%
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej ²⁾	0	92 021	92 021	100,0%
Dłużne aktywa finansowe w zamortyzowanym koszcie ²⁾	0	178	178	100,0%
Inne inwestycje krótkoterminowe	0	76 566	76 566	100,0%
Aktywa fin. utrzymywane do terminu wymagalności - do 2017	478	0	-478	-100,0%
Aktywa fin. wyc. w wart. godz. przez wynik finans. - do 2017	49 329	0	-49 329	-100,0%
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	2 687 126	3 312 987	625 861	23,3%
Razem aktywa	28 312 994	29 596 840	1 283 846	4,5%

mln zł

Struktura rzeczowych aktywów trwałych



Czynniki zmian aktywów trwałych (wzrost 566 mln zł):

- wzrost inwestycji w jednostki stowarzyszone i współkontrolowane o 363 mln zł wynika z objęcia nowych udziałów w podwyższonym kapitale Polskiej Grupy Górniczej S.A., Elektrowni Ostrołęka Sp. z o.o. oraz podwyższenia kapitału zakładowego ElectroMobility Poland S.A.
- wzrost długoterminowych należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych należności oraz kosztów doprowadzenia do zawarcia umowy o 203 mln zł dotyczy przede wszystkim depozytów zabezpieczających dla kontraktów futures na prawa do emisji CO₂
- wzrost wartości rzeczowych aktywów trwałych o 78 mln zł wynika głównie ze wzrostu wartości środków trwałych o 985 mln zł, przy jednoczesnym wzroście wartości umorzenia o 907 mln zł

Czynniki zmian aktywów obrotowych (wzrost o 718 mln zł):

- wzrost środków pieniężnych i ich ekwiwalentów o 626 mln zł spowodowany głównie wzrostem depozytów zabezpieczających obroty na IRGiT oraz zawartych kontraktów futures dla CO₂
- wzrost zapasów o 215 mln zł w związku z zakupem większej ilości świadectw pochodzenia energii po wyższej cenie
- wzrost należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych należności, kosztów doprowadzenia do zawarcia umowy oraz aktywów z tytułu umów z klientami o 337 mln zł, dotyczy m.in. wyższego poziomu należności handlowych oraz depozytów zabezpieczających pod kontrakty futures dla praw do emisji CO₂
- spadek wartości praw do emisji CO₂ o 500 mln zł w wyniku umorzenia praw za rok poprzedni

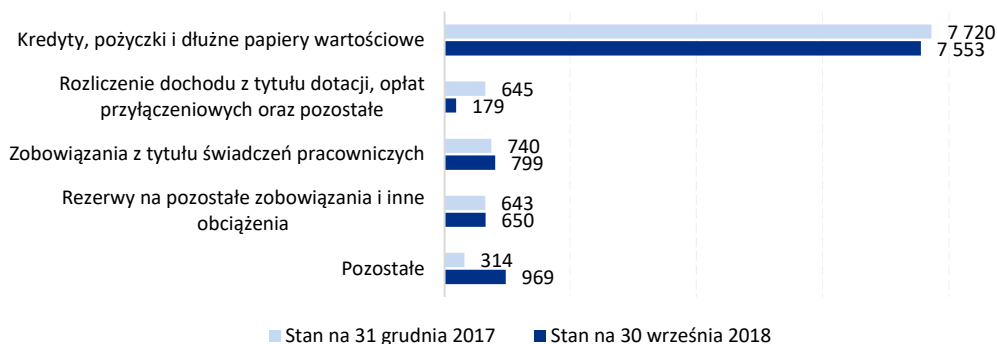
¹⁾ Dane za 1-3Q 2018 r. uwzględniają zmiany, wynikające z wprowadzenia MSSF 15, natomiast pozycje bilansowe za 2017 r. nie uwzględniają nowych kategorii aktywów. Dane przekształcone za 31 grudnia 2017 r. zostały zaprezentowane w Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym za 1-3Q 2018 r.

²⁾ Dane za 1-3Q 2018 r. uwzględniają zmiany, wynikające z wprowadzenia MSSF 9, natomiast pozycje bilansowe za 2017 r. nie uwzględniają nowych kategorii aktywów. Dane przekształcone za 31 grudnia 2017 r. zostały zaprezentowane w Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym za 1-3Q 2018 r.

Sytuacja majątkowa – struktura aktywów i pasywów Grupy Kapitałowej ENEA

Pasywa [tys. zł]	Na dzień:		Zmiana	Zmiana%
	31 grudnia 2017	30 września 2018		
Razem kapitał własny	13 999 669	14 957 647	957 978	6,8%
Kapitał zakładowy	588 018	588 018	0	0,0%
Kapitał z nadwyżki ceny emisyjnej nad wartością nominalną	3 632 464	3 632 464	0	0,0%
Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów finansowych	741	760	19	2,6%
Pozostałe kapitały	-27 101	-27 101	0	0,0%
Kapitał rezerwowy z wyceny instrumentów zabezpieczających	25 967	3 105	-22 862	-88,0%
Zyski zatrzymane	8 858 130	9 804 391	946 261	10,7%
Udziały niekontrolujące	921 450	956 010	34 560	3,8%
Razem zobowiązania	14 313 325	14 639 193	325 868	2,3%
Zobowiązania długoterminowe	10 063 012	10 149 518	86 506	0,9%
Zobowiązania krótkoterminowe	4 250 313	4 489 675	239 362	5,6%
Razem pasywa	28 312 994	29 596 840	1 283 846	4,5%

Struktura zobowiązań długoterminowych



Struktura zobowiązań krótkoterminowych



Czynniki zmian zobowiązań długoterminowych (wzrost o 87 mln zł)

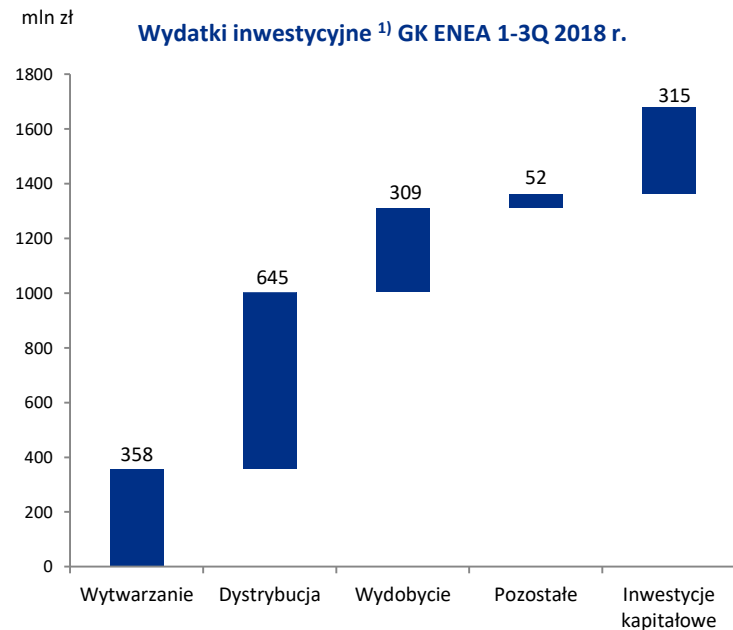
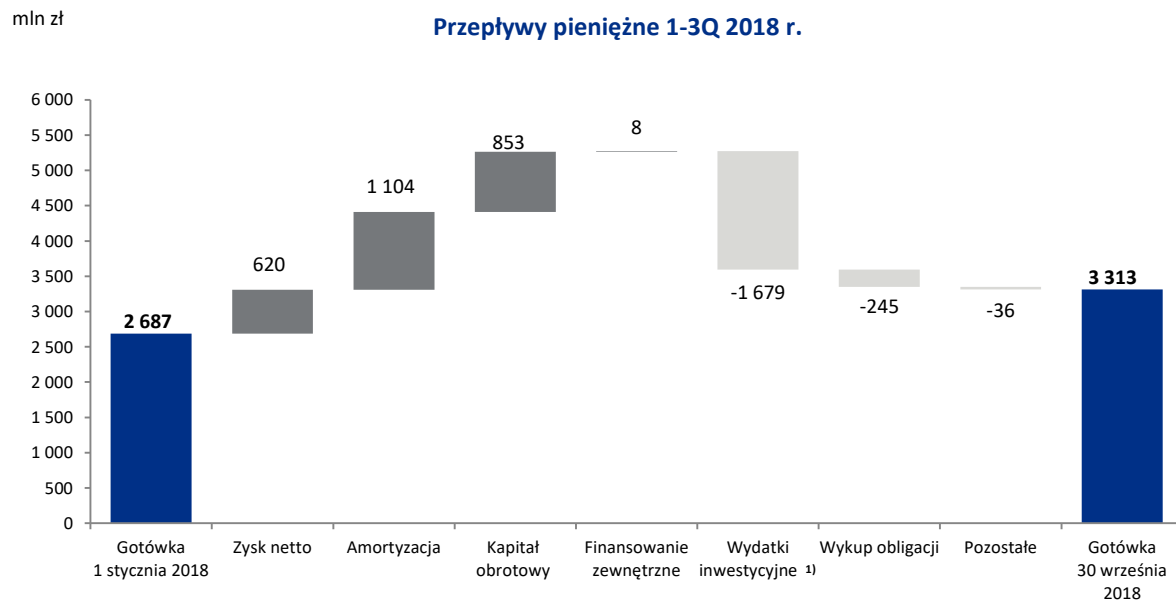
- spadek w pozycji rozliczenie dochodu z tytułu dotacji, opłat przyłączeniowych o 466 mln zł wynika z wdrożenia MSSF 15, który wpływa na zmianę ujmowania przychodów z opłat przyłączeniowych dla zadań zakończonych do 31 grudnia 2009 r., które dotychczas ujmowane były jako przychody przyszłych okresów
- spadek kredytów, pożyczek i dłużnych papierów wartościowych o 167 mln zł wynika głównie ze spłaty zobowiązań (149 mln zł)
- wzrost rezerw z tytułu świadczeń pracowniczych o 58 mln zł
- wzrost pozostałych zobowiązań długoterminowych o 661 mln zł, w tym: zobowiązania handlowe 532 mln zł, zobowiązania z tytułu umów z klientami 21 mln zł (nowa pozycja bilansowa od wdrożenia MSSF 15), rezerwy z tytułu odroczonego podatku dochodowego 93 mln zł

Czynniki zmian zobowiązań krótkoterminowych (wzrost o 239 mln zł)

- spadek zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych o 48 mln zł - wypłata jednorazowych świadczeń
- spadek w pozycji rozliczenie dochodu z tytułu dotacji, opłat przyłączeniowych o 81 mln zł wynika z wdrożenia MSSF 15, który wpływa na zmianę ujmowania przychodów z opłat przyłączeniowych dla zadań zakończonych do 31 grudnia 2009 r., które dotychczas ujmowane były jako przychody przyszłych okresów
- spadek pozycji kredyty, pożyczki i dłużne papiery wartościowe o 112 mln wynika ze spłaty ratalnych obligacji wyemitowanych przez LWB Bogdanka
- wzrost pozostałych zobowiązań krótkoterminowych o 480 mln zł, w tym: zobowiązania handlowe 323 mln zł, zobowiązania z tytułu umów z klientami 47 mln zł (nowa pozycja bilansowa od wdrożenia MSSF 15)

Sytuacja pieniężna Grupy Kapitałowej ENEA

Rachunek przepływów pieniężnych [tys. zł]	1-3 Q 2017	1-3Q 2018	Zmiana	Zmiana %
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	2 234 993	2 834 248	599 255	26,80%
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	-2 828 149	-1 754 164	1 073 985	38,00%
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	-67 845	-454 223	-386 378	-
Zwiększenie / (Zmniejszenie) netto stanu środków pieniężnych	-661 001	625 861	1 286 862	194,70%
Stan środków pieniężnych na początek okresu sprawozdawczego	2 340 217	2 687 126	346 909	14,80%
Stan środków pieniężnych na koniec okresu sprawozdawczego	1 679 216	3 312 987	1 633 771	97,30%



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

Analiza wskaźnikowa ¹⁾

	1-3Q2017	1-3Q2018	3Q2017	3Q2018
Wskaźniki rentowności				
ROE -rentowność kapitału własnego	8,2%	5,5%	6,3%	4,2%
ROA -rentowność aktywów	4,3%	2,8%	3,3%	2,1%
Rentowność netto	10,0%	6,6%	7,6%	4,7%
Rentowność operacyjna	12,7%	9,8%	10,2%	8,6%
Rentowność EBITDA	23,2%	21,0%	20,8%	20,0%
Wskaźniki płynności i struktury finansowej				
Wskaźnik bieżącej płynności	1,4	1,5	1,4	1,5
Pokrycie majątku trwałego kapitałami własnymi	63,9%	66,0%	63,9%	66,0%
Wskaźnik zadłużenia ogólnego	46,9%	49,5%	46,9%	49,5%
Dług netto / EBITDA	2,1	1,7	2,1	1,7
Wskaźniki aktywności gospodarczej				
Cykl rotacji należności krótkoterminowych w dniach ²⁾	54	57	53	53
Cykl rotacji zobowiązań z tyt. dostaw i usług oraz pozostałych w dniach ³⁾	51	77	48	69
Cykl rotacji zapasów w dniach	35	38	33	34

¹⁾ Definicje wskaźników zamieszczone zostały na str. 108

²⁾ Należności z tyt. dostaw i usług – handlowe, aktywa z tyt. umów z klientami i koszty doprowadzenia do zawarcia umowy

³⁾ Zobowiązania z tyt. dostaw i usług – handlowe, zobowiązania z tyt. umów z klientami

3.2. Zasady sporządzenia sprawozdań finansowych

Skrócone sprawozdania finansowe odpowiednio ENEA S.A. oraz Grupy Kapitałowej ENEA zawarte w ramach rozszerzonego skonsolidowanego raportu ENEA SA za okres trzeciego kwartału 2018 r. sporządzone zostały zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Rachunkowości oraz Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (MSR/MSSF) zatwierdzonymi przez Unię Europejską. Skrócone sprawozdania finansowe zostały sporządzone przy założeniu kontynuowania działalności gospodarczej w dającej się przewidzieć przyszłości. Zarząd Spółki nie stwierdza na dzień podpisania skróconych sprawozdań finansowych faktów i okoliczności, które wskazywałyby na zagrożenia dla możliwości kontynuowania działalności w okresie 12 miesięcy po dniu bilansowym na skutek zamierzonego lub przymusowego zaniechania, bądź istotnego ograniczenia dotychczasowej działalności. Dane finansowe zaprezentowane w sprawozdaniach, jeżeli nie wskazano inaczej, zostały wyrażone w tys. zł.

3.3. Przewidywana sytuacja finansowa

W trzecim kwartale 2018 r. Obszar Wydobywania odpracowywał gorsze wyniki pierwszego kwartału, zgodnie z oczekiwaniami Obszar ten osiągnie roczne planowane wyniki w okresie 12 miesięcy bieżącego roku. W drugim i trzecim kwartale odnotowano znaczną stabilizację poziomu wydobywania, co miało istotny wpływ na osiągnięcie planowanych przychodów ze sprzedaży węgla. W 2018 r. odnotowywany jest niezależny od uwarunkowań geologicznych wzrost kosztów stałych (takich jak wynagrodzenia, materiały, koszty usług obcych) co powoduje, że uzyskanie jednostkowego kosztu wytworzenia na poziomie 2017 r. jest niemożliwe. Podejmowane w Obszarze działania mają na celu utrzymanie wysokiej efektywności kopalni oraz stabilnego poziomu wydobywania zgodnie z założeniami prezentowanymi w Strategii dla LW Bogdanka S.A. Jeśli w kolejnych okresach zapadną decyzje dotyczące wzrostu wydobywania należy spodziewać się wzrostu nakładów inwestycyjnych, mających związek z rozpoczęciem wydobywania w polu Ostrów. Na przewidywalność wyników Obszaru Wydobywania wpływ mają: ciągłe poszukiwanie optymalizacji procesów i innowacyjnych rozwiązań, rosnące ceny miałow energetycznych oraz zapewnienie odbioru wydobywanego węgla przez jednostki wchodzące w skład Grupy Kapitałowej ENEA. Bardziej długoterminowe działania mają na celu rozwój kopalni i wydłużenie perspektywy jej działalności, stąd kolejne wnioski o uzyskanie koncesji dla nowych obszarów wydobywczych.

Obszar Wytwarzania, który w pierwszych trzech kwartałach 2018 odpowiadał za 33% EBITDA GK ENEA, pozostaje niezmiennie pod wpływem wyjątkowo wymagającej sytuacji na rynku energii. Skoncentrowana na węglu kamiennym produkcja wiąże się z ekspozycją na ryzyko związane z kosztami emisji dwutlenku węgla, które w omawianym okresie wzrosły w sposób nie obserwowany do tej pory. Na wyniki Obszaru Wytwarzania wpływ będzie miała również ilość uzyskiwanych darmowych uprawnień do emisji CO₂, która będzie istotnie mniejsza, niż w latach poprzednich. Jak w każdym elemencie łańcucha wartości GK ENEA dostrzegany jest wzrost kosztów stałych elektrowni, szczególnie w obszarze wynagrodzeń, a także kosztów zmiennych, takich jak koszt transportu paliw związanych z realizowanymi remontami tras kolejowych. Istotne dla przychodów generowanych przez obszar Wytwarzania pozostają planowane na lata 2018-2021 duże remonty bloków wytwórczych, które wymuszą stosunkowo długie okresy zawieszenia produkcji energii elektrycznej. Mniejsza produkcja dotychczasowych aktywów wytwórczych jest i będzie w kolejnych okresach rekompensowana przez Blok 11. W podsegmentie OZE obserwowany jest wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej oraz „zielonych certyfikatów”, związany z istotnymi wzrostami cen. Na wyniki podsegmentu wpływ ma znacząca optymalizacja kosztów stałych, ale również awaria farmy wiatrowej Bardy, która obniżyła wolumen wyprodukowanej energii elektrycznej.

