



# Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej ENEA w I półroczu 2018 r.

Poznań, data zatwierdzenia 11 września 2018 r.

Data publikacji 13 września 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
- 2,5 mln Klientów



### Finanse 1H 2018

---

- 6 040 mln zł przychodów ze sprzedaży netto
- 1 304 mln zł EBITDA
- 462 mln zł zysku netto
- 824,4 mln zł CAPEX



### Cele do 2025 roku

---

- 10,9 mln ton zapotrzebowania własnego na węgiel kamienny
- 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 pierwszej połowie 2018 r. Grupa poprawiła wynik EBITDA w dwóch obszarach działania. Najwyższa EBITDA, 580 mln zł, zrealizowana została w obszarze Dystrybucji, w którym odnotowano też najwyższy przyrost. Drugi co do wielkości wynik EBITDA wypracowany został w obszarze Wytwarzania i wyniósł 437 mln zł, co oznacza wzrost o 2,2% r/r. Wzrost ilości wyprodukowanej energii elektrycznej nie zrównoważył negatywnego wpływu wzrostu kosztów zmiennych w obszarze Wytwarzania. Na wielkość produkcji energii wpływ miały równoważące się czynniki - przejęcie Elektrowni Połaniec pod koniec 1Q 2017 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 gorszy wynik EBITDA o 72% niż przed rokiem, który wyniósł 29 mln zł – wpływ na to miał wzrost kosztów obowiązków ekologicznych oraz cen zakupu energii elektrycznej. Wynik w Obszarze Wydobycia, po spadku o 48 mln zł r/r, ukształtował się na poziomie 274 mln zł – efekt przejściowych trudności geologicznych i hydrotechnicznych w 1Q 2018.



- Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej
- Wzrost przychodów ze sprzedaży nadwyżki praw do emisji CO<sub>2</sub>
- Wzrost wolumenu sprzedaży energii ciepłej
- Wzrost wyniku na pozostałej działalności operacyjnej



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

- W 1H 2018 GK ENEA wydała na inwestycje 824,4 mln zł.
- Produkcja i sprzedaż węgla handlowego kształtowały się odpowiednio na poziomie 4,5 mln ton oraz 4,3 mln ton.
- Grupa wytworzyła 12,8 TWh energii elektrycznej o 37% więcej niż w analogicznym okresie ub.r., z czego 11,9 TWh pochodziło ze źródeł konwencjonalnych. Nastąpił też wzrost w zakresie wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych o 49 GWh.
- Sprzedaż ciepła, która wyniosła 3.824 TJ, zwiększyła się o 12,1% r/r.
- Sprzedaż usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym wyniosła 10 TWh, czyli zwiększyła się o 4,1% w stosunku do analogicznego okresu ub.r.
- Zwiększył się wolumen sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym o 1,1 TWh, czyli 12,1% r/r.

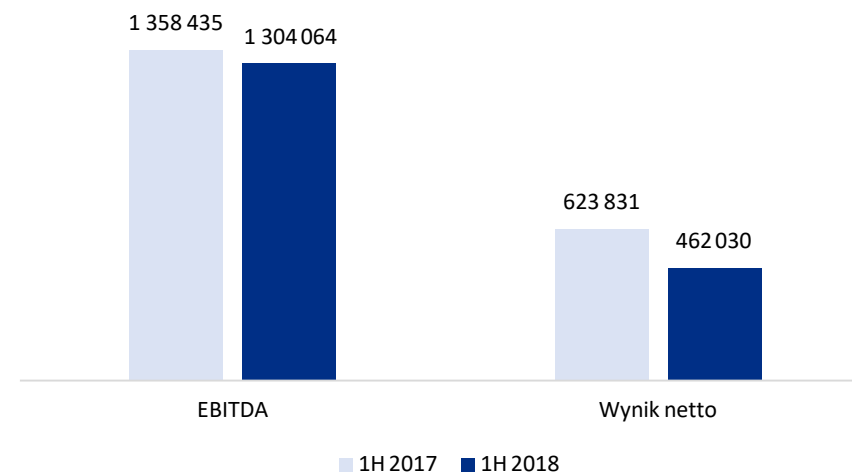
## 1.2. Skonsolidowane wybrane dane finansowe

[tys. zł]	1H2017	1H2018	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	5 568 224*	6 039 555	471331	8,5%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	781621	632 883	-148738	-19,0%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	768 655	558 256	-210399	-27,4%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	623831	462 030	-161801	-25,9%
<b>EBITDA</b>	<b>1 358435</b>	<b>1 304 064</b>	<b>-54 371</b>	<b>-4,0%</b>
Przepływy pieniężne netto z:				
działalności operacyjnej	1 354 737	1 893 828	539 091	39,8%
działalności inwestycyjnej	-2 235 821	-1 261 161	974 660	43,6%
działalności finansowej	127 312	-280 276	-407 588	-
Stan środków pieniężnych	1 586 445	3 039 517	1 453 072	91,6%
Zysk netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	581162	431 190	-149 972	-25,8%
Średnioważona liczba akcji [szt.]	441 442 578	441 442 578	-	-
Zysk netto na akcję [zł]	1,32	0,98	-0,34	-25,8%
Rozwodniony zysk na akcję [zł]	1,32	0,98	-0,34	-25,8%

\*Zmiana prezentacyjna w zakresie wyceny i kosztu własnego sprzedaży praw majątkowych

[tys. zł]	31 grudnia 2017	30 czerwca 2018	Zmiana	Zmiana %
Aktywa razem	28 312 994	28 389 420	76 426	0,3%
Zobowiązania razem	14 313 325	13 589 269	-724 056	-5,1%
Zobowiązania długoterminowe	10 063 012	9 851 074	-211 938	-2,1%
Zobowiązania krótkoterminowe	4 250 313	3 738 195	-512 118	-12,0%
Kapitał własny	13 999 669	14 800 151	800 482	5,7%
Kapitał zakładowy	588 018	588 018	-	-
Wartość księgowa na akcję [zł]	31,71	33,53	1,82	5,7%
Rozwodniona wartość księgowa na akcję [zł]	31,71	33,53	1,82	5,7%

[tys. zł]	2Q2017	2Q2018	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	2 858 534*	3 051 002	192 468	6,7%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	399 042	294 105	-104 937	-26,3%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	365 850	251 348	-114 502	-31,3%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	302 641	207 962	-94 679	-31,3%
<b>EBITDA</b>	<b>692 009</b>	<b>601 935</b>	<b>-90 074</b>	<b>-13,0%</b>
Zysk netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	285 932	190 434	-95 498	-33,4%
Średnioważona liczba akcji [szt.]	441 442 578	441 442 578	-	-
Zysk netto na akcję [zł]	0,65	0,43	-0,22	-33,8%
Rozwodniony zysk na akcję [zł]	0,65	0,43	-0,22	-33,8%



### 1.3. Kluczowe dane operacyjne i wskaźniki <sup>1)</sup>

	J.m.	1H2017	1H2018	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	tys. zł	5 568 224*	6 039 555	471 331	8,5%
EBITDA	tys. zł	1 358 435	1 304 064	-54 371	-4,0%
EBIT	tys. zł	781 621	632 883	-148 738	-19,0%
Zysk netto	tys. zł	623 831	462 030	-161 801	-25,9%
Zysk netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	tys. zł	581 162	431 190	-149 972	-25,8%
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	tys. zł	1 354 737	1 893 828	539 091	39,8%
CAPEX	tys. zł	2 445 120	824 412	-1 620 708	-66,3%
Dług netto / EBITDA <sup>1)</sup>	-	2,1	1,8	-0,3	-14,3%
Rentowność aktywów (ROA) <sup>1)</sup>	%	4,9%	3,3%	-1,6 p.p.	-
Rentowność kapitału własnego (ROE) <sup>1)</sup>	%	9,3%	6,2%	-3,1 p.p.	-
<b>Obrót</b>					
Sprzedaż energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym	GWh	9 509	10 655	1 146	12,1%
Liczba odbiorców (Punkty Poboru Energii)	tys.	2 410	2 451	41	1,7%
<b>Dystrybucja</b>					
Sprzedaż usług dystrybucji odbiorcom detalicznym	GWh	9 654	10 047	393	4,1%
Liczba klientów (stan na koniec okresu sprawozdawczego)	tys.	2 535	2 571	36	1,4%
<b>Wytwarzanie</b>					
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej netto, w tym:	GWh	9 337	12 793	3 456	37,0%
<i>ze źródeł konwencjonalnych</i>	GWh	8 484	11 891	3 407	40,2%
<i>z odnawialnych źródeł energii</i>	GWh	853	902	49	5,7%
Wytwarzanie ciepła brutto	TJ	3 724	4 211	487	13,1%
Sprzedaż energii elektrycznej, w tym:**	GWh	11 043	17 442	6 399	57,9%
<i>ze źródeł konwencjonalnych</i>	GWh	8 640	11 985	3 345	38,7%
<i>z odnawialnych źródeł energii</i>	GWh	697	808	111	15,9%
<i>z zakupu</i>	GWh	1 706	4 649	2 943	172,5%
Sprzedaż ciepła	TJ	3 411	3 824	413	12,1%
<b>Wydobycie</b>					
Produkcja netto	tys. t	4 558	4 519	-39	-0,9%
Sprzedaż węgla	tys. t	4 662	4 341	-321	-6,9%
Zapás na koniec okresu	tys. t	21	202	181	861,9%
Roboty chodnikowe	km	15,0	19,7	4,7	31,3%

- spadek EBITDA o 4,0% (o 54 mln zł)
- niższe nakłady CAPEX głównie w Segmencie Wytwarzanie m.in. z uwagi na dużą inwestycję kapitałową w 1Q 2017 (przejęcie EEP) oraz realizowaną i zakończoną inwestycję w 2017 r. (Blok 11)
- wzrost sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym o 12,1% (o 1.146 GWh)
- wyższy poziom całkowitego wytwarzania energii elektrycznej o 3,5 TWh

<sup>1)</sup>Definicje wskaźników zamieszczone zostały na str. 110

\*Zmiana prezentacyjna w zakresie wyceny i kosztu własnego sprzedaży praw majątkowych

\*\*Zmiana prezentacyjna

	J.m.	2Q2017	2Q2018	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	tys. zł	2 858 534*	3 051 002	192 468	6,7%
EBITDA	tys. zł	692 009	601 935	-90 074	-13,0%
EBIT	tys. zł	399 042	294 105	-104 937	-26,3%
Zysk netto	tys. zł	302 641	207 962	-94 679	-31,3%
Zysk netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	tys. zł	285 932	190 434	-95 498	-33,4%
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	tys. zł	782 467	1 160 496	378 029	48,3%
CAPEX	tys. zł	603 713	386 999	-216 714	-35,9%
Dług netto / EBITDA <sup>1)</sup>	-	2,1	1,8	-0,3	-14,3%
Rentowność aktywów (ROA) <sup>1)</sup>	%	4,8%	2,9%	-1,9 p.p.	-
Rentowność kapitału własnego (ROE) <sup>1)</sup>	%	9,0%	5,6%	-3,4 p.p.	-
<b>Obrót</b>					
Sprzedaż energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym	GWh	4 486	5 058	572	12,8%
Liczba odbiorców (Punkty Poboru Energii)	tys.	2 410	2 451	41	1,7%
<b>Dystrybucja</b>					
Sprzedaż usług dystrybucji odbiorcom końcowym	GWh	4 679	4 865	186	4,0%
Liczba klientów (stan na koniec okresu sprawozdawczego)	tys.	2 535	2 571	36	1,4%
<b>Wytwarzanie</b>					
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej netto, w tym:	GWh	5 581	6 458	877	15,7%
<i>ze źródeł konwencjonalnych</i>	GWh	4 935	5 928	993	20,1%
<i>z odnawialnych źródeł energii</i>	GWh	646	530	-116	-18,0%
Wytwarzanie ciepła brutto	TJ	1 442	1 192	-250	-17,3%
Sprzedaż energii elektrycznej, w tym:**	GWh	6 672	9 156	2 484	37,2%
<i>ze źródeł konwencjonalnych</i>	GWh	5 071	5 984	913	18,0%
<i>z odnawialnych źródeł energii</i>	GWh	510	474	-36	-7,1%
<i>z zakupu</i>	GWh	1 091	2 698	1 607	147,3%
Sprzedaż ciepła	TJ	1 318	1 087	-231	-17,5%
<b>Wydobycie</b>					
Produkcja netto	tys. t	2 136	2 424	288	13,5%
Sprzedaż węgla	tys. t	2 273	2 374	101	4,4%
Zapasy na koniec okresu	tys. t	21	202	181	861,9%
Roboty chodnikowe	km	6,9	10,7	3,8	55,1%

<sup>1)</sup>Definicje wskaźników zamieszczone zostały na str. 110

\*Zmiana prezentacyjna w zakresie wyceny i kosztu własnego sprzedaży praw majątkowych

\*\*Zmiana prezentacyjna

- EBITDA niższa o 13,0% (o 90 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 12,8% (o 572 GWh)
- wzrost całkowitego wytwarzania energii elektrycznej o 0,9 TWh

## 1.4. Komentarz Zarządu



Szanowni Państwo,

Przekazujemy Państwu sprawozdanie z działalności Grupy ENEA w pierwszej połowie 2018 r. Konsekwentnie wdrażaliśmy w tym okresie naszą strategię rozwoju, wzmacniając pozycję innowacyjnego koncernu surowcowo-energetycznego.