Obszarem konsekwentnie stabilizującym przewidywalność przepływów finansowych jest Dystrybucja, która odpowiada za 44% wyniku EBITDA GK ENEA. Na wyniki tego obszaru wpływ mają przede wszystkim dwa elementy: 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. Należy zwrócić uwagę, że dopiero EBITDA roku 2019 może zostać obciążona istotnym wpływem zdarzeń pogodowych, jakie miały miejsce w trzecim kwartale 2017 r. Zdarzenia te miały ogromny wpływ na uzyskane w 2017 r. wskaźniki SAIDI i SAIFI, przy czym GK ENEA prowadzi działania mające na celu uwzględnienie przez regulatora ich katastrofalnego charakteru. Chcąc zapewnić realizację wskaźników wyznaczanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, GK ENEA realizuje inwestycje w Obszarze Dystrybucji podnosząc bezpieczeństwo i stabilność realizowanych dostaw energii. Mając na uwadze zapewnienie również stabilnych przepływów finansowych w przyszłości, Grupa ENEA planuje utrzymać nakłady inwestycyjne związane z rozwojem sieci na niezmiennym poziomie w kolejnych latach.

W obszarze Obrotu działania operacyjne niezmiennie koncentrują się na zwiększaniu przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego – dzięki ciągle rozwijanej 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 w segmencie największych klientów. W bieżącym okresie wynik Obszaru Obrotu ulega zdecydowanemu obniżeniu w porównaniu do analogicznego okresu roku 2017 w związku z rosnącymi cenami obowiązków ekologicznych, ze szczególnym uwzględnieniem „zielonych” certyfikatów. Trzeba pamiętać o tym, że wzrost ceny praw majątkowych wpływa na obniżenie rezerwy związanej z ewentualnymi roszczeniami związanymi z rozwiązaniem kontraktów długoterminowych wypowiedzianych w roku 2016. Istotnym elementem wpływającym na obniżenie wyników segmentu jest rosnąca cena energii elektrycznej, na którą z kolei wpływają niezmiennie wysokie koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂ oraz wzrastające ceny paliw.

W chwili obecnej działania Grupy koncentrują się na szukaniu rozwiązań będących odpowiedzią na trudną sytuację rynkową w Obszarach Wytwarzania i Obrotu, tak aby generowane wyniki finansowe oraz przepływy ulegały jak najmniejszej erozji w stosunku do lat poprzednich. Fakt, iż Grupa stanowi zamknięty łańcuch wartości od wydobywania węgla po sprzedaż energii elektrycznej do odbiorcy końcowego umożliwia elastyczne reagowanie na dynamiczne wzrosty cen, zmienną sytuację rynkową, regulacyjną. Pozycja finansowa Grupy pozostaje bezpieczna, między innymi dzięki stosunkowo wysokiemu stanowi środków pieniężnych, wynoszącemu na koniec 3Q 2018 r., wraz z krótkoterminowymi aktywami finansowymi utrzymywanymi do terminu wymagalności oraz aktywami finansowymi wycenianymi w wartości godziwej przez wynik, ok. 3 mld zł. Trzeba jednak zaznaczyć, iż istotna część środków finansowych ulokowana została jako zabezpieczenie pod transakcje na IRGIT oraz zawarte kontrakty na zakup CO₂ na kolejne okresy rozliczeniowe. Istotna część tych

kontraktów zostanie rozliczona w grudniu br. co istotnie obniży stan środków pieniężnych zgromadzonych na rachunkach bankowych.

W kolejnych okresach Grupa rozpocznie działania mające na celu ustalenie nowego podejścia do finansowania, w związku z nadchodzącym okresem intensywnych spłat zobowiązań zaciągniętych w poprzednich latach. Największa kumulacja koniecznych spłat lub decyzji dotyczących refinansowania dotychczasowego długu przypada na lata 2020-2021. Przepływy Grupy zostaną znacznie wsparte w wyniku wdrożenia Rynku Mocy i uzyskanych, w wyniku wygranych aukcji, kontraktów na dostawę mocy. Najbardziej istotne z punktu widzenia Obszaru Wytwarzania jest uzyskanie 15-letniego kontraktu na dostawę mocy pochodzącej z uruchomionego w roku 2017 Bloku 11, którego wyjątkowe parametry pozwalają na produkcję energii elektrycznej przy stosunkowo niskich kosztach zmiennych, jeśli porównać je do produkcji z jednostek wyżej emisyjnych i mniej sprawnych.

Dzięki wynikom finansowym nie odbiegającym od planowanych, dostępności finansowania oraz uzyskania dodatkowych przepływów gotówkowych z Rynku Mocy Grupa ENEA może z większą swobodą realizować program CAPEX (nakładów inwestycyjnych) w poszczególnych Obszarach działalności.

3.4. Zdarzenia po dniu bilansowym

25 października 2018 r. Zarząd ENEA S.A. powziął informację o złożeniu pozwu o stwierdzenie nieważności lub ewentualnie ustalenie nieistnienia lub ewentualnie o uchylenie uchwały nr 3 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia ENEA S.A. z 24 września 2018 r. w sprawie wyrażenia kierunkowej zgody na przystąpienie do Etapu Budowy w ramach projektu Ostrołęka C przez akcjonariusza Spółki Fundację "CLIENTEARTH Prawnicy dla Ziemi" z siedzibą w Warszawie.

30 października 2018 r. Zarząd ENEA S.A. powziął informację o złożeniu pozwu o stwierdzenie nieważności, ewentualnie uchylenie uchwały nr 3 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia ENEA S.A. z 24 września 2018 r. w sprawie wyrażenia kierunkowej zgody na przystąpienie do Etapu Budowy w ramach projektu Ostrołęka C przez akcjonariusza Spółki Międzyzakładowy Związek Zawodowy Synergia Pracowników Grupy Kapitałowej ENEA z siedzibą w Poznaniu.

3.5. Prognozy wyników finansowych

Zarząd ENEA S.A. nie publikował prognoz wyników finansowych na 2018 r.



4. Akcje i akcjonariat

4. AKCJE I AKCJONARIAT

4.1. Struktura akcjonariatu i notowania

Wysokość kapitału zakładowego ENEA S.A. na dzień publikacji raportu za trzeci kwartał 2018 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 S.A. na dzień publikacji raportu okresowego za pierwsze półrocze 2018 r. tj. na dzień 13 września 2018 roku.

Akcjonariusz	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%

W dniu 23 października 2018 roku wpłynęło do Spółki zawiadomienie od Towarzystwa Funduszy Inwestycyjnych PZU SA o zmniejszeniu zaangażowania w akcjonariacie Spółki poniżej progu 5% ogólnej liczby głosów.

Poniższa tabela przedstawia strukturę akcjonariatu ENEA S.A. na dzień publikacji raportu okresowego za III kwartał 2018 r. tj. na dzień 23 listopada 2018 roku.

Akcjonariusz	Liczba akcji / liczba głosów na WZ	Udział w kapitale zakładowym / udział w ogólnej liczbie głosów
Skarb Państwa	227 364 428	51,50%
Pozostali	214 078 150	48,50%
RAZEM	441 442 578	100,00%

Notowania akcji ENEA S.A. na Giełdzie Papierów Wartościowych

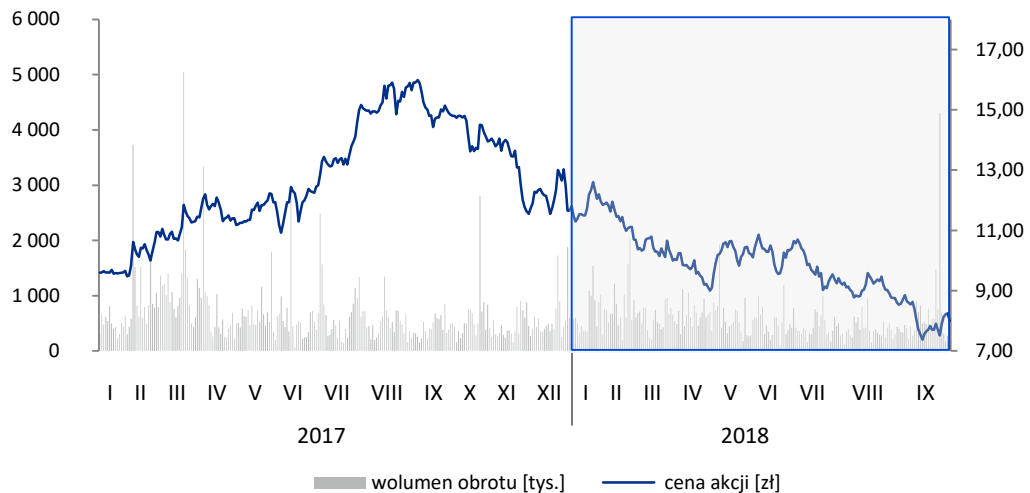
Akcje ENEA S.A. notowane są na Giełdzie Papierów Wartościowych (GPW) od 17 listopada 2008 r. Udział akcji Spółki w indeksach na 28 września 2018r.:



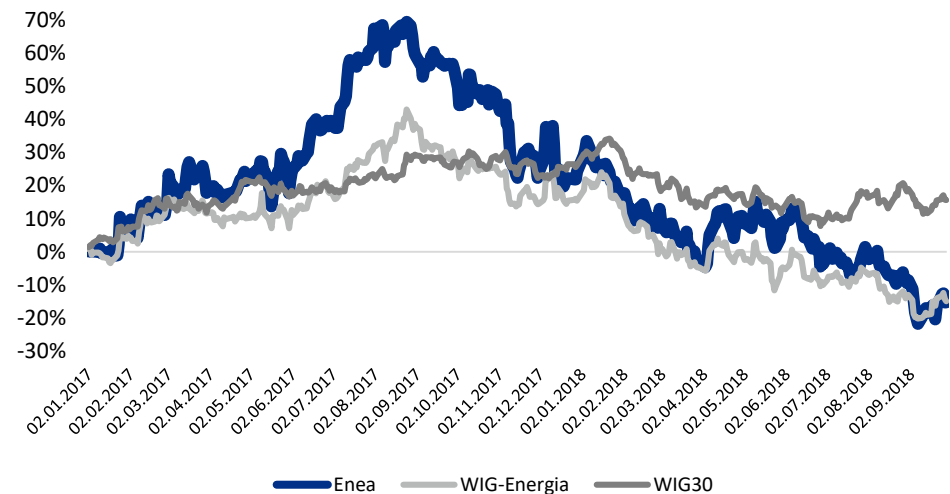
Poniższa tabela przedstawia dane dotyczące akcji Spółki w okresie 1-3Q 2018 r.

Dane	1-3Q 2018
Liczba akcji [szt.]	441 442 578
Minimum [zł]	7,38
Maximum [zł]	12,6
Kurs na koniec okresu [zł]	8,0
Kurs na koniec poprzedniego okresu [zł]	11,5
Średni wolumen [szt.]	587 948

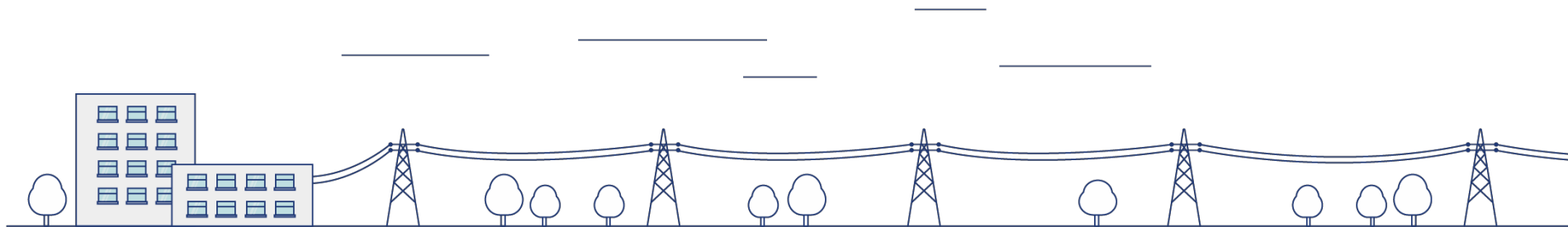
Notowania akcji ENEA S.A. w 2017 r. oraz w 1-3Q 2018 r.



Zmiana kursu akcji ENEA S.A. w porównaniu do zmian indeksów WIG30 i WIG-Energia



W pierwszych trzech kwartałach 2018 r. kurs akcji ENEA S.A. spadł z 11,73 zł do 8,00 zł, tj. o 3,73 zł, czyli o 32%. Najwyższy kurs zamknięcia w okresie styczeń-wrzesień 2018 akcje ENEA S.A. osiągnęły 8 stycznia 2018 r., natomiast najniższy – 10 września 2018 r.





5. Władze

WŁADZE

5.1. Skład osobowy Zarządu ENEA S.A.

Od początku 2018 r. w skład Zarządu Spółki wchodziły następujące osoby: Mirosław Kowalik - Prezes Zarządu, Piotr Adamczak - Wiceprezes Zarządu ds. Handlowych, Piotr Olejniczak - Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych oraz Zbigniew Piętka - Wiceprezes 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 absolwentem studiów podyplomowych Zarządzanie Finansami Przedsiębiorstw w Szkole Głównej Handlowej w Warszawie. Odbił również wiele specjalistycznych szkoleń produktowych oraz w zakresie zarządzania, w tym ostatnio czteroletnie niestacjonarne studia doktoranckie oraz dwuletnie podyplomowe studia Executive Doctor of Business Administration na Instytucie Nauk Ekonomicznych Polskiej Akademii Nauk. Zakres kompetencji: Przewodniczący pracom Zarządu oraz bezpośrednio koordynuje działalność Spółki i Grupy Kapitałowej ENEA zgodnie z przyjętą Strategią.

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 S.A., 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 w Wyższej Szkole Handlu i Usług w Poznaniu. Zakres kompetencji: Nadzór i koordynacja nad całością 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 firmach doradczych i inwestycyjnych, w których pełnił funkcje na stanowiskach menedżerskich. Od 2015 r. prowadził własną działalność gospodarczą, w tym doradczą. Wcześniej w latach 2008-2015 był dyrektorem w Departamencie 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 rozpoczął 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. 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.

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 Żegludzie 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-Swinoujście, 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.

5.2. Skład osobowy Rady Nadzorczej ENEA S.A.

W dniu 13 marca 2018 roku do Spółki wpłynęła datowana na ten sam dzień rezygnacja Pana Pawła Skopińskiego z pełnienia funkcji członka Rady Nadzorczej ENEA S.A. W dniu 22 marca 2018 roku do Spółki wpłynęło oświadczenie Ministra Energii z tego samego dnia o skorzystaniu przez Ministra Energii z uprawnienia do powołania na podstawie § 24 ust. 1 Statutu Spółki członka Rady Nadzorczej ENEA S.A. Zgodnie z ww. uprawnieniem z dniem 22 marca 2018 roku do składu Rady Nadzorczej Spółki powołany został Pan Ireneusz Kulka. W dniu 16 kwietnia 2018 roku Zarząd ENEA S.A. powziął informację o datowanym na dzień 13 kwietnia 2018 roku oświadczeniu Ministra Energii w sprawie odwołania Członka Rady Nadzorczej Spółki zgodnie z uprawnieniem przysługującym na podstawie § 24 ust. 1 Statutu Spółki. Zgodnie z ww. uprawnieniem z dniem 15 kwietnia 2018 roku ze składu Rady Nadzorczej Spółki odwołany został Pan Ireneusz Kulka. Ponadto, w dniu 16 kwietnia 2018 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie ENEA S.A. odwołało ze składu Rady Nadzorczej ENEA S.A. Pana Rafała Bargiela oraz Pana Piotra Kossaka, a także powołało w skład Rady Nadzorczej Spółki Pana Ireneusza Kulkę oraz Pana Pawła Jabłońskiego, przy czym uchwała dotycząca powołania Pana Pawła Jabłońskiego, weszła w życie z chwilą podjęcia z mocą obowiązującą od dnia pozyskania przez kandydata pozytywnej opinii Rady do spraw spółek z udziałem Skarbu Państwa i państwowych osób prawnych, tj. od dnia 20 kwietnia 2018 r. W dniu 31 lipca 2018 roku do Spółki wpłynęła datowana na ten sam dzień rezygnacja Pana Rafała Szymańskiego z pełnienia funkcji członka Rady Nadzorczej ENEA S.A.

W dniu 24 września 2018 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie ENEA S.A., podjęło uchwałę, na mocy której w skład Rady Nadzorczej Spółki powołany został Pan Paweł Andrzej Korobłowski.

Na dzień publikacji niniejszego raportu Rada Nadzorcza Spółki IX kadencji składa się z dziewięciu członków i działa w następującym składzie:

Stanisław Kazimierz Hebda, Przewodniczący Rady Nadzorczej. Data powołania: 28 grudnia 2017 r.

Stanisław Kazimierz Hebda jest Dyrektorem Generalnym w Ministerstwie Energii. Posiada ponad 28-letni staż zawodowy, w tym 15 lat na stanowiskach kierowniczych. Stanisław Kazimierz Hebda jest urzędnikiem mianowanym służby cywilnej. Ekspert w zakresie nadzoru właścicielskiego nad spółkami Skarbu Państwa. Reprezentował Skarb Państwa w radach nadzorczych. Zasiadał w Komisji Egzaminacyjnej do rad nadzorczych przy Ministrze Skarbu Państwa. Stanisław Kazimierz Hebda jest absolwentem Szkoły Głównej Planowania i Statystyki (obecnie Szkoła Główna Handlowa). Studiował na Wydziale Ekonomiki Produkcji, Specjalizacja Ekonomia i Organizacja Przemysłu. Ukończył podyplomowe Studia Bezpieczeństwa Narodowego (Uniwersytet Warszawski), Studia Europejskie (Uniwersytet Warszawski) oraz podyplomowe Studia Audyt i Kontrola Wewnętrzna (Akademia Finansów). Pełnił funkcję Przewodniczącego Komitetu Audytu w Korporacji Ubezpieczeń Kredytów Eksportowych S.A. Posiada ponad 10-letnie doświadczenie w służbie dyplomatycznej, był konsulem ds. handlowych w Konsulacie Generalnym RP w Monachium i Kolonii.

Paweł Jabłoński, Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej. Data powołania: 20 kwietnia 2018 r.

Paweł Jabłoński jest adwokatem wpisanym na listę prowadzoną przez Izbę Adwokacką w Warszawie. W 2010 roku ukończył studia prawnicze na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego. Pracował m.in. w warszawskim biurze Gide Loyrette Nouel, a następnie od 2015 roku prowadził własną kancelarię adwokacką, świadczącą usługi na rzecz przedsiębiorców i osób fizycznych. W swojej dotychczasowej praktyce zajmował się m.in. prawem nieruchomości, badaniem due diligence spółek energetycznych i ciepłowniczych, postępowaniami regulacyjnymi, a także prowadzeniem sporów cywilnych w sprawach dotyczących służebności przesyłu i prawidłowości pomiarów zużycia energii. Obecnie jest członkiem Zespołu Ekspertkiego Prezesa Rady Ministrów.

Piotr Mirkowski, Sekretarz Rady Nadzorczej. Data powołania: 15 stycznia 2016 r.

Piotr Mirkowski w latach 2009-2015 był Członkiem Rady Nadzorczej w Spółce Akcyjnej Radpec S.A. W latach 2007-2015 związany był z RTBS „Administrator” Sp. z o.o. Od 1998 r. do 1999 r. był zatrudniony w Zakładzie Usług Technicznych Energetyki Ciepłej w Radomiu na stanowisku Dyrektora ds. eksploatacji. W latach 1989-1998 pracował jako Kierownik Wydziału Sieci Ciepłych w Wojewódzkim Przedsiębiorstwie Energetyki Ciepłej w Radomiu. Piotr Mirkowski jest absolwentem Wyższej Szkoły Inżynierskiej w Radomiu, specjalność technologia budowy maszyn. Ukończył również studia podyplomowe na Politechnice Warszawskiej w zakresie ciepłownictwa i ogrzewnictwa z audytingiem energetycznym. Posiada uprawnienia Audytora ISO i Pełnomocnika ISO.

Wojciech Klimowicz, Członek Rady Nadzorczej. Data powołania: 2 lipca 2015 r.

Wojciech Klimowicz związany jest z ENEA S.A. 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 S.A. 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.

Sławomir Brzeziński, Członek Rady Nadzorczej. Data powołania: 2 lipca 2015 r.

Sławomir Brzeziński jest związany z ENEA S.A. od 2008 r. Obecnie pracuje na stanowisku Dyrektora Pionu Organizacji i Bezpieczeństwa. Wcześniej był związany m.in. ze spółką Międzynarodowe Targi Poznańskie w Poznaniu. Sławomir 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.

Ireneusz Kulka, Członek Rady Nadzorczej. Data powołania: 16 kwietnia 2018 r.

Ireneusz Kulka jest doświadczonym menadżerem posiadającym wieloletnie doświadczenie w zarządzaniu przedsiębiorstwami. Jego specjalizacją jest szeroko rozumiany obszar kliencki obejmujący rozwój produktów, sprzedaż oraz utrzymanie świadczonych klientom usług w branżach telekomunikacyjnej i energetycznej. Posiada stopień doktora nauk ekonomicznych a ponadto ukończył „IESE Advanced Management Program” na uniwersytecie Navarra.

Paweł Korobłowski, Członek Rady Nadzorczej. Data powołania: 24 września 2018 r.

Pan Paweł Andrzej Korobłowski w 1991 roku ukończył Wydział Elektryczny Politechniki Warszawskiej na kierunku elektrotechnika uzyskując tytuł magistra inżyniera, a w 1997 roku obronił pracę doktorską uzyskując dyplom doktora nauk technicznych. W 2002 roku ukończył studia menedżerskie na Wydziale Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego. W latach 1992 - 2018 Pan Paweł Andrzej Korobłowski pracował w p.p. PKP (od 2001 roku w spółce PKP Energetyka) zajmując stanowiska Dyrektora Biura Strategii, Dyrektora Biura Zarządzania Ryzykiem oraz Dyrektora ds. Analiz Systemowych, kierującego Wydziałem Analiz Rynku. Od 12 września 2018 roku Pan Paweł Andrzej Korobłowski jest zastępcą Dyrektora Departamentu Elektroenergetyki i Ciepłownictwa w Ministerstwie Energii. Pan Paweł Andrzej Korobłowski był Członkiem Rad Nadzorczych spółek: Telekomunikacja Kolejowa, PKP Informatyka, Elester-PKP.

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
Ireneusz Kulka ¹⁾	Przewodniczący
Roman Stryjski ¹⁾	Członek
Piotr Mirkowski ¹⁾	Członek
Sławomir Brzeziński	Członek
Wojciech Klimowicz	Członek

Komitet ds. Nominacji i Wynagrodzeń

Imię i nazwisko	Funkcja
Paweł Jabłoński	Przewodniczący
Stanisław Hebda	Członek
Tadeusz Mikłosz	Członek
Piotr Mirkowski ¹⁾	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

5.3. Wykaz akcji i uprawnień do akcji ENEA S.A. w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

Imię i nazwisko	Funkcja	Liczba akcji ENEA S.A. na 13 września 2018 r.	Liczba akcji ENEA S.A. na 23 listopada 2018 r.
Tadeusz Mikłosz	Członek Rady Nadzorczej	4 140	4 140

Na dzień przekazania niniejszego raportu okresowego pozostałe osoby zarządzające oraz nadzorujące nie posiadają akcji ENEA S.A. Na dzień przekazania niniejszego raportu okresowego osoby zarządzające i nadzorujące nie posiadają uprawnień do akcji ENEA S.A.



6. Inne informacje istotne dla oceny sytuacji emitenta

6. INNE INFORMACJE ISTOTNE DLA OCENY SYTUACJI EMITENTA

6. 1. Zdarzenia mogące mieć wpływ na przyszłe wyniki

Otoczenie regulacyjne

Działalność ENEA S.A. 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 S.A. 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.

Wewnętrzny rynek energii elektrycznej

30 listopada 2016 roku Komisja Europejska opublikowała projekt szeregu unijnych regulacji pod nazwą: „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”, tzw. Winter Package tj. zestaw nowych, kompleksowych propozycji legislacyjnych z zakresu polityki energetycznej i klimatu (Rozporządzenia i Dyrektywy) dotyczących budowy jednolitego wewnętrznego rynku energii elektrycznej, zmian struktury rynku detalicznego, rozwoju OZE i podniesienia efektywności energetycznej, z planowanym terminem wejścia w życie od początku lat '20 XXI wieku. Główne cele regulacji wyznaczono dokumentem polityki energetyczno-klimatycznej UE przyjętym uchwałą Rady Europejskiej w październiku 2014 r. Proponowany pakiet środków ma też za zadanie utrzymanie konkurencyjności UE w czasach, gdy przejście na czystą energię determinuje rozwój światowych rynków energii.

Przedstawiona koncepcja wewnętrznego rynku energii za jego centralny podmiot uważa konsumenta, w tym prosumenta. Konsumenti w UE mają mieć zapewniony aktywny udział w rynku energii, w tym większe możliwości produkcji i sprzedaży własnej energii elektrycznej, szerszy wybór dostawcy energii, dostęp do wiarygodnych narzędzi porównawczych cen energii elektrycznej (transparentność rynku wewnętrznego). Obecnie, spośród ośmiu aktów prawnych wchodzących w skład pakietu ustalono końcowy kształt czterech dokumentów. Do 30 czerwca 2018 r. pod prezydencją bułgarską, reprezentującą państwa UE zakończono prace nad dyrektywą o efektywności energetycznej budynków, dyrektywą OZE, rozporządzeniem „Governance” oraz dyrektywą o efektywności energetycznej. Kluczowe ustalenia przedstawiono poniżej. Po przejściu 1 lipca prezydencji przez Austrię, ustalone będą kompromisowe stanowiska w sprawie rozporządzenia oraz dyrektywy market design – w ramach tzw. fazy trilogu, a więc trójstronnych negocjacji pomiędzy Komisją Europejską, Parlamentem Europejskim oraz Radą.

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 rosło 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⁾ Niezależnie od powyższego aktualnie Ministerstwo Energii pracuje nad nową polityką energetyczną Polski (PEP), która określać będzie długoterminową wizję rządu dla sektora energii.

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

Rynek Mocy

W ubiegłym roku Prezydent RP podpisał ustawę z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, której celem jest zapewnienie ciągłości oraz stabilności dostaw energii elektrycznej zarówno dla przemysłu i gospodarstw domowych. Wprowadzenie rynku mocy oznacza zmianę struktury rynku energii z rynku jednotowarowego na rynek dwutowarowy, gdzie transakcjom podlegać będzie oprócz wytworzonej energii elektrycznej, również gotowość do dostarczania energii do sieci (moc dyspozycyjna netto). Wybór wynagradzanych jednostek rynku mocy następować będzie w oparciu o aukcje typu holenderskiego. Dnia 7 lutego 2018 r. polska ustawa o rynku mocy uzyskała akceptację Komisji Europejskiej w wyniku dokonanej notyfikacji. W treści decyzji KE wprowadziła zapis w postaci obowiązku odliczenia uzyskanej przez jednostki pomocy publicznej o charakterze inwestycyjnym od wynagrodzenia mocowego. W następstwie powyższego, 30 marca 2018 r. Prezes URE wydał decyzję zatwierdzającą Regulamin rynku mocy, który zawiera szczegółowe warunki funkcjonowania oraz doprecyzowuje szczegóły techniczno-operacyjne polskiego rynku mocy. Dokument reguluje także zasady funkcjonowania rejestru rynku mocy, przy którego wykorzystaniu odbywają się poszczególne certyfikacje oraz aukcje. W aspekcie regulacyjnym, istotnym z punktu widzenia Rynku mocy jest wydanie aktów wykonawczych do Ustawy. Dotychczas opublikowano projekty rozporządzeń dotyczące zabezpieczeń finansowych oraz zasad wykonywania obowiązku mocowego. Kluczowe w kontekście przygotowania do uczestnictwa w aukcji rozporządzenie w sprawie parametrów aukcji zostało wydane 22 sierpnia 2018 r.

Harmonogram procesów rynku mocy na rok 2018:

Rozpoczęcie certyfikacji ogólnej – 3 kwietnia 2018 r.

Rozpoczęcie certyfikacji do aukcji głównych na lata 2021–2023 – 5 września 2018 r.

Zakończenie certyfikacji do aukcji głównych na lata 2021–2023 – 31 października 2018 r.

Aukcja główna na rok 2021 – 15 listopada 2018 r.

Aukcja główna na rok 2022 – 5 grudnia 2018 r.

Aukcja główna na rok 2023 – 21 grudnia 2018 r.

Zgodnie z harmonogramem procesów rynku mocy na rok 2018, w okresie od 3 kwietnia do 29 maja 2018 r. PSE S.A. przeprowadziło pierwszą certyfikację ogólną, w ramach której wszystkie aktywa ENEA Wytwarzanie i ENEA Elektrownia Połaniec zostały zgłoszone.

W Grupie ENEA w ramach zapewnienia optymalizacji procesów Rynku mocy powstał interdyscyplinarny zespół składający się z pracowników głównych spółek grupy, w tym odpowiedzialnych za wytwarzanie i obrót. Zespół aktywnie pracuje nad strategią udziału w aukcjach głównych przy wykorzystaniu metod fundamentalnych oraz teorii gier. Jednocześnie bierze udział w branżowych gremiach (PKEE, TGPE, TOE) w celu aktywnego wspierania wdrażania rynku mocy w Polsce. Na obecnym etapie w ramach certyfikacji do aukcji głównych 2021-2023, wszystkie zgłoszone przez ENEA Wytwarzanie wnioski certyfikujące zostały zatwierdzone.

REMIT

REMIT – rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (ang. Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency). Na mocy rozporządzenia rynek energii elektrycznej podlega ścisłym, restrykcyjnym zasadom publikacji i jawności wszystkich informacji, które mogą mieć wpływ na ceny produktów energetycznych na hurtowym rynku energii, w tym bezwzględny zakaz manipulacji rynkowej. Z REMIT wynika obowiązek rejestracji każdego uczestnika rynku w krajowym rejestrze uczestników rynku. Uczestnik rynku zobowiązany jest do raportowania danych na temat transakcji zawieranych na hurtowych rynkach energii, w tym składanych zleceń. Raportowaniu podlegają dane podstawowe dotyczące zdolności i wykorzystania infrastruktury wytwórczej. Z REMIT wynika obowiązek podania informacji wewnętrznej do publicznej wiadomości, w formie komunikatu. Rozporządzenie REMIT zakazuje manipulacji oraz prób manipulacji na rynku i zakazuje wykorzystywania informacji wewnętrznych. Rozporządzenie REMIT wyposaża organy regulacyjne w uprawnienia związane z prowadzeniem dochodzeń i egzekwowaniem przepisów rozporządzenia.

Kluczowe cele i ustalenia Pakietu Zimowego:

1) Dekarbonizacja:

- w oparciu o regulacje WP w dłuższej perspektywie tj. do roku 2050 UE planuje przejście na gospodarkę zeroemisyjną – w tym celu powstaje aktualizacja Energy Road Map dla UE do 2050 r.

2) Intensywny rozwój odnawialnych źródeł energii (nowelizacja Dyrektywy OZE tj. RED II):

- 14 czerwca 2018 r. ustalono porozumienie długo negocjowanych przepisów. W zakresie całkowitego wiążącego celu udziału OZE na rok 2030 – ustalono poziom 32% przy jednoczesnym braku wiążących celów krajowych. Dodatkowo ustalono rewizję wykonania celu w roku 2023.
- W kontekście pomocy publicznej, wskazano warunki kwalifikacji elektrowni biomasowych do uzyskania wsparcia finansowego. W przypadku instalacji od 50 do 100 MW – wsparcie uzależniono od spełnienia poziomów efektywności zgodnie z dokumentem referencyjnym BAT LCP (Najlepsze Dostępne Techniki). W przypadku jednostek o mocy powyżej 100 MW - w przypadku osiągnięcia sprawności elektrycznej na poziomie co najmniej 36%.
- Dla sektora transportu ustalono cel OZE na rok 2030 na poziomie 14% oraz do tego roku ustalono eliminację stosowania oleju palmowego.

3) Wzrost efektywności energetycznej (projekt Dyrektywy o Efektywności Energetycznej), powiązanej ze wsparciem (transformacji, modernizacji) w obszarze ciepłownictwa i chłodnictwa:

- 20 czerwca 2018 r. negocjacje dotyczące finalnego kształtu przepisów zakończyły się ustaleniem zwiększenia niewiążącego ogólnoeuropejskiego celu efektywności energetycznej o 32,5% w stosunku do prognoz zużycia energii z 2007 r.
- W ramach corocznych oszczędności energii sprzedawanej odbiorcom końcowym ustalono poziom 0,80%.

4) Rozwój i wsparcie elektromobilności w UE, w pierwszej kolejności w transporcie publicznym (opublikowane przez KE w listopadzie 2017 roku projekty stanowiące tzw. Clean Mobility Package);

5) Projekt jednolitego rynku energii elektrycznej (Market Design) - nowe zasady prawnego porządku energetycznego dla Unii Europejskiej wprowadzane projektem:

- Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego dotyczącym wewnętrznego rynku energii elektrycznej;

Akt wprowadza m.in. kryterium kwalifikacji jednostek do rynku mocy – standardu emisyjności EPS 550g CO₂/kWh przewidzianego dla jednostek wytwórczych biorących udział w rynku mocy (eliminujący wsparcie dla jednostek węglowych). Obecnie trwa faza negocjacji na temat finalnego kształtu zapisów. Stanowisko Rady UE zakłada okres przejściowy do 2025 r. i 2030 r. dla zawartych kontraktów mocowych, natomiast stanowisko PE stanowi zastrzeżenie stanowiska KE z uwzględnieniem pierwszeństwa rezerwy strategicznej z rocznym limitem emisji 200g CO₂/kW, przed mechanizmami mocowymi.

- Dyrektywy w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej,
- Obecnie dokumenty znajdują się w fazie negocjacji tzw. trilogu, rozstrzygnięcie przewidywane jest na koniec roku bieżącego.