Grupa wzmacnia pozycję rynkową poprzez stabilną sytuację finansową oraz wzrost wskaźników operacyjnych, w tym produkcji energii elektrycznej. Nasze wyniki finansowe i operacyjne pozostawały pod wpływem zmiennej sytuacji rynkowej i są zgodne z naszymi przewidywaniami. Odnotowaliśmy wyraźny wzrost produkcji oraz sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom detalicznym, wzrost również wolumen sprzedaży usług dystrybucyjnych. Zysk netto Grupy wyniósł 462 mln zł, a EBITDA 1 304 mln zł. Prezentowane wyniki pokazują nasz potencjał do generowania zysków oczekiwanych przez akcjonariuszy. Naszym celem jest zwiększanie udziału w rynku przy zachowaniu wskaźników efektywności na wysokim poziomie. Dynamiczne zmiany na rynku i w otoczeniu regulacyjnym będą od nas wymagały podjęcia działań w kierunku zwiększania efektywności operacyjnej we wszystkich obszarach łańcucha wartości.

W pierwszym półroczu 2018 r. znacznie zmieniały się ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, osiągając najwyższy od 2011 r. poziom. Prognozy długoterminowe zakładają dalsze wzrosty na tym rynku. Ceny energii podążały za cenami uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, dynamicznie wpływając na obszar obrotu w Grupie ENEA. Pozostawały również pod wpływem kosztów obowiązków ekologicznych (zielonych certyfikatów) z powodu wyższych cen OZE.

Od początku 2018 r. obowiązuje 30% obligo giełdowe. Podwojenie obliża, z perspektywą 100% obowiązku, dało zauważalny wzrost obrotów na giełdzie, co spowodowało impuls do prowadzenia aktywnej polityki handlowej oraz efektywne przekształcenie modelu sprzedażowego.

W obszarze wytwarzania w Grupie ENEA realizowany jest program modernizacyjny, którego celem jest zwiększenie sprawności i efektywności naszych jednostek wytwórczych oraz dostosowanie ich do unijnych wymogów środowiskowych. W obszarze wydobywania produkcja i sprzedaż węgla osiągnęła zakładane poziomy, mimo przejściowych trudności geologicznych na początku roku. W dystrybucji wdrażamy szeroko zakrojony program inwestycyjny, prowadzący do poprawy niezawodności sieci i poprawiający jej efektywność oraz elastyczność w reagowaniu na potrzeby odbiorców. Obszar obrót to z kolei rozwój kanałów sprzedaży oraz nowe produkty i usługi w naszej ofercie handlowej - ENEA Smart i ENEA Eco. Jednocześnie jesteśmy firmą odpowiedzialną społecznie, która dba o Klientów, pracowników, społeczności lokalne i pozostałych interesariuszy.

### Zapewniamy stabilne, niezawodne dostawy energii elektrycznej dla naszych klientów

Uruchomiony w grudniu 2017 r. Blok nr 11 w Elektrowni Kozienice o mocy 1 075 MW, dzięki wykorzystaniu zaawansowanych technologii na parametry nadkrytyczne już w pierwszych miesiącach swojego działania osiąga wysoką sprawność. Pozwala to na znaczne obniżenie emisji dwutlenku węgla w stosunku do emisji z istniejących bloków opalanych węglem kamiennym. W maju blok przeszedł przegląd gwarancyjny, który w pełni potwierdził jego wysoką wydajność.

Ogółem w I półroczu 2018 r. produkcja energii elektrycznej w Grupie ENEA wzrosła o 37 % r/r i wyniosła 12,8 TWh. Wynik ten wypracowały należące do Grupy ENEA elektrownie Kozienice i Połaniec. W obszarze wytwarzania, jako partner Energi rozpoczynamy kolejną inwestycję – budowę wysokosprawnego bloku energetycznego o mocy 1 GW Elektrowni Ostrołęka C, która jest na etapie pozyskiwania końcowych zgód korporacyjnych. Biorąc pod uwagę rozwój gospodarczy kraju i stale rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną, wysokosprawną i stabilną jednostką w Ostrołęce wpisuje się w plany zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego KSE.



Stale pracujemy nad poprawą wskaźników niezawodności, która możliwa jest za sprawą inwestycji w rozwój sieci elektroenergetycznych i rozbudowy oraz modernizacji strategicznych stacji elektroenergetycznych. W styczniu ENEA Operator zakończyła kilkietapową przebudowę Głównego Punktu Zasilającego (GPZ), który zapewnia dostawy energii dla odbiorców z Kostrzyńsko-Słubickiej Specjalnej Strefy Ekonomicznej. Spółka kontynuuje – zgodnie z planem – istniejące i będzie rozpoczynała w 2018 r. nowe inwestycje, których oddanie do użytku znacznie zwiększy bezpieczeństwo energetyczne kraju.

#### **Produkcja LW Bogdanka zgodnie z planem**

Należący do Grupy ENEA Lubelski Węgiel Bogdanka stanowi stabilne źródło paliwa wykorzystywanego przez elektrownie Grupy. Roczne plany wydobycia LWB na poziomie minimum 9 mln ton będą realizowane, pomimo trudnego I kwartału. Potwierdzają to ponadprzeciętne wyniki wydobycia II kwartału i całego pierwszego półrocza. Produkcja węgla handlowego w okresie styczeń-czerwiec 2018 r. wyniosła 4.519 tys. ton, a sprzedaż 4.341 tys. ton.

Dla Bogdanki pierwsze półrocze to również istotne dla przyszłości kopalni wydarzenie, a mianowicie złożenie wniosku 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 złoża w okresie obowiązywania koncesji, czyli do 2046 r., szacowane są na 66 mln ton.

W minionym półroczu szybem wyjechał milionowy skip urobku (skip to skrzynia do pionowego transportu węgla, mieszcząca jednorazowo 40 ton urobku, czyli węgla przed procesami oczyszczania). Kopalnia wyprodukowała również okrągłą, 150-milionową tonę węgla handlowego.

#### **Technologie i innowacje istotne dla przyszłego rozwoju**

Chcemy być koncernem w pełni wykorzystującym wdrażany ekosystem innowacji, stosującym najlepsze technologiczne rozwiązania, otwartym na nowe trendy w elektroenergetyce. Jedną z inicjatyw jakie konsekwentnie realizujemy jest rozwój elektromobilności. Wdrażamy projekty w zakresie stacji ładowania pojazdów elektrycznych. Zawieramy w tej dziedzinie kolejne umowy partnerskie by budować kompetencje, zdobywać nowe doświadczenia i przyczynić się do osiągnięcia założeń krajowego programu elektromobilności.

W kwietniu ENEA Serwis oraz Kolejowe Zakłady Łączności w Bydgoszczy podpisały porozumienie dotyczące wspólnych działań na rzecz rozwoju elektromobilności. Z kolei w czerwcu Narodowe Centrum Badań i Rozwoju oraz spółki energetyczne: ENEA, Energa-Operator, PGE Dystrybucja i Tauron Dystrybucja, podpisały list intencyjny, mający doprowadzić do opracowania 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.

W maju ENEA Operator nawiązała współpracę z Uniwersytetem Zielonogórskim. Zawarta umowa ramowa zakłada prace analityczne i doradcze w zakresie bezpieczeństwa i niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej. To już trzecia uczelnia, z którą spółka podpisała podobną umowę, kolejny impuls działań innowacyjnych w zakresie obsługiwanej sieci elektroenergetycznej, który tym razem będzie dotyczył rozwiązań dla smart meteringu oraz wykorzystania magazynów energii.

### **Działania na rzecz lokalnych społeczności, dialog społeczny**

Nieodzownym elementem działalności dużej, nowoczesnej korporacji i nieodłączną częścią filozofii działania Grupy ENEA jest wspieranie społeczności lokalnych. Ze szczególną dumą wspieramy inicjatywy edukacyjne, które wpisują się w nasze potrzeby budowy przyszłych kadr dla Grupy, co mocno podkreśla strona społeczna.

W tym obszarze ENEA wypracowała projekt współpracy spółek z Grupy ze szkołami branżowymi i technicznymi. Do końca roku Grupa nawiąże współpracę z 14 placówkami edukacyjnymi. Są to szkoły, które wyróżniają się wysokim poziomem kształcenia uczniów w zawodach i umiejętnościach, na które jest największe zapotrzebowanie w spółkach Grupy ENEA.

### **Stabilna sytuacja finansowa, wysoka płynność i potencjał inwestycyjny**

Konsekwentny, zrównoważony rozwój naszej Grupy Kapitałowej, modernizacja i poprawa efektywności aktywów, ciekawa oferta handlowa znajdują odzwierciedlenie w wynikach zgodnych z naszymi przewidywaniami. W I połowie br. EBITDA Grupy osiągnęła poziom 1.304 mln zł, a zysk netto wyniósł 462 mln zł.

Grupa ENEA, w ciągu pierwszych sześciu miesięcy 2018 r., wypracowała 1,9 mld zł przepływów pieniężnych netto z działalności operacyjnej. A na koniec czerwca wskaźnik długu netto do EBITDA znajdował się na bardzo bezpiecznym poziomie 1,8.

Solidne wyniki finansowe i operacyjne to dowód na właściwie wybrane kierunki rozwoju, a struktura bilansu pozwala realizować kolejne projekty inwestycyjne Grupy ENEA, zgodnie z przyjętą strategią. Ten potencjał chcemy wykorzystać, inwestując nie tylko w nowoczesne konwencjonalne elektrownie czy sieć dystrybucji, ale również wychodząc naprzeciw nowym wyzwaniom, odgrywając ważną rolę w rozwoju elektromobilności czy odnawialnych źródeł energii.

Z poważaniem,  
Mirosław Kowalik  
Prezes Zarządu ENEA S.A

## 1.5. Najważniejsze wydarzenia w 1H 2018

### I 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 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 zapewnia 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 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 Szłaga 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 dnia 22 marca 2018 roku do składu Rady Nadzorczej ENEA S.A. powołany został Ireneusz Kulka. Pan Ireneusz Kulka został decyzją Ministra Energii z dnia 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.

## **II 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

10maja 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 wydobywanie ze złoża K-6 i K-7

11maja LW Bogdanka złożyła do Ministra Środowiska wniosek o udzielenie koncesji na wydobywanie 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...