6) System zarządzania Unią Energetyczną (EU Governance) – rozporządzenie, którego treść ustalono 20 czerwca 2018 r. reguluje między innymi:

- obowiązek zgłoszenia przez każde państwo członkowskie do końca 2018 r. projektu pierwszego krajowego zintegrowanego planu w zakresie energii i klimatu („ZKPEiK”) na okres 2021 r. do 2030 r. – m.in. deklarowany udział OZE państwa członkowskiego.
- zobowiązania państw członkowskich do równomiernego rozłożenia wzrostu OZE na 10 lat (trajektoria rozwoju – osiągnięcie punktów referencyjnych – w 2022 r. zostanie 18% wymaganego wzrostu, 2025 r. – 43%, 2027 r. – 65%.)
- brak jednoznacznego określenia środków egzekwowania celów od państw członkowskich w przypadku niewywiązywania się z założonych celów – wydawanie nieobligatoryjnych zaleceń KE.

7) Obligatoryjny rozwój infrastruktury sieciowej (połączeń transgranicznych); docelowo utworzenie EU DSO, nowe uprawnienia i kompetencje ACER i ENTSO-e na poziomie UE.

Europejski system EU ETS

8 kwietnia 2018 roku weszła w życie Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/410 wprowadzająca zmiany w systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.

W ramach powyższej dyrektywa ustanawia m.in. dwa mechanizmy finansowe:

- Fundusz Modernizacyjny - dla celów modernizacji systemów energetycznych w krajach członkowskich o niskim dochodzie. Z założenia ma być on finansowany wpływami z aukcji uprawnień w latach 2012 do 2030 Fundusz ma służyć przede wszystkim wspieraniu rozwoju efektywności energetycznej i inwestycji w OZE.
- Fundusz Innowacyjny - dla zapewnienia wsparcia finansowego rozwoju OZE, wychwytywania i składowania dwutlenku węgla oraz innowacyjnych projektów niskoemisyjnych. Ma być zasilany środkami z uprawnień, które w przeciwnym razie miałyby być przydzielone bezpłatnie bądź sprzedane poprzez aukcje.

Rynki finansowe (MiFID 2)

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/65/UE z dnia 15 maja 2014 r. w sprawie rynków instrumentów finansowych oraz zmieniająca dyrektywę 2002/92/WE i dyrektywę 2011/61/UE (MiFID 2). 3 stycznia 2018 roku weszła w życie dyrektywa MiFID 2, będąca aktem prawnym dotyczącym przede wszystkim rynków finansowych, jednak obejmująca swoimi skutkami również przedsiębiorstwa z sektora energetycznego. Znaczenie dla sektora energetyki ma kilka kluczowych zagadnień. Po pierwsze, uprawnienia do emisji i instrumenty pochodne oparte na uprawnieniach do emisji zostały bezwarunkowo włączone do katalogu instrumentów finansowych. Katalog ten został poszerzony również o transakcje pochodne dotyczące towarów (w tym terminowych transakcji forward na energię elektryczną i gaz), które stanowią odpowiedniki (ekwiwalenty) kontraktów zawieranych na rynkach zorganizowanych, tj. rynkach regulowanych, MTF i OTF. Wyjątek stanowią będą kontrakty obracane na rynkach OTF, rozliczane poprzez fizyczną dostawę, dotyczące tzw. produktów energetycznych sprzedawanych w obrocie hurtowym - a zatem transakcje dotyczące energii elektrycznej i gazu wchodzące w zakres rozporządzenia REMIT (tzw. REMIT carve-out). Kwalifikacja określonych produktów jako instrumenty finansowe będzie miała wpływ na zasady handlu tymi instrumentami – warunki obrotu, zabezpieczenia i rozliczenia. W konsekwencji między innymi dotychczasowy Rynek Towarowy Terminowy prowadzony przez TGE S.A. zostanie przekształcony docelowo w OTF (zorganizowaną platformę obrotu). Dyrektywa MiFID 2 zmieniła też zasady wyłączeń z konieczności uzyskiwania zezwoleń organu nadzoru finansowego (KNF) na prowadzenie działalności maklerskiej w zakresie instrumentów finansowych. Wskutek tej zmiany przedsiębiorstwa energetyczne musiały przeanalizować swoją działalność i odpowiednio dostosować do nowych wymogów albo podjąć decyzję o uzyskaniu statusu firmy inwestycyjnej. Dyrektywa MiFID 2 została wdrożona do polskiego porządku prawnego ustawą z dnia 1 marca 2018 roku o zmianie ustawy o obrocie instrumentami finansowymi oraz niektórych innych ustaw, która weszła w życie w dniu 21 kwietnia 2018 roku.

Limity Praw Majątkowych

ZIELONE

W obszarze PMOZE_A (świadectw pochodzenia energii wytworzonej w odnawialnych źródłach) panuje utrzymująca się nadwyżka praw na rynku, która spowodowała osiągnięcie niskich poziomów cenowych w 2016 i I połowie 2017. Na dzień 27 kwietnia szacuje się, że po realizacji obowiązku za rok 2017 na rejestrach pozostanie około 25 TWh aktywnych PMOZE_A. Rozporządzenie Ministra Energii z 11 sierpnia 2017 r. określające poziom obowiązku na lata 2018-2019 (odpowiednio 17,5% i 18,5%) poprawiło perspektywy długoterminowego rozładowania nadwyżki. Dodatkowo zmiana Ustawy OZE (nowelizacja z 20 lipca 2017r.) oraz interpretacja Ministra Energii w zakresie braku możliwości wnoszenia opłaty zastępczej, dopóki „jOz” nie osiągnie maksymalnego poziomu (300,03 PLN/MWh), spowodowały silny wzrost cen PMOZE_A powyżej poziomu 70 zł/MWh i ustanowiły utrzymujący się obecnie trend wzrostowy.

BŁĘKITNE

W obszarze PMOZE-BIO (świadectw pochodzenia energii z biogazu rolniczego) sytuacja diametralnie zmieniła się w stosunku do obowiązku umorzeniowego dla 2016 r. W pierwszej połowie roku 2017 ceny osiągały poziom nawet 470 PLN/MWh. Wycena instrumentu zbliżyła się do poziomu „jOz” (300,03 PLN/MWh) dopiero po publikacji pierwszego projektu nowelizacji Ustawy o OZE w czerwcu 2017 r. odblokowująca warunkowo wnoszenie „Oz”. Od tamtego momentu ceny praw majątkowych „błękitnych” utrzymują się w dalszym ciągu powyżej opłaty zastępczej, ale są do niej bardziej zbliżone (ponad 317 zł/MWh), uwzględniając korzyść kupującego z tytułu możliwości odliczenia akcyzy (20 zł/MWh) dla realizacji obowiązku poprzez umorzenie świadectw pochodzenia. Trend cenowy jest utrzymany z powodu spełnienia warunków pozwalających na uiszczenie „Oz” od początku 2018 roku. Stan ten powinien się utrzymywać dopóki średnia trzymiesięczna cena PMOZE-BIO będzie powyżej poziomu „jOz”.

KOGENERACJA

Obecnie funkcjonujący system praw majątkowych dla kogeneracji obowiązuje do końca 2018 r. i prowadzone są prace legislacyjne nad nowym systemem wsparcia funkcjonującym w oparciu o system aukcyjny.

BIAŁE

W ubiegłym roku po raz pierwszy moment realizacji obowiązku przypadał na koniec czerwca w związku z nową Ustawą o efektywności energetycznej z 20 maja 2016 r. W efekcie na rynku funkcjonują obecnie cztery indeksy dla praw majątkowych „białych”, tj.:

- PMEF – świadectwa efektywności energetycznej wydawane w oparciu o system przetargów na podstawie poprzedniej podstawy prawnej, wygaszane z dniem 30 czerwca 2019 r.;
- PMEF-2017 – świadectwa efektywności energetycznej wydawane dla zakończonych inwestycji dla wniosków składanych w 2017 r. (poza systemem przetargowym), które, podobnie jak PM „kogeneracyjne” wygasną po 30 czerwca 2018 r.;
- PMEF-2018 – świadectwa efektywności energetycznej wydawane dla zakończonych inwestycji dla wniosków składanych w 2018 r. (poza systemem przetargowym), które, podobnie jak PM „kogeneracyjne” wygasną po 30 czerwca 2019 r.;
- PMEF_F – świadectwa efektywności energetycznej wydawane dla nierozpoczętych inwestycji zgodnie z Ustawą z dnia 20 maja 2016 r., nie mające daty wygaśnięcia.

W dniu 20 lipca 2017 r. opublikowane zostały wyniki ostatniego przetargu dla inwestycji w zakresie efektywności energetycznej ogłoszonego przez URE 21 września 2016 r. W ramach poszczególnych kategorii wybrano projekty opiewające łącznie na prawie 55% puli (w sumie 806,743 toe). Wzrost ilości PMEF na rynku spowodował załamanie cen instrumentu w II połowie 2017 r. Ostatecznie jednak ceny indeksów wróciły do poziomu średnio 712 PLN/toe w związku z pojawieniem się informacji pochodzącej z Ministerstwa Energii, że jeżeli pojawi się zagrożenie, iż po realizacji obowiązku za rok 2018, tj. po 30 czerwca 2019 r. na rejestrach pozostaną niewykorzystane PMEF, wówczas mogą zostać podjęte działania mające na celu zmianę terminu ich umarzania, tj. wydłużenie ich obowiązywania.

Ostatnia nowelizacja Ustawy o efektywności energetycznej choć ułatwiła proces starania się o wsparcie dla proefektywnościowych działań, w związku z pominięciem procedury przetargowej, jednocześnie ograniczyła podaż PMEF_F poprzez limitację wsparcia projektu do jednokrotnej średniorocznej oszczędności energetycznej. Przełożyło się to na wycenę PMEF_F na poziomie 1500 PLN/toe (zblizonej do „jOz”).

Zmienność i płynność na rynku hurtowym

Podwojone obligo giełdowe, które obowiązuje od początku 2018 roku znacznie przyczyniło się do poprawy płynności na wszystkich parkietach Towarowej Giełdy Energii. I tak na frontowym kontrakcie rocznym w pierwszym kwartale 2018 roku zawarto transakcje w wolumenie 165,5% większym niż na analogicznym produkcie w pierwszym kwartale 2017 roku. Wysokie ceny jak na okres pierwszego kwartału występowały także na RDN, gdzie średnia cena z Fixingu 1 ukształtowała się na poziomie 184,83 zł/MWh, gdzie rok wcześniej był to poziom 155,11 zł/MWh. Wzrost ceny spotowej w dużej mierze wynikał ze zmian struktury wytwarzania wśród elektrowni konwencjonalnych, droższych paliw produkcyjnych oraz ponoszonych wyższych kosztów środowiskowych. Droższe uprawnienia do emisji przeniosły także nastroje na parkiet terminowy TGE gdzie transakcje na kontrakt roczny BASE Y-19 w pierwszym kwartale były zawierane średnio w cenie o 25,75 zł wyższej niż w analogicznym okresie roku poprzedniego na produkcie BASE Y-18. W dniu 11 października 2018 r. został skierowany do prac sejmowych projekt ustawy o zmianie ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, który m. in. nakłada na wytwórców energii elektrycznej obowiązek sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej na giełdach towarowych, na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany lub na zorganizowanej platformie obrotu prowadzonej przez spółkę prowadzącą na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej giełdę towarową w rozumieniu ustawy o giełdach towarowych. Wprowadzenie proponowanych zmian skutkować będzie objęciem całości wytwarzanej energii elektrycznej tzw. obligiem giełdowym.

Wypowiedzenie/odstąpienie przez ENEA S.A. 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 trzy sprawy o ustalenie bezskuteczności wypowiedzenia (odstąpienia) przez ENEA S.A. od umów sprzedaży praw majątkowych. Dodatkowo toczą się postępowania przeciwko ENEA S.A. o zapłatę tytułem wynagrodzenia za prawa majątkowe, które wynikały z potrącenia płatności za szkodę wyrządzoną ENEA S.A. powstałą wskutek niewykonania przez kontrahentów obowiązku kontraktowego przystąpienia w dobrej wierze do renegocjacji kontraktów długoterminowych na sprzedaż praw majątkowych zgodnie z obowiązującą strony klauzulą adaptacyjną. Szacowana całkowita wartość zobowiązań umownych Enei wynosiła ok. 1.187 mln zł netto.

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 trzech kwartałach 2018 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.

Ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych

W dniu 28 grudnia 2017 r. Rada Ministrów przyjęła projekt ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych, przedłożony przez Ministra Energii. Projekt zaproponował regulacje, których celem ma być stymulowanie rozwoju elektromobilności w Polsce oraz zastosowanie w transporcie paliw alternatywnych, w tym energii elektrycznej. Ustawa ma stworzyć podstawy prawne do rozbudowy infrastruktury do ładowania samochodów energią elektryczną, wspierając rozwój rynku i infrastruktury paliw alternatywnych oraz innowacyjnych form transportu. Prezydent RP Andrzej Duda podpisał ustawę w dniu 5 lutego 2018 r. Weszła ona w życie po upływie 14 dni od dnia publikacji w Dzienniku Ustaw. Ustawa wprowadziła nowe pojęcia, w tym usługę ładowania. Ładowanie pojazdów elektrycznych to nowy rodzaj działalności gospodarczej – usługa ładowania nie stanowi sprzedaży energii elektrycznej w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne i dlatego nie będzie wymagała koncesji. Usługa ładowania zapewni jednak odpłatne ładowanie pojazdów w ogólnodostępnej stacji ładowania. Pierwszy etap rozwoju stacji ładowania energią elektryczną przypadnie na lata 2018 i 2019. Infrastruktura w tym okresie powinna rozwijać się na zasadach rynkowych, z dofinansowaniem ze środków publicznych. Jeśli do końca 2019 r. nie zostanie osiągnięta liczba stacji ładowania w gminach spełniających warunki określone w ustawie, wówczas gmina będzie musiała opracować plan rozwoju brakującej infrastruktury do ładowania pojazdów, a za budowę na jej obszarze brakujących stacji ładowania będzie odpowiadał operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego. Wprowadzanie poszczególnych rozwiązań będzie stopniowe i zakończy się w 2028 roku. W dniu 28 lipca 2018 r. weszła w życie ustawa z dnia 6 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw, zmieniająca niektóre zapisy ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych. Ustawa m.in. powołała Fundusz Niskoemisyjnego Transportu, państwowy fundusz celowy, którego dysponentem jest minister właściwy do spraw energii. Zarządzanie Funduszem powierzono Narodowemu Funduszowi Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Obsługę bankową Funduszu zapewni Bank Gospodarstwa Krajowego. Zadaniem Funduszu ma być finansowanie projektów związanych z rozwojem elektromobilności oraz transportu opartego na paliwach alternatywnych.

Działalność spółki ElectroMobility Poland S.A.

PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., Energa S.A., ENEA S.A. oraz Tauron Polska Energia S.A. 19 października 2016 r. powołały spółkę ElectroMobility Poland S.A. Działalność nowej spółki ma przyczynić się do powstania systemu elektromobilności w Polsce i do realizacji programu dążącego do budowy polskiego pojazdu elektrycznego oraz wprowadzenia go do sprzedaży masowej. Każda ze spółek powołujących ElectroMobility Poland objęła po 25% akcji, uzyskując w ten sposób po 25% głosów na walnym zgromadzeniu akcjonariuszy. Spółka obecnie dysponuje kapitałem zakładowym w wysokości 30 mln zł. W dniu 4 października 2018 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie ElectroMobility Poland S.A. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia ww. kapitału zakładowego Spółki o kwotę 40 mln zł, tj. z kwoty 30 mln zł do kwoty 70 mln zł. Ww. podwyższenie kapitału zakładowego Spółki oczekuje na rejestrację w KRS.

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

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.

Budowa portfela wytwórczego

Niezależnie od uruchomienia w Elektrowni Kozienice bloku o mocy 1.075 MW, ENEA planuje swoje zaangażowanie w budowę nowych źródeł lub akwizycje już istniejących. Część tych aktywności będzie realizować poprzez partnerstwa z innymi grupami energetycznymi. Realizacja tej strategii będzie oznaczała istotny wzrost znaczenia ENEA 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.