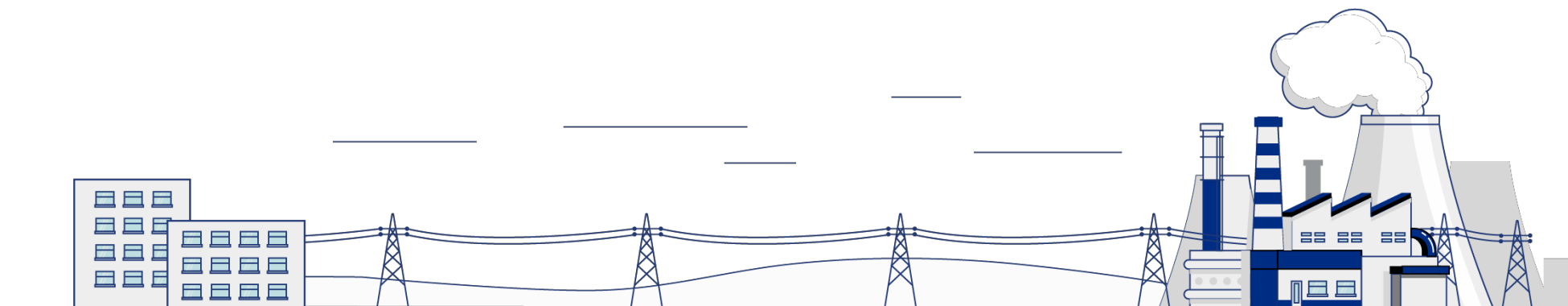
ENEA wypracowała projekt współpracy spółek z Grupy ze szkołami branżowymi i technicznymi. Program ENEI zakłada objęcie patronatem 14 szkół branżowych i techników. Są to szkoły, które wyróżniają się wysokim poziomem kształcenia uczniów w zawodach i umiejętnościach, na które jest największe zapotrzebowanie 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.



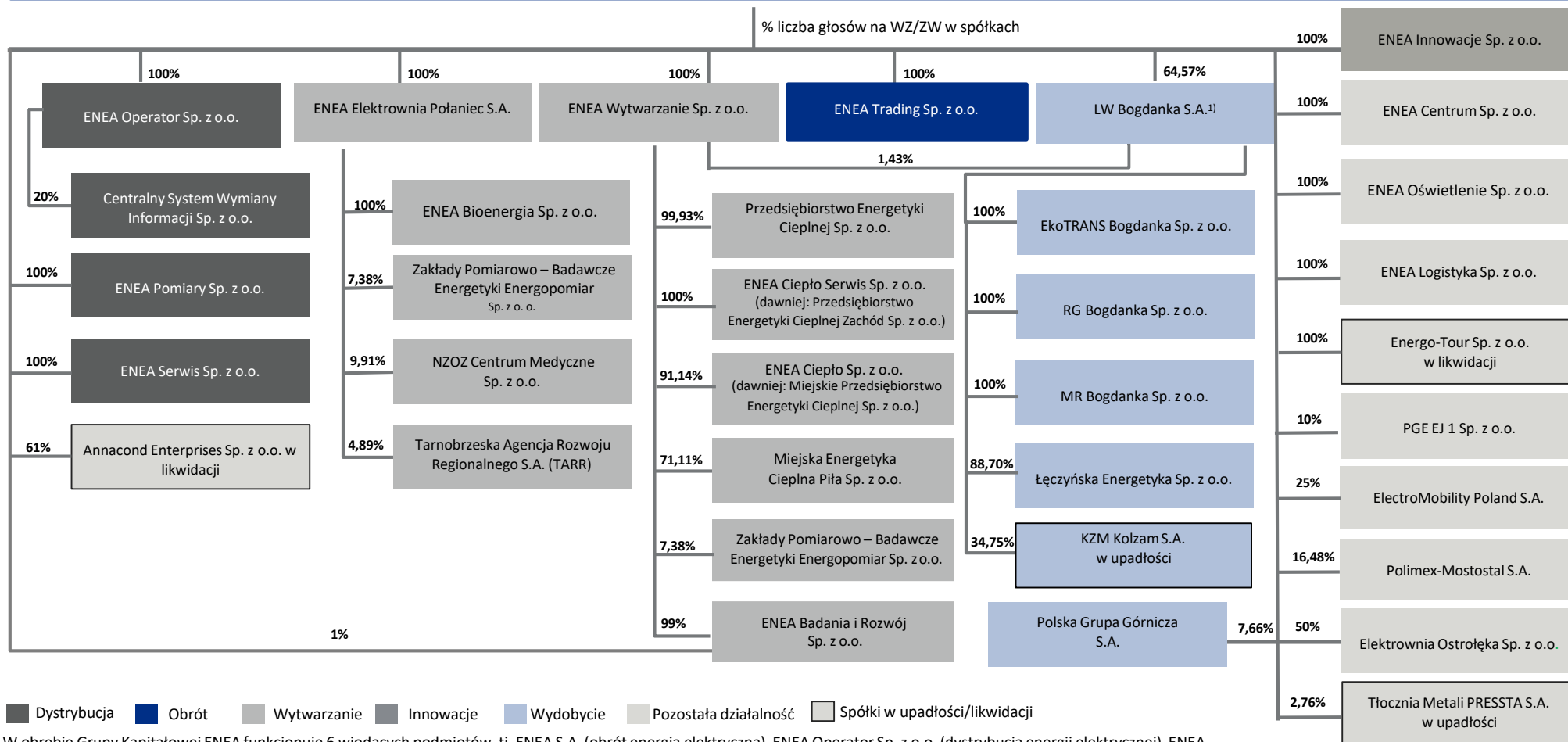
## **2. Organizacja i działalność Grupy ENEA**

## 2. ORGANIZACJA I DZIAŁALNOŚĆ GRUPY ENEA

### 2.1. Struktura Grupy

#### ENE A S.A.

% liczba głosów na WZ/ZW w spółkach



W obrębie Grupy Kapitałowej ENEA funkcjonuje 6 wiodących podmiotów, tj. ENE A S.A. (obróć energią elektryczną), ENE A Operator Sp. z o.o. (dystrybucja energii elektrycznej), ENE A Wytwarzanie Sp. z o.o. oraz ENE A Elektrownia Połaniec S.A. (produkcja i sprzedaż energii elektrycznej i ciepłej), ENE A 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 ENE A S.A. oraz spółki zależne od ENE A S.A. tj. w szczególności ENE A Wytwarzanie Sp. z o.o. oraz LW Bogdanka S.A.

<sup>1)</sup> ENE A S.A. łącznie z ENE A 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 pierwszego półrocza 2018 r. Grupa Kapitałowa ENEA, poza inicjatywami związanymi z planowanymi zmianami, nie realizowała istotnych działań w zakresie restrukturyzacji majątkowej.

### Dezynwestycje kapitałowe

W okresie styczeń – czerwiec 2018 r. nie prowadzono istotnych działań w zakresie dezynwestycji kapitałowych.

### Zmiany w organizacji Grupy

W okresie styczeń – czerwiec 2018 r. Grupa ENEA kontynuowała działania ukierunkowane na realizację Strategii Korporacyjnej Grupy.

### Inwestycje kapitałowe

Obszar	Data	Spółka	Zdarzenie
<b>IQ 2018</b>			
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.
<b>Zdarzenia po okresie sprawozdawczym</b>			
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 oczekuje na rejestrację w KRS.
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, 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 oczekuje na rejestrację w KRS.
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 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 czerwca 2018 r.

#### **Realizacja Umowy Inwestycyjnej z Energa S.A. i Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. dotyczącej budowy i eksploatacji bloku energetycznego w Elektrowni Ostrołęka Sp. z o.o.**

19 września 2016 r. ENEA S.A. podpisała z Energa S.A. List Intencyjny dotyczący podjęcia współpracy przy przygotowaniu, realizacji i eksploatacji nowoczesnego bloku węglowego klasy 1.000 MW w Elektrowni Ostrołęka (Inwestycja, Ostrołęka C). Intencją Stron jest wspólne wypracowanie efektywnego modelu biznesowego Ostrołęki C, weryfikacja jej dokumentacji projektowej oraz optymalizacja parametrów technicznych i ekonomicznych nowego bloku. Współpraca obejmuje także przeprowadzenie postępowania przetargowego dla wyłonienia generalnego wykonawcy Inwestycji. W zgodnej opinii Stron realizacja Inwestycji wpłynie korzystnie na bezpieczeństwo energetyczne Polski, będzie spełniała najwyższe standardy środowiskowe oraz zapewni kolejne stabilne, wysokosprawne i niskoemisyjne źródło energii w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. 8 grudnia 2016 r. Spółka zawarła Umowę Inwestycyjną dotyczącą realizacji projektu Ostrołęka C. Przedmiotem Umowy jest przygotowanie, budowa i eksploatacja bloku energetycznego, o którym mowa powyżej. Zgodnie z podpisaną Umową przebieg współpracy, co do zasady będzie zorganizowany w ramach trzech etapów: Etap Rozwoju - do czasu wydania polecenia rozpoczęcia prac dla generalnego wykonawcy, Etap Budowy - do czasu oddania Ostrołęki C do komercyjnej eksploatacji oraz Etap Eksploatacji - komercyjna eksploatacja Ostrołęki C. Po zakończeniu Etapu Rozwoju, ENEA S.A. jest zobowiązana do uczestnictwa w Etapie Budowy przy założeniu, że spełniony jest warunek rentowności Projektu, a finansowanie Projektu nie naruszy kowenantów bankowych Spółki. Warunkiem zawieszającym wejście w życie Umowy Inwestycyjnej było uzyskanie zgody Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji polegającej na nabyciu akcji spółki celowej do realizacji Projektu. Warunek ten został spełniony 11 stycznia 2017 r. 19 grudnia 2016 r. spółka celowa ogłosiła postępowanie przetargowe na wyłonienie generalnego wykonawcy budowy elektrowni Ostrołęka C o mocy ok. 1.000 MW i o sprawności netto co najmniej 45% pracującego na parametrach nadkrytycznych pary. Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. przy realizacji określonych założeń (w tym przy odpowiednim udziale ENEA S.A., Energa S.A. oraz ewentualnych Inwestorów Finansowych) i mechanizmu wsparcia wynikającego z wprowadzenia rynku mocy lub innych mechanizmów wsparcia, będzie w stanie podjąć się kompleksowej realizacji projektu. Realizując Umowę Inwestycyjną ENEA S.A. od 1 lutego 2017 r. do 23 marca 2018 r. nabyła od Energa S.A. w formie transzowania akcje/udziały spółki Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o., stanowiące łącznie 50% w kapitale zakładowym, w kwocie ok. 101 mln zł.

W rezultacie powyższych transakcji Energa S.A. i ENEA S.A. objęły wspólną kontrolę nad spółką Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o., z siedzibą w Ostrołęce, której celem działalności jest budowa i eksploatacja nowego bloku węglowego. Obie strony posiadają po 50% udziałów Elektrowni Ostrołęka Sp. z o.o. oraz taką samą liczbę głosów na Zgromadzeniu Wspólników. W skład Zarządu oraz Rady Nadzorczej będzie wchodziła taka sama liczba przedstawicieli obu inwestorów. Decyzje dotyczące istotnych działań będą wymagały jednomyślnej zgody obu udziałowców, którzy mają prawo do aktywów netto Elektrowni Ostrołęka Sp. z o.o. Biorąc powyższe pod uwagę inwestycja została zaklasyfikowana jako wspólne przedsięwzięcie i jest ujmowana metodą praw własności.