Nowelizacja ustawy o OZE

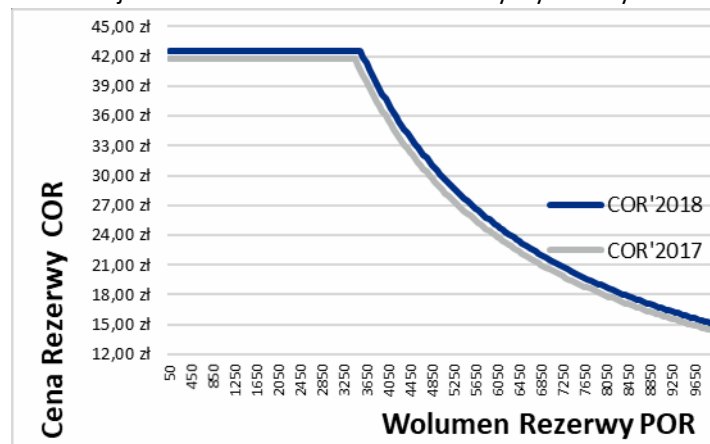
W dniu 29 czerwca 2018 r. Prezydent RP podpisał ustawę z dnia 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw. Celem ustawy było dostosowanie polskich przepisów dot. pomocy publicznej do wymagań, które Komisja Europejska postawiła RP w procedurze notyfikacyjnej systemu wsparcia rozwoju OZE. Ustawa reguluje zmiany zasad systemu aukcyjnego, wprowadzając jasny podział na koszyki aukcyjne wraz z zawarciem ilości i wartości energii możliwej do zakontraktowania na tegorocznych aukcjach. Efektem zaimplementowanych zmian jest także zniesienie limitu udziału w aukcjach OZE dla jednostek spalania biomasy o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 MW. Dodatkowo, w aspekcie biomasy, ustawa ustala udział biomasy agro w łącznym udziale wagowym biomasy na poziomie 10%. Przepisy te są istotne między innymi z punktu widzenia bloku nr 9 Elektrowni Połaniec. W kontekście zapewnienia zgodności przyjętych w ustawie definicji z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, przepisy wprowadzają zmiany definicyjne, między innymi zwiększając zakresy mocy zainstalowanej w małych oraz mikroinstalacjach OZE. W zakresie drewna energetycznego, jego katalog definicyjny poszerzono o biomasę pochodzenia rolniczego. W aspekcie stosowania paliw w praktyce, nadal brakuje jednoznacznego określenia cech drewna energetycznego określonych stosownym rozporządzeniem. Efektem zmian jest także zapis o obowiązku sprzedaży wytworzonej do dnia 31 grudnia 2020 r. energii elektrycznej z instalacji OZE (z pewnymi włączeniami) w całości na giełdzie towarowej lub na innym rynku regulowanym. Prezes URE ogłosił, że w październiku oraz listopadzie 2018 r. zgodnie z obowiązującymi przepisami i w oparciu o zasady ustalone w ramach Regulaminu aukcji, odbędą się aukcje na sprzedaż energii elektrycznej z OZE. Aukcje będą prowadzone z wykorzystaniem funkcji Internetowej Platformy Aukcyjnej, na której wytwórcy zamierzający przystąpić do aukcji mogą zakładać swoje konta i rejestrować instalacje, dla których będą składane oferty. W ogłoszonych aukcjach będą mogli wziąć udział wytwórcy energii elektrycznej w instalacjach odnawialnego źródła energii, którzy uzyskali potwierdzenie złożenia deklaracji, o której mowa w art. 71 ust. 4 ustawy o OZE, m. in. dla instalacji istniejących o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW stanowiących dedykowane instalacje spalania biomasy, w tym w wysokosprawnej kogeneracji, stanowiących układy hybrydowe, w tym w wysokosprawnej kogeneracji lub stanowiących dedykowane instalacje spalania wielopaliwowego. Informacja ta jest istotna między innymi z punktu widzenia Elektrowni Połaniec.

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 2017-2018:

Parametr	2017	2018
Budżet godzinowy [zł]	144 070,61	150 815,81
Cena referencyjna [zł/MWh]	41,79	42,58
Wielkość godzinowa wymaganej ORM [MWh]	3 447,49	3 514,94
Liczba godzin szczytu zapotrzebowania	3 765	3 780
Budżet roczny ORM [mln zł]	542,4	570,1

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 przeznaczonego 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 uwzględnianie jednostki odbiorcze z możliwością redukcji zapotrzebowania (DSR). Od 2018 roku zwiększono budżet ORM.

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
- prowadzeniem projektów badawczo-rozwojowych (B+R)

Taryfa dla usług dystrybucji energii elektrycznej 2018 w kontekście regulacji jakościowej oraz tzw. „taryfy antysmogowej”

Nowy model regulacji jakościowej zaczął obowiązywać od 1 stycznia 2016 r. Zgodnie z jego założeniami, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki uzależnił część przychodu regulowanego OSD od jakości usług świadczonych przez te podmioty. Ocena ta odbywa się poprzez pomiar szeregu wskaźników, w szczególności niezawodności zasilania oraz czasu realizacji przyłączy do sieci elektroenergetycznej. Z perspektywy zatwierdzonej na rok 2018 Taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej stwierdzić należy, że dla omawianego roku, wpływ regulacji jakościowej na możliwy do uzyskania przez Spółkę przychód jest nieznaczny.

Ponadto w związku z Rozporządzeniem Ministra Energii z dnia 29 grudnia 2017 roku w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną w Taryfie dla usług dystrybucji energii elektrycznej utworzona została nowa grupa taryfowa G12as. Ma ona promować pobór energii w okresie tzw. doliny nocnej, poprzez ustalenie preferencyjnych stawek składnika zmiennego stawki sieciowej. Przeprowadzone analizy wskazują, że jej wpływ na przychody OSD jest obecnie neutralny.

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 grudnia 2017 r. wyniosła 188.231, a więc zwiększyła się 8,3%. Natomiast wśród gospodarstw domowych (grupa taryfowa G) z zasady TPA wg stanu na 2017 r. skorzystało 546.867 klientów, co oznacza wzrost o 18,2% w stosunku do stanu na koniec grudnia 2016 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.

¹⁾ ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/7389,Kolejni-odbiorcy-energii-elektrycznej-skorzystali-z-prawa-wyboru-sprzedawcy.html?search=17331048

Rozporządzenie o Ochronie Danych Osobowych (RODO)

RODO jest unijnym aktem prawnym, który obowiązuje od 25 maja 2018 r. we wszystkich krajach członkowskich. Wprowadza nowe zasady przetwarzania danych osobowych i nakłada na administratorów danych nowe obowiązki. ENEA S.A. w swojej działalności uwzględnia wymagania nowych przepisów, w tym zapewnia odpowiedni poziom bezpieczeństwa dla przetwarzanych danych osobowych, mając przede wszystkim na uwadze ochronę praw i wolności osób, których dane przetwarza.

Postępowania sądowe i administracyjne

Na dzień przekazania niniejszego raportu nie toczą się istotne postępowania dotyczące zobowiązań lub wierzytelności, których stroną byłaby ENEA S.A. lub jednostka zależna. Szczegółowy opis postępowań zamieszczony jest w notce 27 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej ENEA za okres od 1 stycznia do 30 września 2018 r.

Spory zbiorowe

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



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.

Polska realizuje zgodnie z planem założenia sprzedaży 78,03 mln uprawnień do emisji CO₂ w 2018 r. Miejszem 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 aukcji przeprowadzanych w sierpniu, przedmiotem sprzedaży jest 3,547 mln EUA. W okresie styczeń-wrzesień 2018 r. Polska sprzedała 60,30 mln uprawnień do emisji CO₂ uzyskując z tego tytułu 862,10 mln € przychodu.

Data	Wolumen [t]	Cena [€]	Przychód [€]	Wolumen narastająco [t]	% planowego wolumenu [%]
2018-01-17	3 547 000	€ 7,99	€ 28 340 530,00	3 547 000	5%
2018-01-30	3 547 000	€ 9,88	€ 35 044 360,00	7 094 000	9%
2018-02-14	3 547 000	€ 8,78	€ 31 142 660,00	10 641 000	14%
2018-02-28	3 547 000	€ 9,99	€ 35 434 530,00	14 188 000	18%
2018-03-14	3 547 000	€ 11,25	€ 39 903 750,00	17 735 000	23%
2018-03-28	3 547 000	€ 14,05	€ 49 835 350,00	21 282 000	27%
2018-04-11	3 547 000	€ 13,55	€ 48 061 850,00	24 829 000	32%
2018-04-25	3 547 000	€ 13,09	€ 46 430 230,00	28 376 000	36%
2018-05-09	3 547 000	€ 13,92	€ 49 374 240,00	31 923 000	41%
2018-05-23	3 547 000	€ 15,81	€ 56 078 070,00	35 470 000	45%
2018-06-06	3 547 000	€ 15,70	€ 55 687 900,00	39 017 000	50%
2018-06-20	3 547 000	€ 14,43	€ 51 183 210,00	42 564 000	55%
2018-07-04	3 547 000	€ 15,35	€ 54 446 450,00	46 111 000	59%
2018-07-18	3 547 000	€ 16,17	€ 57 354 990,00	49 658 000	64%
2018-08-01	1 773 500	€ 17,38	€ 30 823 430,00	51 431 500	66%
2018-08-29	1 773 500	€ 20,90	€ 37 066 150,00	53 205 000	68%
2018-09-12	3 547 000	€ 23,55	€ 83 531 850,00	56 752 000	73%
2018-09-26	3 547 000	€ 20,40	€ 72 358 800,00	60 299 000	77%
2018-10-10	3 547 000	€ 20,70	€ 73 422 900,00	63 846 000	82%
2018-10-24	3 547 000	€ 19,10	€ 67 747 700,00	67 393 000	86%
2018-11-07	3 547 000	€ 18,25	€ 64 732 750,00	70 940 000	91%
2018-11-21	3 547 000	€ 19,84	€ 70 372 480,00	74 487 000	95%
2018-12-05	3 543 000			78 030 000	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 dostosować bloki energetyczne do nowych wymagań środowiskowych. Prawo, wychodząc naprzeciw problemom przedsiębiorców, przewiduje możliwość skorzystania z mechanizmów derogacyjnych. Złagodzenie wymagań dyrektywy IED w postaci derogacji pozwala zyskać dodatkowy czas na dostosowanie jednostek wytwórczych do zaostrzonych norm emisji zanieczyszczeń do powietrza. 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 Kozenice - bloki 1-10

2018/2017	SO ₂			NO _x			Pył ¹⁾			CO ₂		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]	Emisja CO ₂ [Mg]	Wskaźnik emisji CO ₂ [kg/MWh]	
1-3Q 2018	6 266,93	0,710	3 321,5	6 030,39	0,683	3 196,1	197,31	0,022	69,1	7 615 746,99	863	8 828 872,24
1-3Q 2017	7 297,36	0,722	3 867,6	9 626,71	0,953	5 102,2	213,73	0,021	74,8	8 833 258,55	874	10 102 664,93
Zmiana %	-14,12	-1,66	-14,12	-37,35	-28,33	-37,36	-7,68	4,76	-7,62	-13,78	-1,26	-12,61

Elektrownia Kozenice – blok 11 vs. bloki 1-10

1-3Q 2018	SO ₂			NO _x			Pył			CO ₂		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]	Emisja CO ₂ [Mg]	Wskaźnik emisji CO ₂ [kg/MWh]	
Blok 11 ²⁾	896,87	0,217	475,3	1 387,04	0,336	735,1	77,30	0,019	27,1	3 082 480,95	747	4 126 367,00
Bloki 1-10	6 266,93	0,710	3 321,5	6 030,39	0,683	3 196,1	197,31	0,022	69,1	7 615 746,99	863	8 828 872,24

¹⁾ W czerwcu 2018 r. był remont IOS IV w związku z powyższym część spalin z bloków 200 MW emitowana była bez odsiarczenia przez Komin K2, i wiązało się to z okresowym zwiększeniem ilości emitowanego pyłu

²⁾ Dane z uwzględnieniem emisji zanieczyszczeń z kotłowni rozruchowej.

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 Kozenice (bloki 1-10) - 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, malejące z roku na rok, pułapy emisyjne. Pułap emisyjny w ostatnim roku obowiązywania PPK określony jest na poziomie odpowiadającym standardowi emisyjnemu danego zanieczyszczenia, wynikającemu z dyrektywy IED (dla Elektrowni Kozenice 200 mg/m³_{usr} dla SO₂ i 20 mg/m³_{usr} dla pyłu).

Emisję zanieczyszczeń w ramach PPK za okres 1-3Q 2018 r. oraz stopień wykorzystania rocznych pułapów emisyjnych zestawiono w tabeli poniżej.

Instalacja		SO ₂		Pył		NO _x	
		[Mg]	% wykorzystania	[Mg]	% wykorzystania	[Mg]	% wykorzystania
Elektrownia Kozenice	emisja	5 692,93		157,47		nd.	nd.
	roczny pułap	10 018,00	56,83	1 127,00	13,97		
Elektrociepłownia Białystok	emisja	122,90		6,59		265,37	27,44
	roczny pułap	1 688,34	7,28	143,37	4,60	966,99	
Razem	emisja	5 815,83		164,06		265,37	
	roczny pułap	11 706,34	49,68	1 270,37	12,91	966,99	27,44

Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 1 marca 2018 roku w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów (Dz.U. z 2018 r., poz. 680), w odniesieniu do bloku 11 w zakresie emisji wszystkich zanieczyszczeń oraz w odniesieniu do bloków 1-10 w zakresie emisji NO_x, obowiązują następujące warunki uznania standardów emisji za dotrzymane:

- żadna z zatwierdzonych średnich miesięcznych wartości stężeń substancji nie przekracza 100% standardu emisyjnego,
- żadna z zatwierdzonych średnich dobowych wartości stężeń substancji nie przekracza 110% standardu emisyjnego,
- 95% wszystkich zatwierdzonych średnich jednogodzinnych wartości stężeń substancji w ciągu roku kalendarzowego nie przekracza 200% standardu emisyjnego.

W przypadku niedotrzymania nawet jednego z warunków określonych w punktach a), b), c) zachodzi ryzyko naliczenia kary za każde godzinowe przekroczenie liczone od początku roku.

W okresie trzech kwartałów 2018 nie stwierdzono przekroczeń standardów emisyjnych określonych w pozwoleniu zintegrowanym bloków 1-10.

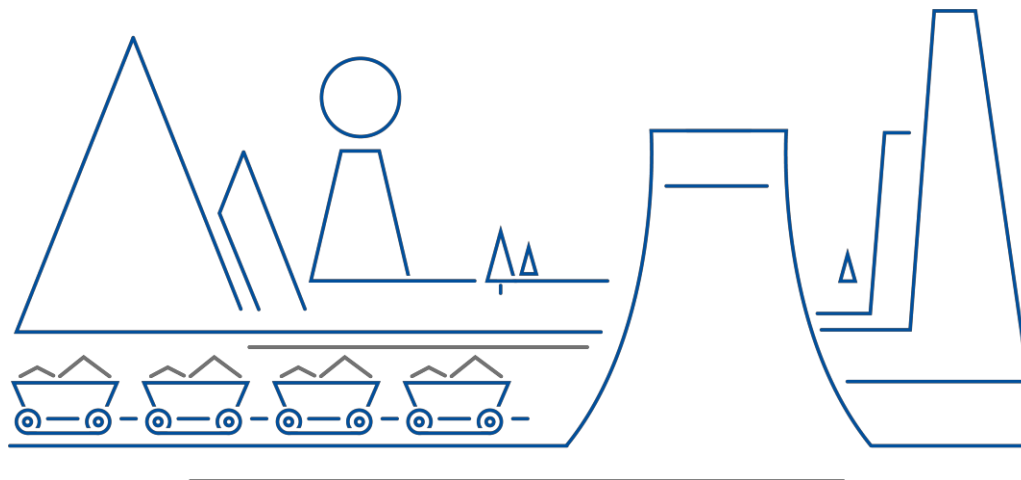
Elektrownia Kozenice realizuje cele nakreślone przez prawodawstwo krajowe i wspólnotowe (dyrektywa IED, konkluzje BAT). W Elektrowni funkcjonuje pięć instalacji odsiarczenia spalin, które gwarantują wymaganą redukcję emisji SO₂ ze spalin wszystkich bloków. Wszystkie bloki Elektrowni wyposażone są w wysokosprawne elektrofiltry, poddawane modernizacjom w celu utrzymania wysokiej skuteczności odpylania. Bloki (z wyłączeniem bloku nr 3) są także wyposażone w instalacje do selektywnej katalitycznej redukcji NO_x (SCR). Obecnie trwa zabudowa ostatniej instalacji SCR - dla bloku 500 MW nr 9 (wraz z wymianą elektrofiltru). Na przestrzeni ostatnich lat modernizacji poddano oczyszczalnie ścieków bytowych i deszczowo-przemysłowych dla bloków 9-11.

ENEA Elektrownia Połaniec

2018/2017	SO ₂ ¹⁾			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]	
1-3Q 2018	6 890,75	0,83	3 652,10	5 870,15	0,71	3 111,18	460,69	0,06	161,24	8 261 608,10
1-3Q 2017	5 179,53	0,68	2 745,15	9 218,23	1,22	4 885,66	400,12	0,05	140,04	7 576 008,40
Zmiana %	33,04	22,06	33,04	-36,32	-41,80	-36,32	15,14	20,00	15,14	9,05

¹⁾ Na sumaryczny wzrost emisji SO₂ miała w pierwszej połowie 2018 r. głównie wpływ praca bloku nr 1. Blok 1 (z derogacją naturalna 17.500h) w porównaniu do analogicznego okresu 2017 r. pracował o 1.365 godzin więcej z dopuszczalną emisją SO₂ do 1.200mg/Nm³, co przełożyło się wzrost emisji SO₂.

ENEA Połaniec S.A. korzysta z derogacji wynikającej z dyrektywy IED – derogacja naturalna 17.500 godzin, którą objęty jest kocioł nr 1. Do końca września 2018 r. z limitu 17.500 godzin wykorzystano łącznie 7.873 godziny, w tym, w trzech kwartałach bieżącego roku, wykorzystano 3.137 godziny. Nie stwierdzono przekroczeń standardów emisyjnych określonych w pozwoleniu zintegrowanym.



Spółeczna odpowiedzialność biznesu Grupy ENEA w trzecim kwartale 2018 r. skupiła się wokół realizacji poniższych działań:



**Podsumowanie pierwszej edycji
i zainaugurowanie drugiej edycji
Enei Akademii Talentów**

W sierpniu br. w Poznańskim Parku Naukowo Technologicznym odbyła się gala podsumowująca pierwszą edycję Enei Akademii Talentów oraz inauguracyjna II edycję konkursu, która wystartowała we wrześniu br. W wydarzeniu uczestniczyli Laureaci konkursu (dzieci, które zdobyły granty oraz przedstawiciele zwycięskich szkół), przedstawiciele Organizatora i Współorganizatora Konkursu, Przedstawiciele Jury – reprezentanci trzech kategorii (sport, sztuka, nauka) oraz patroni Projektu m.in. przedstawiciel Ministerstwa Edukacji Narodowej oraz Patroni medialni projektu. Wydarzenie miało na celu przedstawienie najważniejszych informacji dotyczących drugiej edycji konkursu i zachęcanie do udziału uzdolnionych uczniów i szkoły. Kolejne spotkania inauguracyjne II edycję Enei Akademia Talentów odbyły się w Połańcu, Kozienicach oraz w Szczecinie.



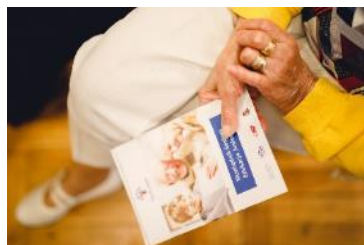
**Program społeczny
Energiją mamy we krwi**

Akcja społeczna zainaugurowana w marcu br. objęła swoim zasięgiem obszary, na których zlokalizowane są spółki z Grupy. Jak dotąd akcje poboru „darów życia” odbyły się dwukrotnie w lokalizacjach: Poznań (ul. Strzeszyńska 58, ul. Górecka 1); Kozienice – teren Enei Wytwarzanie oraz Połaniec (teren Enei Elektrowni Połaniec). Setki pracowników naszej Grupy zgłaszały się do punktów poboru. Mimo bardzo restrykcyjnej weryfikacji udało się zebrać „dar życia” od ponad 160 osób. Akcja Energiją mamy we krwi trwa do końca roku.



Akcja
Biegamy – Zbieramy - Pomagamy

Biegamy – Zbieramy - Pomagamy to program, który gromadzi setki zawodników - pracowników Grupy ENEA, którzy dzięki ukończonym zawodom biegowym na różnych dystansach aktywnie włączają się w gromadzenie punktów, które przeliczone będą na złotówki, by wesprzeć sportowy rozwój dzieci. Dotychczas 218 zawodników zakończyło zawody na dystansie do 20 km; 54 osoby zaangażowały się w półmaratony i biegi do 42 km. W maratonie pobiegło 21 osób, a aż 36 ukończyło zawody triathlonowe. Akcja trwała do 11 listopada.



Program Fundacji ENEA
- ENEA Dla Pokoleń.
Wspólnie o Bezpieczeństwie.

W trzecim kwartale br. kontynuowaliśmy warsztaty w ramach programu pn. „ENEA dla pokoleń. Wspólnie o bezpieczeństwie”. Projekt skierowany jest do mieszkańców gmin z terenów działania Grupy ENEA. Organizatorami projektu są: Fundacja ENEA, Stowarzyszenie My50+ oraz Komenda Wojewódzka Państwowej Straży Pożarnej w Poznaniu. Do tej pory w akcję mieli okazję się zaangażować seniorzy i ich rodziny z sześciu miast. „ENEA dla pokoleń” odwiedziła Kórnik, Kościan, Wronki, Kostrzyn nad Odrą, Miasteczko Krajeńskie i Chodzież. W ramach Projektu w 2018 roku odbędzie się 10 spotkań. Celem akcji jest zapewnienie bezpieczeństwa poprzez edukację i poszerzenie świadomości konsumenckiej oraz wsparcie ochrony przeciwpożarowej w gospodarstwach domowych. Poprzez działania edukacyjne rozumiemy przede wszystkim spotkania z seniorami i rodzinami wielopokoleniowymi, podczas których:

- przedstawione zostaną przykłady najczęściej popełnianych błędów przez konsumentów oraz przykłady nieuczciwych praktyk sprzedażowych;
- utrwalane będą poprawne reakcje na nagłe wyłączenia prądu związane z załamaniem pogody;
- omówione zostaną zagrożenia pożarowe, z którymi można zetknąć się w gospodarstwie domowym m.in. omówione zostaną działania prewencyjne związane z zatruciami tlenkiem węgla oraz działania związane z udzielaniem pierwszej pomocy.



Program grantowy Potęga poMocy

W trzecim kwartale 2018 roku kontynuujemy program grantowy „Potęga poMocy” realizowany przez Fundację ENEA i dedykowany Pracownikom Grupy ENEA, którzy dzięki akcji mogli zgłosić inicjatywę społeczną, którą chcą zrealizować z podmiotem społecznym działającym wśród lokalnej społeczności, a przez to mogli zainicjować projekty, stanowiące realne wsparcie dla interesariuszy społecznych. Jak dotąd odbyły się trzy edycje, w których wyłoniono dziewięciu zwycięzców. W ramach każdej edycji Fundacja ENEA wspiera 3 projekty prospołeczne zgłoszone przez Pracowników Grupy ENEA. Maksymalna kwota wsparcia projektu to 4 tys. zł. Podczas trzeciej edycji wpłynęło osiem niezwykle ciekawych inicjatyw. Zwyciężyły projekty, które zrealizowane zostaną na terenie Miasta Gniezna, Bydgoszczy i Kozienic. Wszystkie zwycięskie projekty otrzymały grant w wysokości 4.000 zł, a każdy ze zwycięskich projektów angażuje minimum 7 pracowników naszej Grupy.



Misja Profilaktyka – Razem pokonamy czerniaka

W trzecim kwartale zainicjowaliśmy projekt realizowany ze Stowarzyszeniem Osób Chorych na Czerniaka.

Jest to projekt pilotażowy, który swoim zasięgiem obejmuje pracowników Grupy ENEA, pracujących w dwóch poznańskich lokalizacjach (ul. Górecka 1 oraz Strzeszyńska 58). Projekt polega na przeprowadzeniu dwóch spotkań edukacyjnych oraz czterech dni badań (po dwa dni na każdą lokalizację).

W trzecim kwartale zrealizowano część warsztatowo-wykładową projektu. Ponad siedemdziesiąt chętnych osób wzięło udział w spotkaniach podczas których dowiedzieli się jakie są metody rozpoznawania niepokojących zmian na skórze, kogo szczególnie dotyczy ryzyko zachorowania na czerniaka, jak choroba się rozwija i jak możemy jej zapobiegać. Część związaną z przeprowadzeniem badań zaplanowano do realizacji na czwarty kwartał br.

Spółeczna odpowiedzialność biznesu LW Bogdanka w trzech kwartałach 2018 r. skupiła się wokół realizacji poniższych działań:



Inicjatywy wolontariackie i charytatywne w LW Bogdanka

Wolontariat pracowniczy w LW Bogdanka realizowano poprzez organizację akcji:

- Promowanego i wspieranego krwiodawstwa, będącego elementem realizacji „Trójstronnego porozumienia na rzecz krwiodawstwa, krwiolecznictwa i dawstwa szpiku” - prowadzenie akcji krwiodawczych na terenie Bogdanki i w okolicznych miejscowościach
- „Pozytywnie nakręcen” - zbiórka nakrętek dla podopiecznych Lubelskiego Hospicjum im. Małego Księcia
- „Gorączka Żłota” - zbiórka zalegających w portfelu monet o niskich nominałach 1, 2, 5 gr., które zostaną przekazane do lubelskiego oddziału PCK

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



Efektywność w obszarze bezpieczeństwa i ochrony bioróżnorodności

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 2018 r. realizowane są działania promocyjne i edukacyjne na terenie ścieżki w Nadrybiu. Ponadto promowany i dystrybuowany był Przewodnik po Ścieżce „Nadrybie” m.in. podczas zorganizowanych spotkań z Przyrodnikami. Kolejnym proekologicznym projektem, który w 3Q 2018 r. podjęła Spółka, jest działanie „Ochrona ekosystemów torfowiskowych Pojezierza Łęczyńsko-Włodawskiego”. Trwający 2 lata projekt polega na renaturyzacji torfowisk na cennych przyrodniczo obszarach bliskich kopalni tak, by najcenniejsze gatunki flory i fauny mogły migrować, a następnie osiedlać i rozwijać.

Po pierwsze: bezpieczeństwo

Realizując „Plan poprawy bezpieczeństwa pracy” w Spółce podjęto szereg inicjatyw skierowanych do Załogi, popularyzujących edukację w obszarze BHP. W 2018 r. został wydany i rozdstrybuowany wśród pracowników LW Bogdanka SA i podwykonawców „Niezbędnik BHP”; Wdrożono także oparty na zasadach Lean managementu Program Pracujmy Bezpieczniej, czyli skrzynkę inicjatyw pracowniczych. W październiku zorganizowano „Tydzień Bezpieczeństwa”, czyli szereg aktywności z obszaru BHP, pierwszej pomocy, profilaktyki dla zatrudnionych.



Odpowiedzialne praktyki zarządcze

Spółka stale podejmuje działania zwiększające transparentność oraz umożliwiające interesariuszom uczestnictwo w procesie kreowania działań i strategii. By wspierać tę aktywność Spółka:

- opublikowała „Oświadczenie na temat danych niefinansowych”, rozszerzając dane o wskaźniki z obszaru CSR;
- zorganizowała serię sesji dialogowych z interesariuszami (marzec 2018) zgodnie z normą AA1000, zapewniając przestrzeń do dyskusji na temat dotychczasowych i przyszłych celów Spółki w obszarze społecznej odpowiedzialności.
- przeprowadziła ewaluację Strategii Społecznej Odpowiedzialności na lata 2014-2017, której wyniki uwzględnione zostały w procesie aktualizacji dokumentu.
- przyjęła „Strategię społecznej odpowiedzialności na lata 2018-2021”, w której zobowiązuje się do :
 - zagwarantowania najwyższego poziomu bezpieczeństwa pracy
 - ograniczenia wpływu działalności na bezpieczeństwo lokalnego otoczenia przyrodniczego
 - zapewnienia bezpieczeństwa i stymulowania rozwoju lokalnej społeczności
 - transparentnych i odpowiedzialnych praktyk zarządczych



Załączniki

ZAŁĄCZNIKI

Załącznik nr 1 - Rachunek zysków i strat ENEA S.A. – 1-3Q 2018 r. ¹⁾

[tys. zł]	1-3Q2017	1-3Q2018	Zmiana	Zmiana%
Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom detalicznym	3 004 430	3 436 829	432 399	14,4%
Sprzedaż paliwa gazowego odbiorcom detalicznym	59 711	61 810	2 099	3,5%
Sprzedaż usług dystrybucji odbiorcom posiadającym umowy kompleksowe	1 182 571	0	-1 182 571	-100,0%
Sprzedaż energii i paliwa gazowego innym podmiotom	112 871	108 235	-4 636	-4,1%
Sprzedaż usług	3 211	2 362	-849	-26,4%
Pozostałe przychody	2 226	62	-2 164	-97,2%
Podatek akcyzowy	190 169	186 782	-3 387	-1,8%
Przychody ze sprzedaży netto	4 174 851	3 422 516	-752 335	-18,0%
Amortyzacja	2 073	1 688	-385	-18,6%
Koszty świadczeń pracowniczych	37 967	44 945	6 978	18,4%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	1 625	1 922	297	18,3%
Zakup energii i gazu na potrzeby sprzedaży	2 632 975	3 209 996	577 021	21,9%
Usługi przesyłowe i dystrybucyjne	1 183 216	1 599	-1 181 617	-99,9%
Inne usługi obce	133 110	146 566	13 456	10,1%
Podatki i opłaty	2 749	2 763	14	0,5%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	3 993 715	3 409 479	-584 236	-14,6%
Pozostałe przychody operacyjne	13 369	15 488	2 119	15,9%
Pozostałe koszty operacyjne	109 508	48 146	-61 362	-56,0%
Zysk / (Strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	255	148	-107	-42,0%
Zysk operacyjny	85 252	-19 473	-104 725	-122,8%
Koszty finansowe	141 822	194 066	52 244	36,8%
Przychody finansowe	176 347	249 244	72 897	41,3%
Przychody z tytułu dywidend	810 534	645 293	-165 241	-20,4%
Zysk przed opodatkowaniem	930 311	680 998	-249 313	-26,8%
Podatek dochodowy	19 691	-31 320	-51 011	-259,1%
Zysk netto okresu sprawozdawczego	910 620	712 318	-198 302	-21,8%
EBITDA	87 325	-17 785	-105 110	-120,4%

1-3Q 2018 r.

Czynniki zmiany EBITDA Enea SA (spadek o 105 mln zł):

(-) spadek marży i pokrycia o 146 mln zł:

- (-) wyższe koszty obowiązków ekologicznych o 49,3%
- (-) wzrost średniej ceny zakupu energii o 6,2%
- (-) spadek wyniku na obrocie paliwem gazowym
- (+) wzrost średniej ceny sprzedaży energii o 0,3%
- (+) wzrost wolumenu sprzedaży energii o 14,0%

(-) wyższe koszty świadczeń pracowniczych (o 7 mln zł):

- (-) wyższe koszty rezerw na świadczenia pracownicze o 3 mln zł
- (-) wyższe koszty wynagrodzeń z pochodnymi o 4 mln zł

(-) wyższe koszty usług obcych (o 13 mln zł):

- (-) wyższe koszty sprzedaży o 10 mln zł
- (-) wyższe koszty usług CUW o 2 mln zł
- (-) wyższe koszty czynszów i opłat związanych z dzierżawą, najmem o 1 mln zł
- (-) wyższe koszty usług związanych z reklamą i reprezentacją o 1 mln zł
- (+) niższe koszty usług doradczych o 1 mln zł

(+) wzrost wyniku na pozostałej działalności operacyjnej (o 63 mln zł) spowodowany jest:

- (+) niższymi rezerwami na przewidywane straty i potencjalne roszczenia o 43 mln zł (w tym niższe o 52 mln zł rezerwy na wypowiedziane umowy PM OZE)
- (+) niższymi odpisami aktualizującymi należności o 7 mln zł
- (+) wyższymi przychodami z opłat licencyjnych związanych z marką ENEA o 6,0 mln zł
- (+) niższymi odpisanymi należnościami o 4 mln zł
- (+) niższymi kosztami darowizn o 4 mln zł

¹⁾ Od 1 stycznia 2018 r. wejście w życie nowego standardu MSSF 15 - Przychody z umów z klientami. Zmiana prezentacji (wynikowo) przychodów i kosztów usług dystrybucji w 1-3Q 2018 r.

Załącznik nr 2 - Rachunek zysków i strat ENEA S.A. – 3Q 2018 r. ¹⁾

[tys. zł]	3Q2017	3Q2018	Zmiana	Zmiana%
Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom detalicznym	969 423	1 163 109	193 686	20,0%
Sprzedaż paliwa gazowego odbiorcom detalicznym	17 035	17 188	153	0,9%
Sprzedaż usług dystrybucji odbiorcom posiadającym umowy kompleksowe	377 702	0	-377 702	-100,0%
Sprzedaż energii i paliwa gazowego innym podmiotom	44 484	52 512	8 028	18,0%
Sprzedaż usług	1 088	815	-273	-25,1%
Pozostałe przychody	387	-259	-646	-166,9%
Podatek akcyzowy	60 781	60 587	-194	-0,3%
Przychody ze sprzedaży netto	1 349 338	1 172 778	-176 560	-13,1%
Amortyzacja	651	580	-71	-10,9%
Koszty świadczeń pracowniczych	13 028	14 578	1 550	11,9%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	394	562	168	42,6%
Zakup energii i gazu na potrzeby sprzedaży	866 074	1 121 928	255 854	29,5%
Usługi przesyłowe i dystrybucyjne	377 911	745	-377 166	-99,8%
Inne usługi obce	45 252	56 576	11 324	25,0%
Podatki i opłaty	660	751	91	13,8%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	1 303 970	1 195 720	-108 250	-8,3%
Pozostałe przychody operacyjne	3 193	5 122	1 929	60,4%
Pozostałe koszty operacyjne	42 066	15 338	-26 728	-63,5%
Zysk / (Strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	6	108	102	1700,0%
Zysk operacyjny	6 501	-33 050	-39 551	-608,4%
Koszty finansowe	47 864	63 134	15 270	31,9%
Przychody finansowe	38 112	64 091	25 979	68,2%
Przychody z tytułu dywidend	12 807	0	-12 807	-100,0%
Zysk przed opodatkowaniem	9 556	-32 093	-41 649	-435,8%
Podatek dochodowy	-1 330	3 144	4 474	336,4%
Zysk netto okresu sprawozdawczego	10 886	-35 237	-46 123	-423,7%
EBITDA	7 152	-32 470	-39 622	-554,0%

3Q 2018 r.
Czynniki zmiany EBITDA Enea SA (spadek o 40 mln zł):

(-) spadek marży I pokrycia o 54 mln zł:

- (-) wyższe koszty obowiązków ekologicznych o 55,4%
- (-) wzrost średniej ceny zakupu energii o 10,5%
- (-) spadek wyniku na obrocie paliwem gazowym
- (+) wzrost średniej ceny sprzedaży energii o 3,3%
- (+) wzrost wolumenu sprzedaży energii o 16,1%

(-) wyższe koszty świadczeń pracowniczych o 2 mln zł - wzrost kosztów wynagrodzeń z pochodnymi

(-) wyższe koszty usług obcych (o 11 mln zł):

- (-) wyższe koszty sprzedaży o 9 mln zł
- (-) wyższe koszty usług związanych z reklamą i reprezentacją o 2 mln zł
- (-) wyższe koszty usług CUW o 1 mln zł
- (+) niższe koszty usług doradczych o 1 mln zł

(+) wzrost wyniku na pozostałej działalności operacyjnej (o 29 mln zł) spowodowany jest:

- (+) niższymi rezerwami na przewidywane straty i potencjalne roszczenia o 19 mln zł (w tym: niższe o 20 mln zł rezerwy na wypowiedziane umowy PM OZE)
- (+) niższymi odpisami aktualizującymi należności o 6 mln zł
- (+) niższymi odpisanymi należnościami o 2 mln zł
- (+) wyższymi przychodami z opłat licencyjnych związanych z marką ENEA o 2 mln zł

¹⁾ Od 1 stycznia 2018 r. wejście w życie nowego standardu MSSF 15 - Przychody z umów z klientami. Zmiana prezentacji (wynikowo) przychodów i kosztów usługi dystrybucji w 1-3Q 2018 r.