W celu zapewnienia spółce odpowiednich środków finansowych, Energa S.A. i ENEA S.A. na podstawie umowy z 23 listopada 2017 r. udzieliły spółce Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. pożyczek w kwocie po 10 mln zł ENEA S.A. i Energa S.A. Pożyczka udzielona przez ENEA S.A. została spłacona. W wyniku przekształcenia, 27 lutego 2018 r. nastąpiła zmiana formy prawnej Spółki Elektrownia Ostrołęka ze spółki akcyjnej w spółkę z ograniczoną odpowiedzialnością. 26 marca 2018 r. Spółka zawarła Aneks do Umowy Inwestycyjnej, zgodnie z którym strony zwiększyły szacunkowe, łączne nakłady inwestycyjne wynikające ze zobowiązań, jakie zostaną zaciągnięte na Etapie Rozwoju projektu Ostrołęka C, czyli do czasu wydania polecenia rozpoczęcia prac (ang. NTP – notice to proceed) dla Generalnego Wykonawcy. Nakłady inwestycyjne przypadające na ENEA S.A. mogą wynieść ok. 226 mln zł. Zwiększenie nakładów inwestycyjnych wynika z potrzeby zapewnienia środków m. in. na prace organizacyjne, które wynikać będą z kontraktu z Generalnym Wykonawcą, inwestycje powiązane oraz funkcjonowanie spółki Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. W wyniku podwyższenia kapitału zakładowego spółki Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o., ENEA S.A. 29 marca 2018 r. objęła 350.000 udziałów w kapitale zakładowym o wartości 17.500 tys. zł. 30 marca 2018 r. ENEA S.A. wniosła wkład pieniężny na konto spółki celowej. Energa S.A. objęła 350.000 pozostałych udziałów. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS w dniu 30 lipca 2018 r.

W wyniku kolejnego podwyższenia kapitału zakładowego spółki Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o., w dniu 30 lipca 2018 r. ENEA S.A. 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 oczekuje na rejestrację w KRS. Po rejestracji podwyższenia udział ENEA S.A. w kapitale zakładowym spółki Elektrowni Ostrołęka Sp. z o.o. nie zmieni się i nadal będzie wynosić 50% gdyż nowe udziały w podwyższonym kapitale zakładowym obejmowane były przez ENEA S.A. i Energa S.A. proporcjonalnie do posiadanych udziałów, czyli w stosunku 50:50.

4 kwietnia 2018 r. Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. rozstrzygnęła postępowanie o udzielenie zamówienia publicznego pt. "Budowa Elektrowni Ostrołęka C o mocy ok. 1000 MW" poprzez wybór Konsorcjum GE Power Sp. z o.o. i Alstom Power System S.A.S, jako Generalnego Wykonawcy, który zaoferował wykonanie przedmiotu Zamówienia o parametrach określonych w ofercie za kwotę netto 5.049.729 tys. zł, brutto 6.023.035 tys. zł.

Rozstrzygnięcie Postępowania nie jest równoznaczne z:

- wyrażeniem zgody na zawarcie kontraktu z Generalnym Wykonawcą – do wyrażenia takiej zgody konieczna jest bowiem między innymi uprzednia zgoda Rady Nadzorczej Emitenta;
- wyrażeniem zgody na wydanie polecenia rozpoczęcia prac (ang. NTP – notice to proceed) - wydanie NTP wymaga bowiem między innymi uprzedniej zgody Rady Nadzorczej Emitenta oraz uprzedniego wyrażenia kierunkowej zgody przez Walne Zgromadzenie Emitenta na przystąpienie do Etapu Budowy.

Szacuje się, że nakłady inwestycyjne w związku z zawarciem umowy pomiędzy Zamawiającym, a Generalnym Wykonawcą, do czasu wydania NTP nie przekroczą równowartości 4% ceny objętej umową. 6 lipca 2018 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. wyraziło zgodę na zawarcie Umowy o zamówienie publiczne z Generalnym Wykonawcą: Konsorcjum GE Power Sp. z o.o. – Lider Konsorcjum oraz ALSTOM Power Systems S.A.S., wyłonionym w ramach przeprowadzonego przez spółkę postępowania o udzielenie sektorowego zamówienia publicznego w trybie dialogu konkurencyjnego pn. "Budowa Elektrowni Ostrołęka C o mocy ok. 1000 MW". Podpisanie przez Zarząd Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. Umowy z Generalnym Wykonawcą: Konsorcjum GE Power Sp. z o.o. – Lider Konsorcjum oraz ALSTOM Power Systems S.A.S. nastąpiło 12 lipca 2018 r.

W dniu 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 1000 MW, opalanego węglem kamiennym. 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 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 kapitał wnoszony do Spółki przez Fundusz, a pozostała kwota przypadać będzie na inne formy finansowania.

## Dokapitalizowanie Polskiej Grupy Górniczej S.A.

W związku z procesem pozyskiwania inwestorów kapitałowych przez Katowicki Holding Węglowy S.A., w lipcu 2016 r. ENEA S.A. rozpoczęła rozmowy z potencjalnymi inwestorami dotyczące możliwości realizacji potencjalnej Inwestycji oraz jej potencjalnych parametrów. 28 października 2016 r. ENEA S.A. podpisała z Węglokoks S.A. i Towarzystwem Finansowym Silesia Sp. z o.o. (Inwestorzy) list intencyjny wyrażający wstępne zainteresowanie zaangażowaniem finansowym w Katowicki Holding Węglowy S.A. lub aktywa KHW. W związku z zainteresowaniem Polskiej Grupy Górniczej S.A. (PGG) nabyciem wybranych aktywów Katowickiego Holdingu Węglowego S.A. oraz rozpoczęciem procesu dokapitalizowania PGG, ENEA S.A. przeprowadziła wraz z dotychczasowymi Udziałowcami PGG niezbędne analizy przedstawionego przez PGG Biznes Planu i wyraziła zainteresowanie zaangażowaniem kapitałowym w Polskiej Grupie Górniczej S.A. 30 marca 2017 r. Rada Nadzorcza ENEA S.A. wyraziła zgodę na przystąpienie Spółki do Polskiej Grupy Górniczej S.A. i objęcie przez nią nowych udziałów w kapitale PGG o wartości nominalnej 300 mln zł w zamian za wkład pieniężny w kwocie 300 mln zł.

31 marca 2017 r. Spółka zawarła:

- umowę inwestycyjną określającą warunki inwestycji finansowej w PGG (Umowa Inwestycyjna),
- porozumienie zawarte pomiędzy Inwestorami dotyczące sprawowania wspólnej kontroli nad PGG (Aneks nr 1 do Porozumienia dotyczącego Polskiej Grupy Górniczej).

### Umowa Inwestycyjna

Stronami Umowy Inwestycyjnej są: ENEA S.A., ENERGA Kogeneracja Sp. z o.o., PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A., PGNiG TERMIKA S.A., Węglokoks S.A., Towarzystwo Finansowe Silesia Sp. z o.o., Fundusz Inwestycji Polskich Przedsiębiorstw Fundusz Inwestycyjny Zamknięty Aktywów Niepublicznych (Inwestorzy) oraz PGG. Umowa Inwestycyjna przewidywała, że PGG nabędzie wybrane aktywa górnicze od Katowickiego Holdingu Węglowego S.A. na podstawie umowy przyrzeczonej, której zawarcie nastąpiło 1 kwietnia 2017 r. Umowa Inwestycyjna reguluje sposób przeprowadzenia inwestycji i przystąpienia Spółki do PGG, zasad funkcjonowania PGG oraz jej organów, a także zasady wyjścia stron z inwestycji w PGG. W ramach dokapitalizowania PGG ENEA S.A. zobowiązała się do objęcia nowych udziałów PGG o łącznej wartości nominalnej 300 mln zł w zamian za wkład pieniężny w kwocie 300 mln zł w trzech etapach:

- a) w ramach pierwszego etapu Spółka objęła nowe udziały PGG o łącznej wartości nominalnej 150 mln zł w zamian za wkład pieniężny w kwocie 150 mln zł. Po objęciu tych udziałów Spółka posiadała 4,39% udziału w kapitale zakładowym PGG. Pierwsze dokapitalizowanie nastąpiło w kwietniu 2017 r.
- b) w ramach drugiego etapu Spółka objęła nowe udziały PGG o łącznej wartości nominalnej 60 mln zł w zamian za wkład pieniężny w kwocie 60 mln zł. Po objęciu tych udziałów Spółka posiadała 5,81% udziału w kapitale zakładowym PGG. Drugie dokapitalizowanie nastąpiło w czerwcu 2017 r.
- c) w ramach trzeciego etapu Spółka objęła w drodze subskrypcji prywatnej akcje serii B spółki PGG o łącznej wartości nominalnej 90 mln zł, opłacone w całości wkładem pieniężnym w kwocie 90 mln zł. ENEA S.A. zwiększyła swój udział w kapitale zakładowym do 7,66 %. Trzecie dokapitalizowanie nastąpiło w styczniu 2018 r.

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

### Porozumienie Inwestorów

31 marca 2017 r. Inwestorzy: ENERGA Kogeneracja Sp. z o.o., PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A., PGNiG TERMIKA S.A. oraz Fundusz Inwestycji Polskich Przedsiębiorstw Fundusz Inwestycyjny Zamknięty Aktywów Niepublicznych oraz ENEA S.A. zawarli Porozumienie, regulujące sposób uzgadniania wspólnego stanowiska Stron w zakresie decyzji dotyczących Spółki oraz sprawowania wspólnej kontroli nad spółką. Porozumienie dla ENEA S.A. zawarto pod warunkiem uzyskania zgody Prezesa UOKiK na przejęcie wspólnej kontroli nad Spółką. Zgoda UOKiK, o której mowa w zdaniu powyższym, została wydana 22 grudnia 2017 r. Jednocześnie, 31 marca 2017 r. został rozwiązany list intencyjny podpisany 16 października 2016 r. przez ENEA S.A., Węglokoks S.A. i Towarzystwo Finansowe Silesia Sp. z o.o. dotyczący analizowanej wcześniej inwestycji kapitałowej w Katowicki Holding Węglowy S.A.

## 2.3. Obszary

### WYDOBYCIE

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



### DYSTRYBUCJA

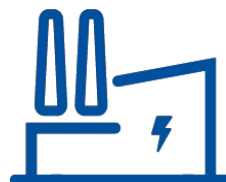
- Dostarczanie energii elektrycznej
- Planowanie i zapewnianie rozbudowy sieci dystrybucyjnej
- Eksploatacja, konserwacja i remonty sieci dystrybucyjnej
- Zarządzanie danymi pomiarowymi



## OBSZARY BIZNESOWE GRUPY ENEA

### 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:

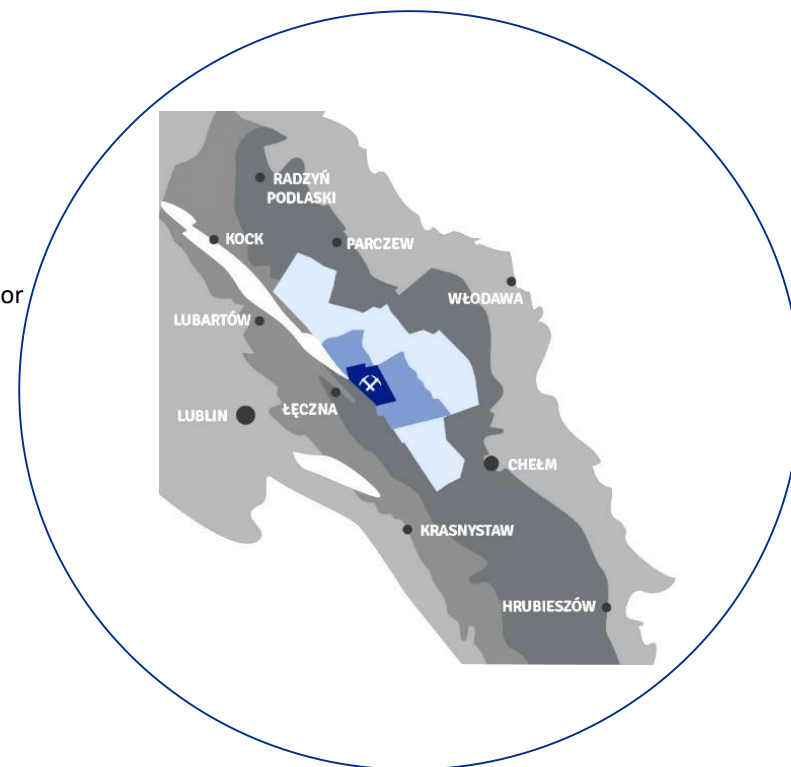
- Optymalizacja portfela kontraktów hurtowych energii elektrycznej i paliwa gazowego
- Działania na rynkach produktowych
- Zapewnienie dostępu do rynków hurtowych



## Wydobycie



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 wydobywania 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	1H 2017	1H 2018	Zmiana
Produkcja netto [tys. ton]	4 558	4 519	-0,9%
Sprzedaż węgla [tys. ton]	4 662	4 341	-6,9%
Zapasy (na koniec okresu) [tys. ton]	21	202	861,9%
Roboty chodnikowe [km]	15,0	19,7	31,3%

## 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 <sub>e</sub> ]	Moc osiągnięta elektryczna [MW <sub>e</sub> ]	Moc zainstalowana cieplna [MW <sub>t</sub> ]
Elektrownia Kozienice	4 071,8	4 016,0	125,4
Elektrownia Połaniec	1 837,0	1 882,0	130,0
Elektrociepłownia Białystok	203,5	156,6	383,7
Farmy Wiatrowe Bardy, Darżyno i Baczyna	70,1	70,1	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	150,4
PEC Oborniki	0,0	0,0	30,4
ENEA Ciepło	0,0	0,0	185,0
<b>Razem</b>	<b>6 256,6</b>	<b>6 196,1</b>	<b>1008,0</b>

### Dane dotyczące ENEA Wytwarzanie

Wyszczególnienie	1H 2017	1H 2018	Zmiana	2Q 2017	2Q 2018	Zmiana
<b>Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej (netto) [GWh], w tym:</b>	<b>6 645</b>	<b>8 001</b>	<b>20,4%</b>	<b>3 183</b>	<b>3 870</b>	<b>21,6%</b>
<b>Produkcja netto ze źródeł konwencjonalnych [GWh], w tym:</b>	<b>6 434</b>	<b>7 786</b>	<b>21,0%</b>	<b>3 092</b>	<b>3 779</b>	<b>22,2%</b>
ENEA Wytwarzanie (z wyłączeniem współspalania biomasy)	6 214	7 624	22,7%	3 015	3 746	24,2%
ENEA Wytwarzanie - Segment Ciepło (Elektrociepłownia Białystok - z wyłączeniem spalania biomasy)	185	127	-31,4%	61	17	-72,1%
MEC Piła	35	35	0,0%	16	16	0,0%
<b>Produkcja z odnawialnych źródeł energii netto [GWh], w tym:</b>	<b>211</b>	<b>215</b>	<b>1,9%</b>	<b>91</b>	<b>91</b>	<b>0,0%</b>
Spalanie biomasy	40	67	67,5%	9	29	222,2%
ENEA Wytwarzanie - Segment OZE (elektrownie wodne)	76	97	27,6%	35	40	14,3%
ENEA Wytwarzanie - Segment OZE (farmy wiatrowe)	90	48	-46,7%	44	21	-52,3%
ENEA Wytwarzanie - Segment OZE (biogazownie)	5	3	-40,0%	3	1	-66,7%
<b>Produkcja ciepła brutto [TJ]</b>	<b>3 022</b>	<b>2 983</b>	<b>-1,3%</b>	<b>847</b>	<b>621</b>	<b>-26,7%</b>

### Dane dotyczące ENEA Elektrownia Połaniec

Wyszczególnienie	1H 2017	w tym GK ENEA*	1H 2018	2Q 2017	2Q 2018
<b>Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej (netto) [GWh], w tym:</b>	<b>4 447</b>	<b>2 692</b>	<b>4 792</b>	<b>2 398</b>	<b>2 587</b>
ENEA Elektrownia Połaniec – produkcja netto ze źródeł konwencjonalnych	3 368	2 050	4 105	1 844	2 149
ENEA Elektrownia Połaniec – produkcja z odnawialnych źródeł energii (spalanie biomasy – zielony blok)	733	486	593	419	383
ENEA Elektrownia Połaniec – produkcja z odnawialnych źródeł energii (współspalanie biomasy)	346	156	94	135	55
<b>Produkcja ciepła brutto [TJ]</b>	<b>1 247</b>	<b>702</b>	<b>1 228</b>	<b>594</b>	<b>570</b>

\*14 marca – 31 marca 2017 r. w GK ENEA

## Darmowy przydział CO<sub>2</sub>



### Kozienice

Darmowy przydział CO <sub>2</sub> [t] /energia elektryczna/	Rok 2013	Rok 2014	Rok 2015	Rok 2016	Rok 2017	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	20 638 746
Elektrownia Kozienice Bl. 11	0	0	0	411 338	1 245 072	1 656 410
Elektrownia Kozienice - przydział otrzymany*	5 428 606	4 719 575	2 843 957	3 008 656	2 321 834	18 322 628

Darmowy przydział CO <sub>2</sub> [t] /ciepło/	Rok 2013	Rok 2014	Rok 2015	Rok 2016	Rok 2017	Suma
Elektrownia Kozienice - zg. z rozp. RM z dn. 31.03.2014	26 297	23 434	20 673	18 035	15 546	103 985
Elektrownia Kozienice - przydział otrzymany*	26 297	23 434	20 673	18 035	15 546	103 985

\* przydział otrzymywany z rocznym przesunięciem



### Białystok

Darmowy przydział CO <sub>2</sub> [t] /energia elektryczna/	Rok 2013	Rok 2014	Rok 2015	Rok 2016	Rok 2017	Suma
Elektrociepłownia Białystok - zg. z rozp. RM z dn. 8.04.2014	260 483	240 789	209 291	159 247	120 506	990 316
Elektrociepłownia Białystok - przydział otrzymany*	260 483	240 789	161 766	127 514	74 054	864 606

Darmowy przydział CO <sub>2</sub> [t] /ciepło/	Rok 2013	Rok 2014	Rok 2015	Rok 2016	Rok 2017	Suma
Elektrociepłownia Białystok - zg. z rozp. RM z dn. 31.03.2014	253 400	212 489	175 707	142 958	123 118	907 672
Elektrociepłownia Białystok - przydział otrzymany*	253 400	212 489	175 719	142 941	123 074	907 623

\* przydział otrzymywany z rocznym przesunięciem



### Połaniec

Darmowy przydział CO <sub>2</sub> [t] /energia elektryczna/	Rok 2013	Rok 2014	Rok 2015	Rok 2016	Rok 2017	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	10 250 066
El. Połaniec - przydział otrzymany*	2 696 073	2 492 243	2 166 221	204 565	0	7 559 102

Darmowy przydział CO <sub>2</sub> [t] /ciepło/	Rok 2013	Rok 2014	Rok 2015	Rok 2016	Rok 2017	Suma
El. Połaniec - zg. z rozp. RM z dn. 31.03.2014	147 268	143 262	139 398	135 852	132 571	698 351
El. Połaniec - przydział otrzymany*	147 268	143 262	139 398	135 852	132 571	698 351

\* przydział otrzymywany z rocznym przesunięciem

## Wytwarzanie

### Sprzedaż energii elektrycznej

#### ENE A Wytwarzanie

Wolumen sprzedaży energii elektrycznej w ENE A Wytwarzanie w okresie 1H 2018 wyniósł 11.236 GWh, z czego 215 GWh to energia z OZE. Sprzedaż była realizowana przez poszczególne segmenty w zależności od obowiązków ustawowych i zawartych umów.

#### ENE A Elektrownia Połaniec

W okresie 1H 2018 wolumenowa wysokość sprzedaży energii elektrycznej w ENE A Elektrownia Połaniec wyniosła 6.206 GWh, z czego 593 GWh to energia z OZE (zielony blok).

### Zakup energii elektrycznej na rynku hurtowym

#### ENE A Wytwarzanie

W okresie 1H 2018 wolumenowa wysokość zakupów energii elektrycznej w Elektrowni Kozienice wyniosła 3.235 GWh. Zakupów dokonano na potrzeby działalności w zakresie obrotu energią 1.776 GWh. Dodatkowo w ramach działania Rynku Bilansującego dokonano zakupu energii w wysokości 1.441 GWh. W Segmencie Ciepło wolumen zakupów w okresie 1H 2018 wyniósł 18 GWh - zakup na Rynku Bilansującym to 11 GWh, zakup w obrocie to 7 GWh. Co do zasady obrót energią (sprzedaż = zakup) jest realizowany w ramach możliwości rynkowych gwarantujących osiągnięcie zakładanego efektu finansowego oraz w celu ograniczenia skutków awarii (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 obli ga 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 obli ga). Zakup energii elektrycznej w ramach obrotu w okresie 1H 2018 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.

#### ENE A Elektrownia Połaniec

W okresie 1H 2018 wolumenowa wysokość zakupów energii elektrycznej w ENE A Elektrownia Połaniec wyniosła 1.414 GWh (w tym faktyczny zakup 1.405 GWh oraz dodatkowa korekta wynikająca z zakupów energii z poprzednich okresów na poziomie 9 GWh).



## Zaopatrzenie w paliwa

### ENEA Wytwarzanie w Elektrowni Kozienice

Rodzaj paliwa	1H 2017		1H 2018		Zmiana	
	Ilość [tys. ton]	Koszt <sup>1)</sup> [mln zł]	Ilość [tys. ton]	Koszt <sup>1)</sup> [mln zł]	Ilość	Koszt
Węgiel kamienny	3 265	672	3 311	736	1,4%	9,5%
Biomasa	99	13	142	25	43,4%	92,3%
Olej opałowy (ciężki) <sup>2)</sup>	4	5	4	5	0%	0%
Olej opałowy (lekki) <sup>3)</sup>	0	0	5	13	0%	0%
Gaz [tys. m <sup>3, 4)</sup> ]	8 863	10	8 808	10	-0,6%	0,0%
<b>RAZEM</b>		<b>700</b>		<b>789</b>		

<sup>1)</sup> Z transportem

<sup>2)</sup> Paliwo rozpałkowe w Elektrowni Kozienice

<sup>3)</sup> Paliwo rozpałkowe Bloku 11

<sup>4)</sup> 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 pierwszego półrocza 2018 r. była spółka LW Bogdanka S.A. Ponadto, dostawy węgla były realizowane przez Polską Grupę Górniczą S.A., Węglkokoks S.A. i Jastrzębską Spółkę Węglową S.A. W Elektrowni Kozienice w okresie pierwszego półrocza 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 wierzby energetycznej, pozostałości z produkcji rolnej oraz peletu z łuski słonecznika. W okresie styczeń – czerwiec 2018 r. ilość dostarczonej biomasy wyniosła ok. 142,4 tys. ton, a dostawy realizowane były przez 13 podmiotów. Były one nieznacznie mniejsze niż w identycznych okresach w latach ubiegłych z powodu m.in.: długotrwałej awarii urządzeń jednego z kotłów biomasowych. Ponad 42 tys. ton biomasy dostarczone zostało na teren ENEA Wytwarzanie - Segment Ciepło transportem kolejowym. W okresie pierwszego półrocza 2018 r. dostawy węgla do ENEA Wytwarzanie - Segment Ciepło były głównie realizowane przez LW Bogdanka (ponad 96% ogółu dostaw) oraz Polską Grupę Górniczą S.A.

## Zaopatrzenie w paliwa

### ENEA Elektrownia Połaniec

Rodzaj paliwa	1H 2017		1H 2018	
	Ilość [tys. ton]	Koszt <sup>1)</sup> [mln zł]	Ilość [tys. ton]	Koszt <sup>1)</sup> [mln zł]
Węgiel kamienny	1589,2	307,7	1999,9	450,9
Biomasa	819,8	138,3	589,8	121,3
Olej opałowy	3,3	5,8	4,2	7,3
<b>RAZEM</b>	<b>2412,3</b>	<b>451,8</b>	<b>2593,9</b>	<b>579,5</b>

<sup>1)</sup>Z transportem

Głównym dostawcą węgla dla Elektrowni Połaniec w okresie styczeń – czerwiec 2018 r. była spółka LW Bogdanka S.A.