Załącznik nr 3 - Rachunek zysków i strat ENEA Operator Sp. z o.o. – 1-3Q 2018 r.

[tys. zł]	1-3Q2017	1-3Q2018	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym	2 311 582	1 927 115	-384 467	-16,6%
Przychody z tytułu opłat dodatkowych	4 086	4 159	73	1,8%
Przychody ze sprzedaży niezafakturowanej usług dystrybucji	-1 671	-6 591	-4 919	294,3%
Rozliczenie rynku bilansującego	4 277	1 694	-2 583	-60,4%
Opłaty za przyłączenie do sieci	48 062	41 336	-6 725	-14,0%
Przychód z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej	4 889	4 815	-73	-1,5%
Przychody z tytułu usług	20 860	21 464	604	2,9%
Sprzedaż usług dystrybucji innym podmiotom	12 025	13 635	1 610	13,4%
Sprzedaż towarów i materiałów oraz inne przychody	2 041	1 498	-543	-26,6%
Przychody ze sprzedaży	2 406 150	2 009 126	-397 024	-16,5%
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	366 215	386 694	20 479	5,6%
Koszty świadczeń pracowniczych	297 376	310 646	13 270	4,5%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	21 244	23 025	1 781	8,4%
Zakup energii na potrzeby własne oraz straty sieciowe	168 302	174 243	5 941	3,5%
Koszty usług przesyłowych	763 835	305 713	-458 122	-60,0%
Inne usługi obce	190 842	201 237	10 395	5,4%
Podatki i opłaty	145 688	156 416	10 728	7,4%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	1 953 502	1 557 974	-395 528	-20,2%
Pozostałe przychody operacyjne	23 098	62 204	39 106	169,3%
Pozostałe koszty operacyjne	49 595	29 545	-20 050	-40,4%
Zysk / (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	(3 005)	(5 805)	-2 800	93,2%
Zysk / (strata) operacyjny	423 146	478 006	54 860	13,0%
Przychody finansowe	1 153	2 400	1 247	108,2%
Koszty finansowe	38 987	49 686	10 699	27,4%
Zysk / (strata) brutto	385 312	430 720	45 408	11,8%
Podatek dochodowy	76 887	78 911	2 024	2,6%
Zysk / (strata) netto	308 425	351 809	43 384	14,1%
EBITDA	789 361	864 700	75 339	9,5%

1-3Q 2018 r.
Czynniki zmiany EBITDA ENEA Operator Sp. z o.o. (wzrost o 75 mln zł)

- (-) niższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym o 389 mln zł wynikają głównie ze zmiany prezentacji przychodów ze sprzedaży usług dystrybucji (od 1 stycznia 2018 r. zmiana standardu – MSSF 15)
- (-) niższe przychody z tyt. opłat za przyłączenie do sieci o 7 mln zł wynikają głównie z rozliczenia w roku poprzednim kwartalnych odpisów MSR (od 1 stycznia 2018 r. zmiana standardu – MSSF 15)
- (+) niższe saldo kosztów zakupu usług przesyłowych o 460 mln zł wynika głównie ze zmiany prezentacji kosztów zakupu usług przesyłowych (od 1 stycznia 2018 r. zmiana standardu – MSSF 15)
- (-) wyższe saldo kosztów zakupu energii na pokrycie różnicy bilansowej o 9 mln zł wynika z wyższej średniej ceny energii elektrycznej
- (-) wyższe koszty pozostałych usług obcych o 10 mln zł - głównie w obszarach dotyczących usług IT oraz pomiarów
- (-) wyższe koszty podatków i opłat o 11 mln zł są efektem zrealizowanych inwestycji w zakresie majątku sieciowego
- (-) wyższe koszty świadczeń pracowniczych o 13 mln zł wynikają głównie z rezerw pracowniczych
- (+) wyższy wynik na pozostałej działalności operacyjnej (saldo) o 56 mln zł wynika głównie ze zmiany stanu rezerw dot. majątku sieciowego, wyższych przychodów od ubezpieczyciela oraz wartości odpisów aktualizujących należności dokonanych w 2017 roku

Załącznik nr 4 - Rachunek zysków i strat ENEA Operator Sp. z o.o. – 3Q 2018 r.

[tys. zł]	3Q2017	3Q2018	Zmiana	Zmiana%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym	755 612	631 443	-124 169	-16,4%
Przychody z tytułu opłat dodatkowych	1 320	1 422	102	7,8%
Przychody ze sprzedaży niezafakturowanej usług dystrybucji	-2 353	-7 008	-4 655	197,9%
Rozliczenie rynku bilansującego	3 418	16	-3 402	-99,5%
Opłaty za przyłączenie do sieci	18 399	11 677	-6 721	-36,5%
Przychód z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej	1 680	1 484	-196	-11,7%
Przychody z tytułu usług	6 963	7 021	58	0,8%
Sprzedaż usług dystrybucji innym podmiotom	4 013	4 578	565	14,1%
Sprzedaż towarów i materiałów oraz inne przychody	664	508	-156	-23,5%
Przychody ze sprzedaży	789 716	651 142	-138 574	-17,5%
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	126 629	135 408	8 779	6,9%
Koszty świadczeń pracowniczych	93 269	98 192	4 923	5,3%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	5 945	7 436	1 491	25,1%
Zakup energii na potrzeby własne oraz straty sieciowe	53 584	57 024	3 440	6,4%
Koszty usług przesyłowych	253 564	103 086	-150 478	-59,3%
Inne usługi obce	66 994	67 229	235	0,4%
Podatki i opłaty	43 396	45 748	2 352	5,4%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	643 381	514 123	-129 258	-20,1%
Pozostałe przychody operacyjne	8 873	28 122	19 249	216,9%
Pozostałe koszty operacyjne	5 444	9 198	3 754	69,0%
Zysk / (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	(868)	(2 934)	-2 066	238,0%
Zysk / (strata) operacyjny	148 896	153 009	4 113	2,8%
Przychody finansowe	357	781	424	118,8%
Koszty finansowe	13 398	16 402	3 004	22,4%
Zysk / (strata) brutto	135 855	137 388	1 533	1,1%
Podatek dochodowy	27 205	27 189	-16	-0,1%
Zysk / (strata) netto	108 650	110 199	1 549	1,4%
EBITDA	275 525	288 417	12 892	4,7%

3Q 2018 r.
Czynniki zmiany EBITDA ENEA Operator sp. z o.o. (wzrost o 13 mln zł):

- (-) niższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym o 129 mln zł wynikają głównie ze zmiany prezentacji przychodów ze sprzedaży usług dystrybucji (od 1 stycznia 2018 r. zmiana standardu – MSSF 15)
- (-) niższe przychody z tyt. opłat za przyłączenie do sieci o 7 mln zł wynikają głównie z kwartalnych odpisów MSR w 2017 (od 1 stycznia 2018 r. zmiana standardu – MSSF 15)
- (+) niższe saldo kosztów zakupu usług przesyłowych o 151 mln zł wynika głównie ze zmiany prezentacji kosztów zakupu usług przesyłowych (od 1 stycznia 2018 r. zmiana standardu – MSSF 15)
- (-) wyższe koszty zakupu energii na pokrycie różnicy bilansowej o 7 mln zł wynikają z wyższej średniej ceny energii elektrycznej
- (-) wyższe koszty świadczeń pracowniczych o 5 mln zł wynikają głównie z wyższych rezerw pracowniczych
- (-) wyższe koszty podatków i opłat o 2 mln zł są efektem zrealizowanych inwestycji w zakresie majątku sieciowego
- (+) wyższy wynik na pozostałej działalności operacyjnej (saldo) o 13 mln zł wynika głównie ze zmiany stanu rezerw dot. majątku sieciowego oraz nieodpłatnie przyjętych środków trwałych

Załącznik nr 5 - Rachunek zysków i strat ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o. – 1-3Q 2018 r.

[tys. zł]	1-3Q2017	1-3Q2018	Zmiana	Zmiana%
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	1 958 669	3 117 001	1 158 332	59,1%
<i>koncesja na wytwarzanie</i>	1 836 282	2 653 715	817 433	44,5%
<i>koncesja na obrót</i>	122 387	463 286	340 899	278,5%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	18 250	31 605	13 355	73,2%
Przychody ze sprzedaży uprawnień do emisji CO ₂	14 235	26 019	11 784	82,8%
Przychody ze sprzedaży ciepła	113 411 ¹⁾	107 230	-6 181	-5,5%
Przychody z tytułu usług	9 565	9 100	-465	-4,9%
Sprzedaż towarów i materiałów oraz inne przychody	9 286	9 455	169	1,8%
Podatek akcyzowy	165	198	33	20,0%
Przychody ze sprzedaży netto	2 123 251¹⁾	3 300 212	1 176 961	55,4%
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	175 296	345 923	170 627	97,3%
Koszty świadczeń pracowniczych	177 871	200 999	23 128	13,0%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	1 175 198	1 574 053	398 855	33,9%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	183 572	904 182	720 610	392,5%
Usługi przesyłowe	295 ¹⁾	398	103	34,9%
Inne usługi obce	100 435	114 506	14 071	14,0%
Podatki i opłaty	63 066	63 285	219	0,3%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	1 875 733¹⁾	3 203 346	1 327 613	70,8%
Pozostałe przychody operacyjne	9 770	21 974	12 204	124,9%
Pozostałe koszty operacyjne	3 497	15 094	11 597	331,6%
Zysk / (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	755	(2 119)	-2 874	-380,7%
Odwrócenie odpisu z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	0	51 365	51 365	-
Zysk / (strata) operacyjny	254 546	152 992	-101 554	-39,9%
Przychody finansowe	220	4 434	4 214	1915,5%
Koszty finansowe	12 249	113 005	100 756	822,6%
Przychody z tytułu dywidend	1 013	1 217	204	20,1%
Zysk / (strata) brutto	243 530	45 638	-197 892	-81,3%
Podatek dochodowy	50 127	39 785	-10 342	-20,6%
Zysk / (strata) netto	193 403	5 853	-187 550	-97,0%
EBITDA	429 842	447 550	17 708	4,1%

1-3Q 2018 r.
Czynniki zmiany EBITDA ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o. (wzrost o 17,7 mln zł)
Elektrownia Kozienice – wzrost EBITDA o 21,9 mln zł

- (+) wzrost marży na wytwarzaniu o 164,4 mln zł
- (-) spadek przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych o 4 mln zł
- (-) wzrost kosztów stałych o 50,3 mln zł
- (-) spadek marży na obrocie i na Rynku Bilansującym o 84,6 mln zł

Segment Ciepło – spadek EBITDA o 23,6 mln zł

- (-) wyższe koszty zużycia biomasy o 28,6 mln zł
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 7,1 mln zł
- (-) wyższe koszty uprawnień do emisji CO₂ o 5,9 mln zł
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży ciepła o 5,9 mln zł
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży świadectw pochodzenia o 6,4 mln zł
- (+) niższe koszty zużycia węgla o 15,6 mln zł

Segment OZE – wzrost EBITDA o 19,4 mln zł

- (+) Obszar Woda (+11,6 mln zł): wzrost przychodów z energii elektrycznej o 7,8 mln zł; wzrost przychodów ze świadectw pochodzenia o 4,3 mln zł;
- (+) Obszar Wiatr (+7,6 mln zł): spadek kosztów stałych o 8,1 mln zł; wzrost przychodów ze świadectw pochodzenia o 3,8 mln zł; spadek kosztów zmiennych o 1,4 mln zł; spadek przychodów z energii elektrycznej o 5,4 mln zł
- (+) Obszar Biogaz (+0,2 mln zł): spadek kosztów zmiennych o 1,1 mln zł; spadek pozostałych kosztów o 0,5 mln zł; spadek kosztów stałych o 0,2 mln zł; spadek przychodów ze świadectw pochodzenia o 1,2 mln zł; spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 0,4 mln zł

¹⁾ Zgodnie z MSSF w 2018 roku nastąpiła zmiana prezentacyjna dla Elektrociepłownia Białystok tj. koszty usług przesyłowych pomniejszają przychody z ciepła. Dla zachowania porównywalności skorygowano okres porównawczy tj. 2017 rok.

Załącznik nr 6 - Rachunek zysków i strat ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o. – 3Q 2018 r.

[tys. zł]	3Q2017	3Q2018	Zmiana	Zmiana%
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	641 070	1 137 528	496 458	77,4%
<i>koncesja na wytwarzanie</i>	605 413	972 332	366 919	60,6%
<i>koncesja na obrót</i>	35 657	165 196	129 539	363,3%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	4 909	13 960	9 051	184,4%
Przychody ze sprzedaży uprawnień do emisji CO ₂	3 772	0	-3 772	-100,0%
Przychody ze sprzedaży ciepła	22 979 ¹⁾	21 930	-1 049	-4,6%
Przychody z tytułu usług	3 540	3 165	-375	-10,6%
Sprzedaż towarów i materiałów oraz inne przychody	3 242	3 285	43	1,3%
Podatek akcyzowy	58	68	10	17,2%
Przychody ze sprzedaży netto	679 454¹⁾	1 179 800	500 346	73,6%
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	58 346	111 272	52 926	90,7%
Koszty świadczeń pracowniczych	55 904	60 099	4 195	7,5%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	394 310	554 678	160 368	40,7%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	57 783	366 306	308 523	533,9%
Usługi przesyłowe	80 ¹⁾	179	99	123,8%
Inne usługi obce	34 247	42 093	7 846	22,9%
Podatki i opłaty	18 861	17 571	-1 290	-6,8%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	619 531¹⁾	1 152 198	532 667	86,0%
Pozostałe przychody operacyjne	1 457	14 701	13 244	909,0%
Pozostałe koszty operacyjne	-992	11 004	11 996	-1209,3%
Zysk / (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	125	(1 951)	-2 076	-1660,8%
Zysk / (strata) operacyjny	62 497	29 348	-33 149	-53,0%
Przychody finansowe	84	1 715	1 631	1941,7%
Koszty finansowe	4 026	39 537	35 511	882,0%
Zysk / (strata) brutto	58 555	(8 474)	-67 029	-114,5%
Podatek dochodowy	14 124	-6 023	-20 147	-142,6%
Zysk / (strata) netto	44 431	(2 451)	-46 882	-105,5%
EBITDA	120 843	140 620	19 777	16,4%

3Q 2018 r.
Czynniki zmiany EBITDA ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o. (wzrost o 19,8 mln zł)
Elektrownia Kozienice – wzrost EBITDA o 16,2 mln zł

- (+) wzrost marży na wytwarzaniu o 103,4 mln zł
- (-) spadek wyniku na likwidacji rzeczowych aktywów trwałych o 2,1 mln zł
- (-) spadek przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych o 2,3 mln zł
- (-) wzrost kosztów stałych o 14,8 mln zł
- (-) spadek marży na obrocie i na Rynku Bilansującym o 68,4 mln zł

Segment Ciepło – spadek EBITDA o 5,5 mln zł

- (-) wyższe koszty zużycia biomasy o 16,9 mln zł
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 4,0 mln zł
- (-) wyższe koszty uprawnień do emisji CO₂ o 0,9 mln zł
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży ciepła o 0,9 mln zł
- (+) niższe koszty zużycia węgla o 10,8 mln zł
- (+) wyższe przychody ze świadectw pochodzenia o 6,5 mln zł

Segment OZE – wzrost EBITDA o 9,1 mln zł

- (+) Obszar Woda (+1,1 mln zł): wzrost przychodów z energii elektrycznej o 0,2 mln zł; wzrost przychodów ze świadectw pochodzenia o 0,8 mln zł
- (+) Obszar Wiatr (+7,7 mln zł): spadek kosztów stałych o 2,8 mln zł; wzrost przychodów ze świadectw pochodzenia o 2,1 mln zł; wzrost przychodów z energii elektrycznej o 1,5 mln zł; wzrost wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 0,9 mln zł; spadek kosztów zmiennych o 0,4 mln zł
- (+) Obszar Biogaz (+0,3 mln zł): spadek kosztów zmiennych o 0,6 mln zł; spadek kosztów stałych o 0,1 mln zł; spadek przychodów ze świadectw pochodzenia o 0,3 mln zł; spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 0,1 mln zł

¹⁾ Zgodnie z MSSF w 2018 roku nastąpiła zmiana prezentacyjna dla Elektrociepłowni Białystok tj. koszty usług przesyłowych pomniejszają przychody z ciepła. Dla zachowania porównywalności skorygowano okres porównawczy tj. 2017 rok.