## Transport węgla

### ENEA Wytwarzanie

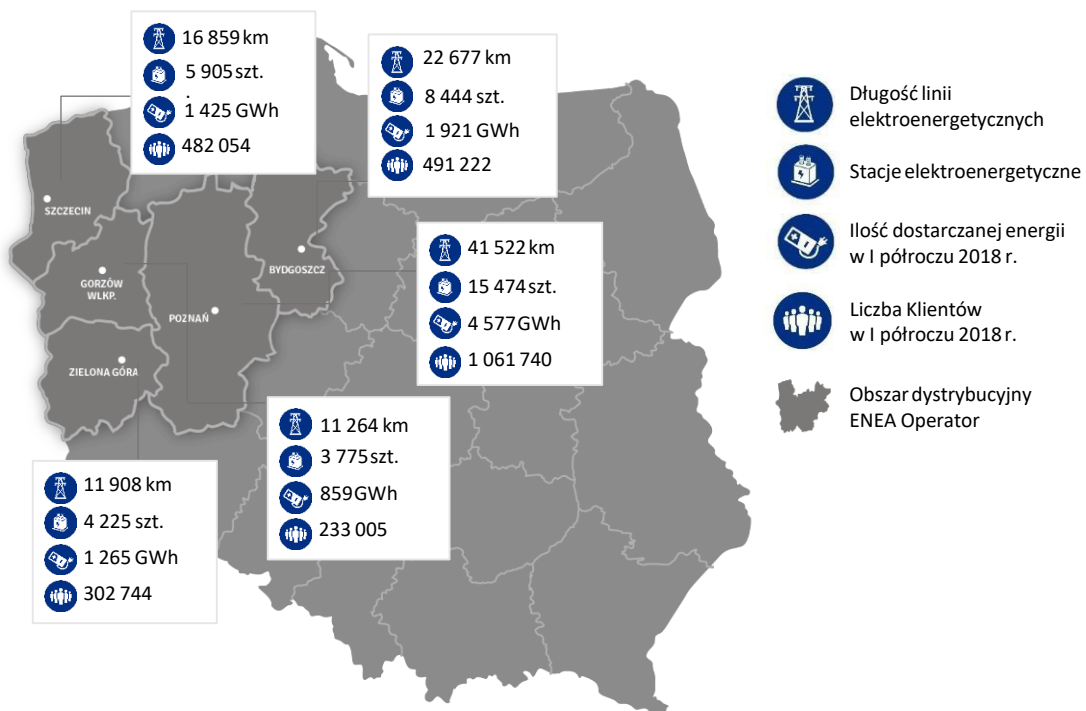
#### Elektrownia Kozienice

Jedynym środkiem transportu wykorzystywanym dla dostaw węgla kamiennego do Elektrowni Kozienice w okresie styczeń – czerwiec 2018 r. był transport kolejowy realizowany w głównej mierze przez PKP Cargo S.A.

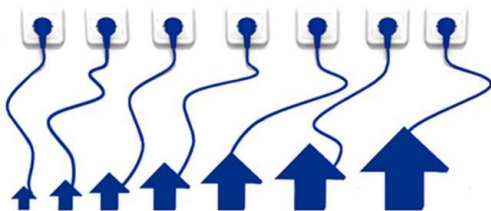
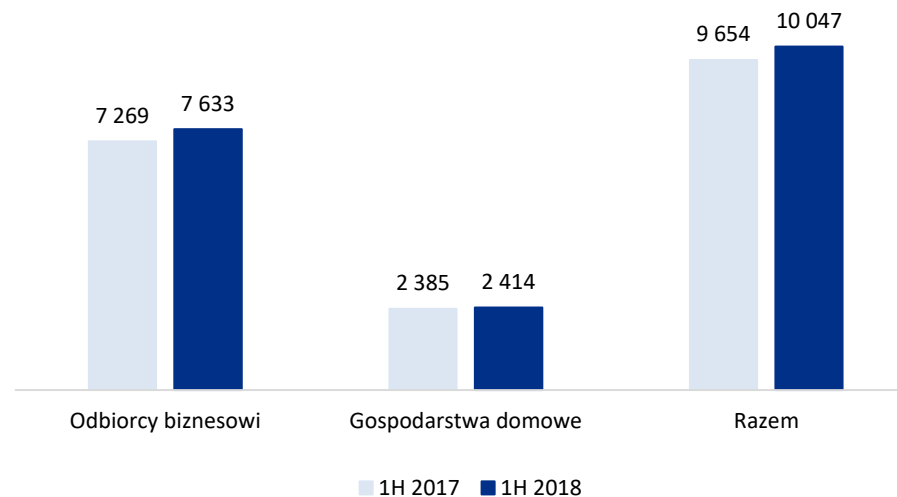
### ENEA Elektrownia Połaniec

Transport węgla w ENEA Elektrownia Połaniec w trakcie pierwszych 6 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.]
- **840,05** - Liczba przyłączy [tys. szt.]
- **18,14** - Długość przyłączy [tys.km]

## Wskaźniki techniczne

Wyszczególnienie:	1H 2017	1H 2018	Zmiana
SAIDI przerwy planowane i nieplanowane z katastrofalnymi (WN, SN) [minuty]	76,62	81,82	6,79%
SAIFI przerwy planowane i nieplanowane z katastrofalnymi (WN, SN) [szt.]	1,44	1,60	11,11%

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 II kwartale 2018 roku wskaźniki osiągnęły wyższy poziom w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego, gdyż uwzględniają one więcej krytycznych zjawisk pogodowych, które miały miejsce w styczniu (18-19 stycznia 2018 r.) oraz w czerwcu (21 czerwca 2018 r.).

Wyszczególnienie:	1H 2017	1H 2018	Zmiana
% realizacji umów w terminie ref. 18 m-cy (IV gr.) [%]	97,37	99,54	2,23%
% realizacji umów w terminie ref. 18 m-cy (V gr.) [%]	97,71	99,10	1,43%

## Pozostałe wskaźniki techniczne

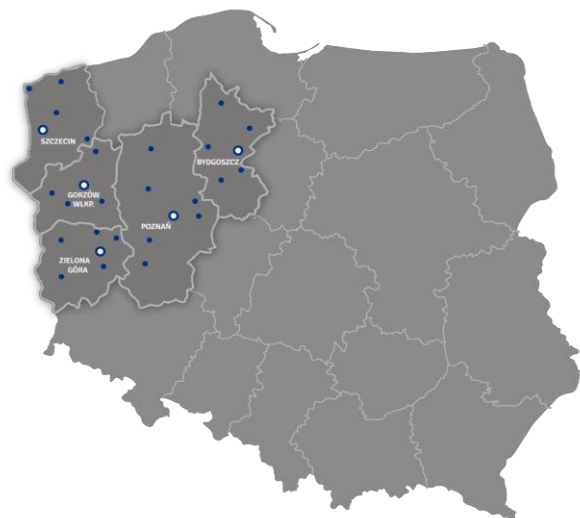
Wyszczególnienie:	1H 2017	1H 2018	Zmiana
Wskaźnik strat sieciowych [%]	5,86	5,75	-0,11p.p

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

## Sprzedaż usług dystrybucyjnych

Wyszczególnienie:	1H 2017	1H 2018	Zmiana
Sprzedaż usług dystrybucyjnych [GWh]	9 654	10 047	4,07%
Liczba odbiorców na koniec okresu [szt.]	2 535 437	2 570 765	1,39%

# Obrót



## 32 Nowoczesne Biura Obsługi Klienta

● Biura Obsługi Klienta

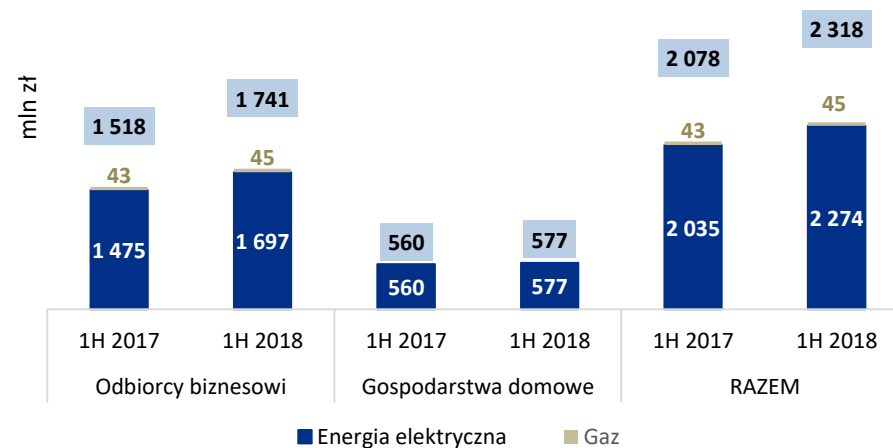
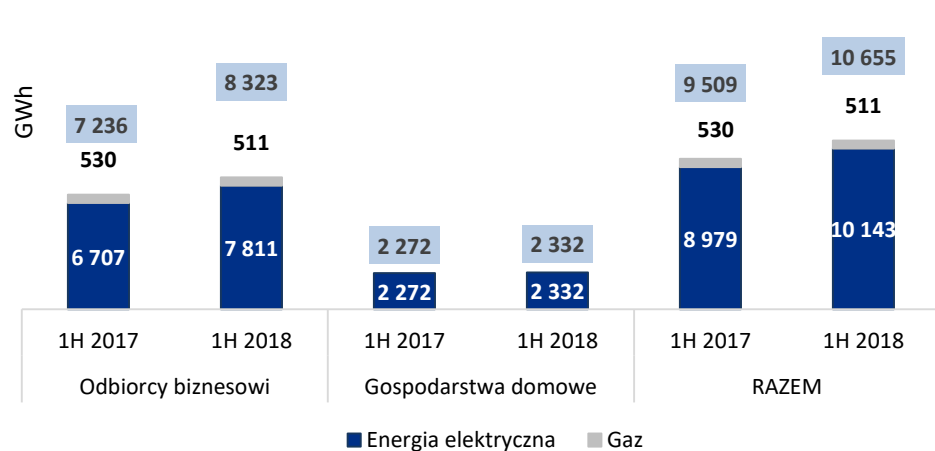
Obszar dystrybucji ENEA Operator

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

W I półroczu 2018 r. w stosunku do analogicznego okresu 2017 r. nastąpił istotny wzrost łącznego wolumenu sprzedaży o 1.146 GWh, tj. o ponad 12%. Wzrost wolumenu sprzedaży dotyczył sprzedaży energii elektrycznej (o 1.164 GWh, tj. o blisko 13 %). Łączny wzrost wolumenowy sprzedaży przełożył się na zwiększenie łącznych przychodów ze sprzedaży o 241 mln zł, tj. o blisko 12% w stosunku do analogicznego okresu 2017 r.

### Sprzedaż 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]

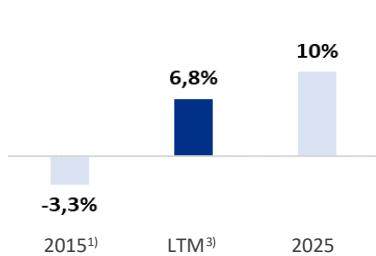
Obszar	2016-2025	2026-2030
Wydobycie	3 712	2 080
Dystrybucja	9 501	5 193
Wytwarzanie	4 808	504
Pozostałe	403	153
<b>łącznie podstawowy budżet inwestycyjny GK ENEA</b>	<b>18 424</b>	<b>7 930</b>
Potencjał CAPEX <sup>1)</sup>	6 176	5 320
Zwiększenie potencjału inwestycyjnego <sup>2)</sup>	3 200	2 500
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

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

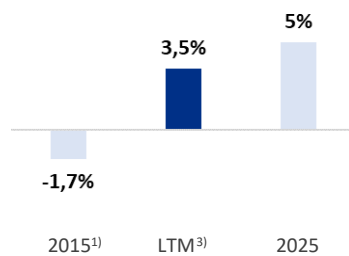
<sup>2)</sup> Zwiększenie potencjału inwestycyjnego o 5,7 mld zł w wyniku realizacji innowacyjnych inicjatyw strategicznych (wzrost EBITDA)

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

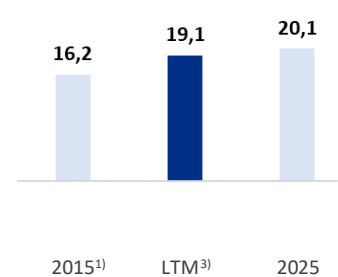
Wskaźnik rentowności kapitału (ROE)



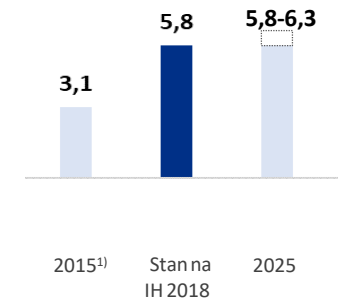
Wskaźnik rentowności aktywów (ROA)



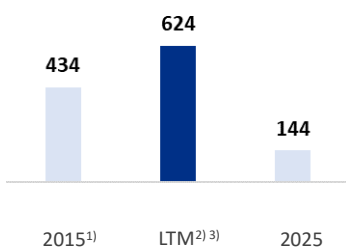
Sprzedaż energii elektrycznej do klientów końcowych [TWh]



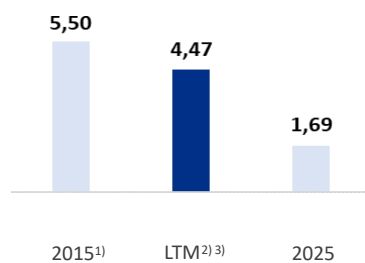
Zainstalowane konwencjonalne moce wytwórcze [GW]



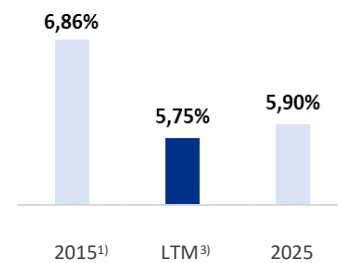
Wskaźnik SAIDI [minuty]



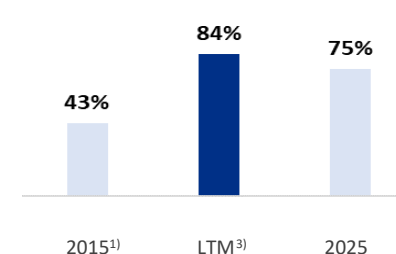
Wskaźnik SAIFI



Wskaźnik strat sieciowych w dystrybucji



Wskaźnik zużycia węgla kamiennego z własnych aktywów wydobywczyc na potrzeby własne



<sup>1)</sup> Rok odniesienia

<sup>2)</sup> Wzrost wskaźników na skutek zjawisk pogodowych o niespotykanej sile

<sup>3)</sup> LTM obejmujący okres II H 2017 – I H 2018

## 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"> <li>(+) Stabilizacja ceny węgla</li> <li>(+) Budowa nowych chodników</li> <li>(-) Wzrost kosztów stałych (wynagrodzenia i materiały)</li> <li>(-) Remonty tras kolejowych</li> <li>(-) Utrudnienia geologiczne 1Q 2018</li> </ul>
Wytwarzanie	Pod presją	<ul style="list-style-type: none"> <li>(+) Wzrost wolumenu produkcji energii elektrycznej</li> <li>(-) Wyłączenia modernizacyjne bloków 9 i 10 w Elektrowni Kozienice</li> <li>(-) Niższy wolumen darmowych CO<sub>2</sub></li> <li>(-) Wzrost cen węgla oraz kosztów transportu</li> <li>(-) Wzrost cen CO<sub>2</sub> do historycznych poziomów</li> <li>(-) Wzrost kosztów stałych</li> </ul>
Dystrybucja	Stabilny	<ul style="list-style-type: none"> <li>(+) Wzrost wolumenu sprzedaży usług dystrybucji</li> <li>(+) Optymalizacja zarządzania majątkiem</li> <li>(+) Prace nad poprawą jakości usług (obniżenie wskaźników SAIDI i SAIFI)</li> <li>(-) Możliwe przesunięcie w czasie realizacji zadań inwestycyjnych rozliczanych w ramach Krajowego Planu Inwestycyjnego</li> </ul>
Obrót	Pod presją	<ul style="list-style-type: none"> <li>(+) Rozwój kanałów sprzedaży i oferty produktowej</li> <li>(+) Wzrost wolumenu sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom detalicznym</li> <li>(-) Postępująca erozja marży I w segmencie obrotu detalicznego</li> <li>(-) Wzrost kosztów obowiązków ekologicznych</li> <li>(-) Wycena kontraktów CO<sub>2</sub> do poziomu cen rynkowych przy historycznie wysokich cenach</li> </ul>



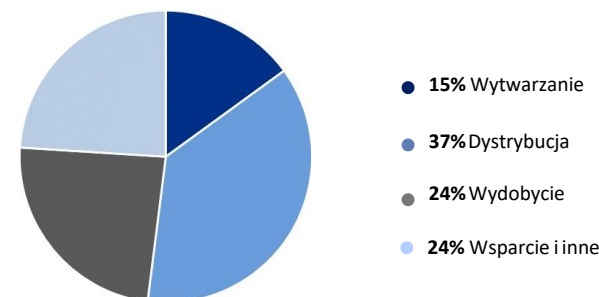
## 2.6. Realizowane działania i inwestycje

### Nakłady inwestycyjne w 1H 2018

Nakłady inwestycyjne [mln zł]	1H 2017	1H 2018	Stopień realizacji Planu	Plan 2018
Wytwarzanie	329,0	125,8	21,1%	596,0
Dystrybucja	343,6	300,9	31,1%	966,6
Wydobycie	139,6	199,5	40,2%	496,0
Wsparcie i inne	25,2	27,2	17,5%	155,5
Inwestycje kapitałowe	51,7	171,1	83,3%	205,3
<b>RAZEM wykonanie Planu</b>	<b>888,5</b>	<b>824,4</b>	<b>34,1%</b>	<b>2419,4</b>
Inwestycje kapitałowe <sup>1)</sup>	1 556,6	0	-	-
<b>RAZEM nakłady GK ENEA</b>	<b>2 445,1</b>	<b>824,4</b>	-	-

<sup>1)</sup> Nie ujęte w Planie rzeczowo-finansowym GK ENEA

### Nakłady inwestycyjne



### Inwestycje zrealizowane w 1H 2018

#### Wydobycie

- Pozyskanie nowych koncesji:
  - ubieganie się o koncesję na wydobycie w obszarze K-6 i K-7
- Utrzymanie parku maszynowego - zakup i montaż maszyn oraz urządzeń
- Inwestycje operacyjne - wykonanie 19,7 km wyrobisk
- Inne inwestycje rozwojowe i odtworzeniowe:
  - inwestycje odtworzeniowe w Zakładzie Przeróbki Mechanicznej Węgla, m.in. modernizacje konstrukcji stalowych oraz projekt na zabudowę separatora elektromagnetycznego
  - 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

##### ENEA Elektrownia Połaniec

- Uruchomiona instalacja SCR na bloku 4

#### 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

## Inwestycje oraz pozostałe działania planowane do końca 2018 roku oraz w kolejnych latach w ramach aktualnie posiadanych aktywów

### Wydobycie

<b>Inwestycje rozwojowe</b>	<p>Pozyskanie nowych koncesji:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>kontynuacja procesu ubiegania się o uzyskanie koncesji w obszarach K-6, K-7</li> </ul> <p>Utrzymanie parku maszynowego:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>zakup i montaż nowych maszyn i urządzeń</li> <li>modernizacja maszyn i urządzeń Powiększanie zasobów operacyjnych:</li> <li>koncepcja programowo przestrzenna OG Ludwin</li> <li>pozyskanie nieruchomości w związku z planami rozwojowymi kopalni</li> </ul>
<b>Inwestycje operacyjne</b>	<p>Nowe wyrobiska i modernizacja istniejących:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>wykonanie wyrobisk, głównie chodników przyścianowych, przecinek inwestycyjnych oraz pozostałych wyrobisk technologicznych i udostępniających, umożliwiających eksploatację ścian</li> <li>modernizacje wyrobisk górniczych</li> </ul>
<b>Inne inwestycje</b>	<p>Inne inwestycje rozwojowe i odtworzeniowe:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>rozbudowa obiektu unieszkodliwiania odpadów wydobywczych w Bogdance</li> <li>kontynuacja prac związanych z „Zintegrowanym systemem zarządzania produkcją” oraz projektem „Kopalnia Inteligentnych Rozwiązań”</li> <li>modernizacja wentylatorów głównych w szybie 1.4,</li> <li>modernizacja układu napędowego i sygnalizacji szybowej</li> <li>zabudowa żurawia wieżowego</li> <li>ochrona środowiska – odprowadzenie wód dołowych – rów opaskowy, projekt budowy pompowni na rowie RE Żelazny wraz z odprowadzeniem wód dołowych , pompownia na rowie C w Nadrybiu</li> </ul>

### Wytwarzanie

<b>ENEA Wytwarzanie</b>	<b>Kontynuowane</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dostosowanie ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o. Segment Elektrownie Systemowe do konkluzji BAT</li> <li>Modernizacja bloku nr 6</li> <li>Zabudowa instalacji odzotowania spalin SCR dla bloków nr 9-10 (zakończenie w 2019 r.)</li> </ul>
<b>ENEA Wytwarzanie</b>	<b>Segment Ciepło</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Odtworzenie turbozespołu TZ3 - Odtworzenie zdolności wytwórczych turbozespołu TZ3, zapewnienie bezawaryjnej pracy oraz utrzymanie właściwych parametrów pracy turbozespołu oraz układów i urządzeń pomocniczych.</li> </ul>
<b>ENEA Wytwarzanie</b>	<b>Segment OZE</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Poszukiwanie okazjnych projektów inwestycyjnych i akwizycyjnych</li> </ul>
<b>ENEA Elektrownia Połaniec</b>		<ul style="list-style-type: none"> <li>Prefabrykacje elementów turbiny nr 5 w ramach projektu Feniks blok 5</li> </ul>

### Dystrybucja

<b>Realizowane kluczowe inwestycje</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Realizacja programu rozwoju sieci inteligentnych</li> <li>Kontynuacja programu poprawy niezawodności pracy sieci</li> <li>Kontynuacja projektu System Informacji o Sieci</li> <li>Projekt „Innowacyjne usługi systemowe magazynów energii zwiększające jakość i wydajność wykorzystania energii elektrycznej – EnergyStore”</li> <li>Budowa i modernizacja szeregu elementów infrastruktury sieciowej, takich jak linie wysokiego, średniego i niskiego napięcia oraz stacje transformatorowe, w tym m.in.:             <ul style="list-style-type: none"> <li>Budowa GPZ Poznań Główna</li> <li>Budowa GPZ Suchy Las</li> <li>Budowa GPZ Kisielin</li> <li>Budowa GPZ Skwierzyna II</li> <li>Przebudowa GPZ Fordon wraz z budową drugostronnego zasilania stacji</li> <li>Przebudowa GPZ Chodzież</li> <li>Przebudowa GPZ Oborniki</li> <li>Przebudowa GPZ Dąbie</li> <li>Budowa linii kablowej 110 kV Dąbie – Zdroje</li> <li>Budowa linii kablowej 110 kV Bydgoszcz Śródmieście – Bydgoszcz Północ</li> <li>Przebudowa linii 110 kV Kościan – Śmigiel</li> <li>Przebudowa linii 110 kV Morzyczyn - Drawski Młyn</li> <li>Przebudowa linii 110 kV Gryfino – Żydowce</li> <li>Budowa GPZ Choszczno II i GPZ Recz</li> <li>Budowa GPZ Garbary oraz budowa linii 110 kV Garbary-Cytadela, Garbary-EC Karolin</li> <li>Budowa rozdzielni sieciowej Garaszewo oraz budowa linii 110 kV Kromolice - Nagradowice, Kromolice - Gądk, Kromolice – Swarzędz</li> <li>Budowa linii 110 kV Piła Krzewina - Miasteczko Krajeńskie oraz przebudowa GPZ Miasteczko Krajeńskie</li> <li>Przebudowa GPZ Wronki</li> <li>Przebudowa GPZ Piła Południe</li> <li>Przebudowa GPZ Żary</li> </ul> </li> </ul>
--	--