Załącznik nr 7 - Rachunek zysków i strat ENEA Elektrownia Połaniec – 1-3Q 2018 r.

[tys. zł]	14.03-30.09.2017 ¹⁾	1-3Q2018	Zmiana	Zmiana%
Przychody ze sprzedaży	1 147 263	1 889 905	742 642	64,7%
Podatek akcyzowy	50	157	107	214,0%
Przychody ze sprzedaży netto	1 147 213	1 889 748	742 535	64,7%
Amortyzacja środków trwałych i WNIP	23 456	41 918	18 462	78,7%
Koszty świadczeń pracowniczych	42 159	44 595	2 436	5,8%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	705 248	1 121 215	415 967	59,0%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	136 256	361 761	225 505	165,5%
Usługi przesyłowe	938	0	-938	-100,0%
Inne usługi obce	108 841	152 426	43 585	40,0%
Podatki i opłaty	18 952	30 029	11 077	58,4%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	1 035 850	1 751 944	716 094	69,1%
Pozostałe przychody operacyjne	2 975	1 332	-1 643	-55,2%
Zysk/(strata) na sprzedaży i likwid. rzecz. aktywów trwał.	(23)	0	23	100,0%
Pozostałe koszty operacyjne	530	602	72	13,6%
Zysk / (strata) operacyjny	113 785	138 534	24 749	21,8%
Przychody finansowe	3 057	1 976	-1 081	-35,4%
Koszty finansowe	628	36 549	35 921	5719,9%
Przychody z tytułu dywidend	0	215	215	-
Zysk / (strata) brutto	116 214	104 176	-12 038	-10,4%
Podatek dochodowy	14 813	20 112	5 299	35,8%
Zysk / (strata) netto	101 401	84 064	-17 337	-17,1%
EBITDA	137 241	180 452	43 211	31,5%

1-3Q 2018 r.
EBITDA ENEA Elektrownia Połaniec:

- przychody ze sprzedaży energii elektrycznej (łącznie z RUS) 1.732 mln zł (sprzedaż 9.625 GWh energii elektrycznej)
- przychody ze sprzedaży ciepła 41 mln zł przy wolumenie sprzedaży 1.749 TJ
- przychody z tytułu świadectw pochodzenia 111 mln zł - sprzedaż skorygowana o przychód z rozpoznania, koszt własny sprzedaży oraz aktualizację wartości zapasu zielonych certyfikatów na dzień bilansowy
- pozostałe przychody 6 mln zł - przychody z najmu oraz zagospodarowania ubocznych produktów spalania
- zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów 1.121 mln zł, w tym: zużycie paliw 936 mln zł., rezerwa na koszty zużycia CO₂ 154 mln zł, zużycie materiałów remontowych 15 mln zł, pozostałe 16 mln zł (zużycie pozostałych materiałów i energii)
- zakup energii na potrzeby sprzedaży 362 mln zł – wolumen zakupu 2.065 GWh
- inne usługi obce 152 mln zł – w tym: usługi remontowe: 56 mln zł, usługi transportowe 7 mln zł, zagospodarowanie odpadów 15 mln zł, usługi przygotowania biomasy 17 mln zł, ubezpieczenie majątku 6 mln zł, usługi Enea Centrum 4 mln zł, SLA Enea Trading 7 mln zł, korzystanie ze znaku towarowego ENEA 4 mln zł, pozostałe usługi 36 mln zł (w tym: eksploatacyjne, prawne, audyty, wynajmy i dzierżawy, ochrona mienia, inne usługi zewnętrzne)
- podatki 30 mln zł – w tym: podatek od nieruchomości 18 mln zł, opłata z tyt. ochrony środowiska 10 mln zł; opłata koncesyjna 1 mln zł

¹⁾ Dane za okres 14 marca -30 września 2017 r. dotyczyły GK ENEA Elektrownia Połaniec, natomiast pozycje prezentowane od 1 stycznia 2018 r. dotyczą danych jednostkowych ENEA Elektrownia Połaniec (bez ENEA Bioenergia Sp. z o.o.)

Załącznik nr 8 - Rachunek zysków i strat ENEA Elektrownia Połaniec – 3Q 2018 r.

[tys. zł]	3Q2017 ¹⁾	3Q2018	Zmiana	Zmiana%
Przychody ze sprzedaży	533 921	710 508	176 587	33,1%
Podatek akcyzowy	24	43	19	79,2%
Przychody ze sprzedaży netto	533 897	710 465	176 568	33,1%
Amortyzacja środków trwałych i WNIP	10 780	14 714	3 934	36,5%
Koszty świadczeń pracowniczych	20 905	14 798	-6 107	-29,2%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	341 229	419 896	78 667	23,1%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	50 249	130 438	80 189	159,6%
Usługi przesyłowe	69	0	-69	-100,0%
Inne usługi obce	52 311	49 673	-2 638	-5,0%
Podatki i opłaty	7 316	9 664	2 348	32,1%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	482 859	639 183	156 324	32,4%
Pozostałe przychody operacyjne	230	176	-54	-23,5%
Zysk/(strata) na sprzedaży i likwid. rzecz. aktywów trwał.	(23)	0	23	100,0%
Pozostałe koszty operacyjne	177	182	5	2,8%
Zysk / (strata) operacyjny	51 068	71 276	20 208	39,6%
Przychody finansowe	-626	561	1 187	-189,6%
Koszty finansowe	84	109	25	29,8%
Przychody z tytułu dywidend	0	215	215	-
Zysk / (strata) brutto	50 358	71 943	21 585	42,9%
Podatek dochodowy	4 652	13 794	9 142	196,5%
Zysk / (strata) netto	45 706	58 149	12 443	27,2%
EBITDA	61 847	85 990	24 143	39,0%

3Q 2018 r.
Czynniki zmiany EBITDA ENEA Elektrownia Połaniec (wzrost o 24,1 mln zł):

- (+) wyższe przychody ze sprzedaży o +177 mln zł. wynikają głównie z wyższej sprzedaży energii elektrycznej o 156 mln zł jako efekt wyższego wolumenu sprzedaży energii o 567 GWh oraz wyższej ceny sprzedaży o 18,17 zł/MWh. Przychód z zielonych certyfikatów wyższy o +22,5 mln zł jako efekt wyższej ceny zielonych certyfikatów o 83,78 zł/MWh. Niższe przychody ze sprzedaży usług systemowych o -2,4 mln zł z uwagi na niższy wolumen wolnej mocy dyspozycyjnej
- (+) niższe koszty świadczeń pracowniczych o 6 mln zł wynikające głównie z braku konsolidacji Bioenergii w wykonaniu 2018 roku oraz projektu Integracji ENEA Centrum
- (-) wyższe koszty zużycia materiałów i surowców o 79 mln zł głównie w efekcie wyższej produkcji o 283 GWh, co spowodowało większe zużycie materiałów i surowców bezpośrednio produkcyjnych przy jednoczesnym wzroście kosztów węgla o 9,31 zł/MWh i biomasy o 45,8 zł/MWh
- (-) wyższe koszty zakupu energii o 80 mln zł wynikają ze wzrostu ceny zakupu energii o 63,10 zł/MWh przy jednoczesnym wzroście wolumenu zakupu energii o 280 GWh
- (+) niższe koszty usług obcych o 3 mln wynikają głównie ze: spadku kosztów remontów o 10 mln zł (w 2017 roku dwa remonty średnie, w 2018 roku tylko remonty bieżące), spadku kosztów SLA Trading o 1 mln zł, wzrostu kosztów Integracji Enea Centrum o 1 mln zł, wzrostu kosztu korzystania ze znaku towarowego Enea o 1 mln zł, wzrostu kosztu obsługi instalacji biomasy o 5 mln zł (brak konsolidacji Bioenergii - zmiana prezentacji kosztów, przesunięcie z kosztów wynagrodzeń do kosztów usług), wzrostu kosztu pozostałych usług o 1 mln zł
- (+) niższe podatki i opłaty o 2 mln zł wynikają z rozwiązań w 2017 r. w Bioenergii rezerwy na rozszczenia UKS z tyt. podatku VAT na poziomie 2,1 mln zł

¹⁾ Dane za 3Q 2017 r. dotyczyły GK ENEA Elektrownia Połaniec, natomiast pozycje prezentowane za 3Q 2018 r. dotyczą danych jednostkowych ENEA Elektrownia Połaniec (bez ENEA Bioenergia Sp. z o.o.)

Załącznik nr 9 - Rachunek zysków i strat GK LW Bogdanka – 1-3Q 2018 r.

[tys. zł]	1-3Q2017	1-3Q2018	Zmiana	Zmiana%
Przychody ze sprzedaży netto	1 307 130	1 335 640	28 510	2,2%
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	259 632	274 847	15 215	5,9%
Koszty świadczeń pracowniczych	391 132	425 192	34 060	8,7%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	215 205	253 527	38 322	17,8%
Inne usługi obce	206 230	238 431	32 201	15,6%
Podatki i opłaty	36 095	35 251	-844	-2,3%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	1 108 294	1 227 248	118 954	10,7%
Pozostałe przychody operacyjne	2 973	33 654	30 681	1032,0%
Pozostałe koszty operacyjne	1 607	2 569	962	59,9%
Zysk / (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	(8 766)	(14 475)	-5 709	-65,1%
Zysk / (strata) operacyjny	191 436	125 002	-66 434	-34,7%
Przychody finansowe	6 404	12 613	6 209	97,0%
Koszty finansowe	18 473	12 359	-6 114	-33,1%
Zysk / (strata) brutto	179 367	125 256	-54 111	-30,2%
Podatek dochodowy	36 076	23 008	-13 068	-36,2%
Zysk / (strata) netto	143 291	102 248	-41 043	-28,6%
EBITDA	451 068	399 849	-51 219	-11,4%

1-3Q 2018 r.
Czynniki zmiany EBITDA GK LW Bogdanka (spadek o 51 mln zł):

- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży węgla: wyższa sprzedaż ilościowa +90 tys. t (+1,3%), przy wyższej cenie i wyższej korekcie węgla z robót przygotowawczych
- (-) wzrost kosztów świadczeń pracowniczych - wypłacona podwyżka wynagrodzeń wraz z dodatkową nagrodą oraz wzrost średniego zatrudnienia o 132 osób
- (-) wzrost kosztów materiałów i energii będący pochodną większego wydobycia brutto (+10,8%) oraz większego zakresu robót chodnikowych (+27,3%)
- (-) wzrost kosztów usług obcych - większy zakres prac zleczanych firmom obcym (usługi wiertniczo-górniczne, usługi transportu i załadunku kamienia, odstawa w weekend i święta) oraz wzrost stawek za usługi

Istotne zdarzenia jednorazowe:

- wyższe pozostałe przychody operacyjne - rozliczenie umowy zawartej pomiędzy Spółką a konsorcjum firm Mostostal Warszawa S.A. oraz Acciona Infraestructuras; dodatni wpływ na wynik EBITDA 28,7 mln zł
- wyższa wartość likwidacji rzeczowych aktywów trwałych - głównie wartość netto zlikwidowanych wyrobisk (ostatnie metry)
- wyższe przychody finansowe - rozwiązanie rezerwy na odsetki od CIT (ok. 3,6 mln zł)
- niższe koszty finansowe – spadek zadłużenia; rozliczenie umowy zawartej pomiędzy Spółką a konsorcjum firm Mostostal Warszawa S.A. oraz Acciona Infraestructuras; wpływ na koszty finansowe 2,7 mln zł

Załącznik nr 10 - Rachunek zysków i strat GK LW Bogdanka – 3Q 2018 r.

[tys. zł]	3Q2017	3Q2018	Zmiana	Zmiana%
Przychody ze sprzedaży netto	405 013	479 688	74 675	18,4%
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	85 572	101 287	15 715	18,4%
Koszty świadczeń pracowniczych	124 226	154 731	30 505	24,6%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	69 800	96 798	26 998	38,7%
Inne usługi obce	67 585	85 876	18 291	27,1%
Podatki i opłaty	11 934	13 268	1 334	11,2%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	359 117	451 960	92 843	25,9%
Pozostałe przychody operacyjne	1 050	1 327	277	26,4%
Pozostałe koszty operacyjne	541	516	-25	-4,6%
Zysk / (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	(2 143)	(3 526)	-1 383	-64,5%
Zysk / (strata) operacyjny	44 262	25 013	-19 249	-43,5%
Przychody finansowe	1 824	1 959	135	7,4%
Koszty finansowe	5 712	3 317	-2 395	-41,9%
Zysk / (strata) brutto	40 374	23 655	-16 719	-41,4%
Podatek dochodowy	8 964	5 540	-3 424	-38,2%
Zysk / (strata) netto	31 410	18 115	-13 295	-42,3%
EBITDA	129 834	126 300	-3 534	-2,7%

3Q 2018 r.
Czynniki zmiany EBITDA GK LW Bogdanka (spadek o 3,5 mln zł):

- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży węgla: wyższa sprzedaż ilościowa (+411 tys. t, +20,2%), przy wyższej cenie i wyższej korekcie węgla z robót przygotowawczych
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży towarów i materiałów – wyższa sprzedaż złomu
- (-) wzrost kosztów świadczeń pracowniczych – wzrost średniego zatrudnienia (ponad 150 osób w samym LWB), wypłacona podwyżka oraz dodatkowa nagroda (rozliczana międzyokresowo), dodatkowo wzrost kosztów z tytułu spadku wartości zapasów r/r
- (-) wzrost kosztów materiałów i energii będący pochodną większego wydobycia brutto (+8,0%) oraz większego zakresu robót chodnikowych (+18,1%), dodatkowo wzrost kosztów z tytułu spadku wartości zapasów r/r
- (-) wzrost kosztów usług obcych, głównie koszty prac sobotnio-niedzielnych oraz robót drążeniowych, dodatkowo wzrost kosztów z tytułu spadku wartości zapasów r/r

Istotne zdarzenia jednorazowe:

- wyższa wartość likwidowanych rzeczowych aktywów trwałych – głównie wartość netto zlikwidowanych wyrobisk
- niższe koszty finansowe – spadek zadłużenia



Słownik skrótów i pojęć

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	=	$\frac{\text{Zobowiązania oprocentowane - środki pieniężne i ich ekwiwalenty}}{\text{EBITDA LTM}}$
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

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
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 odazotowania 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

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
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 CO2
TGE	Towarowa Giełda Energii
TPA	Third Party Access – zasada dostępu stron trzecich do sieci energetycznej, która umożliwiła 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

INDEKS ZAGADNIĘĆ

1. Podsumowanie operacyjne	2-14
Grupa ENEA w liczbach	3-4
Skonsolidowane wybrane dane finansowe	5
Kluczowe dane operacyjne i wskaźniki	6-7
Komentarz Zarządu	8-10
Najważniejsze wydarzenia w okresie trzech kwartałów 2018 r.	11-14
2. Organizacja i działalność Grupy ENEA	15-48
Struktura Grupy	16
Zmiany w strukturze Grupy	17-18
Obszary	19-28
Wydobycie	20
Wytwarzanie	21-25
Dystrybucja	26-27
Obrót	28
Strategia rozwoju	29-32
Trendy	31
Realizowane działania i inwestycje	32
Inwestycje oraz działania planowane do końca 2018	33-34
Praca Bloku B-11	35

Status prac przy kluczowych projektach inwestycyjnych	36-37
Działania zrealizowane i do zrealizowania do końca 2018 r.	38-39
Zawarte umowy	40-41
Źródła finansowania programu inwestycyjnego	40
Emisja papierów wartościowych ENEA S.A. w 2018 r.	41
Udzielone i otrzymane poręczenia i gwarancje	41
Transakcje zabezpieczające ryzyko stopy procentowej	41
Umowy znaczące dla działalności Grupy Kapitałowej ENEA	41
Transakcje z podmiotami powiązаныmi	41
Dystrybucja środków pieniężnych - program emisji obligacji spółek zależnych	42
Otoczenie rynkowe	43-48
3. Sytuacja finansowa	49-67
Wyniki finansowe GK ENEA w 1-3Q 2018 r. i w 3Q 2018 r.	50-66
Skonsolidowany rachunek zysków i strat	50-51
Wyniki finansowe	52
Wyniki w poszczególnych obszarach działalności	53-62
Sytuacja majątkowa	63-64
Sytuacja pieniężna	65
Analiza wskaźnikowa	66

Przewidywana sytuacja finansowa	66-67
4. Akcje i akcjonariat	68-70
Struktura akcjonariatu i kapitału zakładowego	69
Notowania akcji ENEA S.A. na GPW	70
5. Władze	71-75
Zarząd ENEA S.A.	72
Rada Nadzorcza ENEA S.A.	73-74
Wykaz akcji i uprawnień do akcji ENEA w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących	75
6. Inne informacje	76-95
Zdarzenia mogące mieć wpływ na przyszłe wyniki	77-90
Społeczna odpowiedzialność biznesu	91-95
Załączniki	96-106
Wyniki finansowe ENEA S.A.	97-98
Wyniki finansowe ENEA Operator	99-100
Wyniki finansowe ENEA Wytwarzanie	101-102
Wyniki finansowe GK ENEA Elektrownia Połaniec	103-104
Wyniki finansowe GK LW Bogdanka	105-106
Słowniczek pojęć	108-110