## Praca Bloku B-11 w 1H 2018

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



### Nowy blok o mocy 1.075 MWe w Elektrowni Kozienice

- 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 pozwoli zniwelować niedobory energii na rynku
- Wysoka sprawność wytwarzania energii
- Wysoka dyspozycyjność i niska awaryjność nowej jednostki
- Blok spełnia uwarunkowania przepisów ochrony środowiska

Blok 11	1H2018	2Q2018
Produkcja energii elektrycznej netto ( GWh)	2393	1054
Średnie miesięczne obciążenie netto ( MW )	687	691

## Status prac przy kluczowych projektach inwestycyjnych

Inwestycja	Status projektu	CAPEX 1H 2018 [mln zł]	Całkowity CAPEX [mln zł]	Zaawansowanie prac [%]	Planowany termin zakończenia
ENEA Wytwarzanie	Modernizacja bloku nr 10 w ramach Programu modernizacji bloków 2 x 500 MW	7,136	92,723	99%	2018
	Modernizacja bloku nr 9 w ramach Programu modernizacji bloków 2 x 500 MW	29,138	31,651	27%	2019
	Modernizacja bloku nr 6	2,261	2,261	20%	2018
	Dostosowanie ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o. Segment Elektrownie Systemowe do konkluzji BAT – Modernizacja Elektrofiltru bloku nr 6	0,211	0,697	15%	2018
Zabudowa instalacji katalitycznego odzotowania spalin wraz z modernizacją elektrofiltrów dla kotłów AP- 1650 bloków nr 9 i 10 w ramach Programu modernizacji bloków 2 x 500 MW	22,829	124,398	42%	2019	

Inwestycja	Status projektu	CAPEX 1H 2018 [mln zł]	Całkowity CAPEX [mln zł]	Zaawansowanie prac [%]	Planowany termin zakończenia	
<b>ENEA</b> Wytwarzanie	Zabudowa instalacji odsiarczania spalin kotłów K7 i K8	<p>Zawarto Umowę z NFOŚiGW na dofinansowanie inwestycji w formie kredytu. 29 września 2017 r. instalacja została oddana do eksploatacji.</p> <p>W I H 2018 r. kontynuowano prace związane z zakończeniem inwestycji, tj.:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Regulacja i optymalizacja pracy IOS przez Wykonawcę w celu osiągnięcia parametrów gwarantowanych.</li> <li>Montaż w gardzieli reaktora dodatkowego elementu, mającego na celu zmianę rozkładu przepływu w reaktorze oraz ocenę jego wpływu na prace instalacji.</li> <li>Test instalacji na sorbencie od innego dostawcy.</li> <li>W dniach 20-23 lutego 2018 r. wykonano powtórne pomiary parametrów gwarantowanych,</li> <li>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;</li> <li>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).</li> <li>Termin odbioru końcowego 19 kwietnia 2018 r.</li> <li>W dniu 24 kwietnia 2018 r. zawarto Porozumienie z Rafako regulujące kwestię usunięcia wad w instalacji.</li> <li>Przekazanie na majątek Spółki z dniem 1 maja 2018 r.</li> </ul>	6,608	85,783	97%	2018
	Zabudowa instalacji SCR - blok nr 4	Uruchomiona instalacja SCR blok 4	12,53	34,4	98%	2018
<b>ENEA</b> Elektrownia Połaniec	Projekt Feniks blok 5	<p>Wydane NTP dla modernizacji turbiny oraz NTP dla modernizacji generatora i dostawy nowego transformatora blokowego.</p> <p>W trakcie postępowanie przetargowe na wybór wykonawcy instalacji SCR.</p>	6,37	127,4	5%	2020

## Status prac przy kluczowych projektach inwestycyjnych



### Obszar Handlu Detalicznego

#### Działania realizowane w 1H 2018

- Rozszerzenie linii produktowej SMART HOME o pakiet Ogrzewanie,
- Uruchomienie nowej linii produktowej ENEA ECO,
- Promocja „Radosne 100 zł na wiosnę” dotycząca Strefy Zakupów ENEA,
- Uruchomienie sprzedaży produktu Energia + Fachowiec w nowej formule,
- Wprowadzenie nowych wzorców umownych uwzględniających wymagania RODO.



### Obszar Obsługi Klienta

- 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.



### Obszar Handlu Hurtowego

- 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 flotokonzentratów – zawarcie Umów na dostawę mułu do Koźienic i Połańca
- 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

## Działania do zrealizowania do końca 2018 r.



### Obszar Handlu Detalicznego

- Wprowadzenie oferty Dual Fuel dla gospodarstw domowych i małego biznesu,
- Rozwój linii produktowej ENEA ECO,
- U uruchomienie usługi zdalnej akwizycji i zarządzania danymi pomiarowymi,
- Badania Satysfakcji Klientów w obszarze B2C i B2B,
- Rozwój programu lojalnościowego STREFA ZAKUPU.



### Obszar Obsługi Klienta

- Kontynuacja projektu nowej wizualizacji Biur Obsługi Klienta.
- U uruchomienie funkcjonalności umawiania wizyt w Biurach Obsługi Klienta przez stronę [www.enea.pl](http://www.enea.pl) oraz przez konsultantów Contact Center.
- Wdrożenie elektronicznego długopisu do podpisywania umów w jednym pilotażowym Biurze Obsługi Klientów.
- Bazując na wdrożeniach z roku 2017 i maksymalizując zyski w obszarze obsługi Klienta planowany jest rozwój zdalnych kanałów obsługi Klienta, poprzez wprowadzenie szeregu udogodnień, takich jak: nowe kanały kontaktu, tj. wideoczat oraz masowa obsługa Klientów poprzez social media.
- U uruchomienie nowego Elektronicznego Biura Obsługi Klientów i wprowadzenie zmian na podstronach obsługowych serwisu [www.enea.pl](http://www.enea.pl) mające na celu usprawnienie zdalnej obsługi Klienta
- Wypracowanie koncepcji oraz podejmowanie działań zmierzających do budowania trwałych relacji z Klientami poprzez dostosowania kanałów kontaktu do preferencji Klientów (OmniKontakt), w tym obsługa Klienta w Contact Center w języku angielskim oraz dalszy rozwój usługi 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 nowy proces szkoleń wstępnych, zmiany w procesach przesyłania zgłoszeń na II linię wsparcia, automatyzację wstrzymania windykacji oraz nowy Standard Obsługi Klienta



### Obszar Handlu Hurtowego

- Zmiana podejścia do wartościowania działań zarządzania portfelem na rynku hurtowym
- Realizacja interdyscyplinarnego projektu wdrożenia rynku mocy mającego na celu maksymalizacji 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 kontraktacji 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 styczeń – czerwiec 2018 r. ENEA S.A. nie emitowała obligacji w ramach niniejszego programu. Na 30 czerwca 2018 r. wartość wyemitowanych w ramach ww. Programu obligacji wynosiła łącznie 1.500 mln zł.

#### 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 emisji obligacji (podpisaną 3 grudnia 2015 r.) o 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 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 czerwca 2018 r. do dyspozycji pozostaje kwota 550 mln zł.

30 %



Stopień wykorzystania  
źródła finansowania

21 %



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 czerwca 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., BZ 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.	920 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.	836 mln zł	- finansowanie niezabezpieczone na aktywach
		kredyt do 475 mln zł	czerwiec 2030 r.	475 mln zł	
		kredyt do 946 mln zł	wrzesień 2032 r.	946 mln zł	



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

Spółki Grupy Kapitałowej ENEA nie emitowały w I połowie 2018 r. papierów wartościowych. Zadłużenie nominalne z tytułu wyemitowanych przez ENEA S.A. obligacji na 30 czerwca 2018 r. wyniosło łącznie 5.563 mln zł.

### **Udzielone poręczenia i gwarancje**

W trakcie pierwszych sześciu miesięcy 2018 r. spółki z Grupy Kapitałowej ENEA nie udzielały poręczeń i gwarancji o wartości znaczącej. Na 30 czerwca 2018 r. łączna wartość poręczeń i gwarancji korporacyjnych udzielonych przez ENEA S.A. na zabezpieczenie zobowiązań spółek z Grupy Kapitałowej ENEA wyniosła 124,1 mln zł, natomiast łączna wartość gwarancji bankowych wystawionych na zlecenie ENEA S.A. i stanowiących zabezpieczenie zobowiązań spółek z Grupy Kapitałowej ENEA wyniosła 289,6 mln zł.

### **Transakcje zabezpieczające ryzyko stopy procentowej**

W ramach realizacji Polityki Zarządzania Ryzykiem Stóp Procentowych, w okresie sześciu 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 sporządzenia niniejszego raportu, spółki z Grupy Kapitałowej ENEA nie zawierały umów istotnych dla działalności Grupy.

### **Transakcje z podmiotami powiązanymi**

W okresie styczeń – czerwiec 2018 r. ENEA oraz jednostki od niej zależne nie zawierały z podmiotami powiązanymi transakcji na warunkach nierynkowych. Informacje o transakcjach z podmiotami powiązanymi zawartych przez ENEA lub jednostkę od niej zależną znajdują się w nocie 25 do skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej ENEA za okres od 1 stycznia do 30 czerwca 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 czerwca 2018 r. wynosiła 63,6 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 są wykupowane w ratach 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**

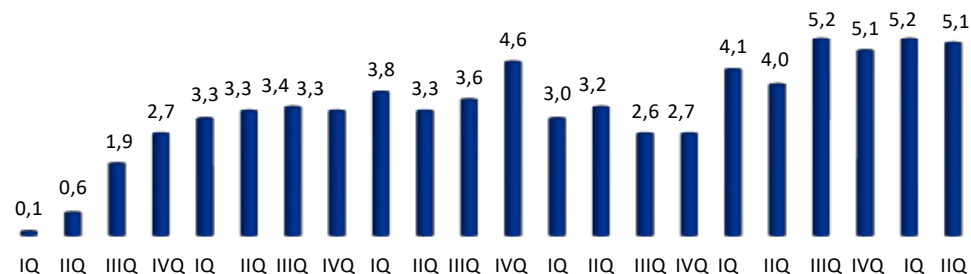
Wykonawcza Umowa Programu Emisji Obligacji na kwotę 350 mln zł została zawarta pomiędzy ENEA jako gwarantem, ENEA Operator jako emitentem oraz PKO Bankiem Polskim jako agentem. W ramach umowy ENEA Operator w dniu 28 września 2017 r. wyemitowała obligacje w kwocie 350 mln zł na zmiennej stopie procentowej WIBOR 3M plus marża. Spłata obligacji jest jednorazowa a termin wykupu przypada w grudniu 2019 r.

## 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 II kwartale 2018 r. (niewyrównany sezonowo) zwiększył się o 5,1% względem analogicznego kwartału 2017 roku.

### Dynamika PKB 2013-2018 [%]



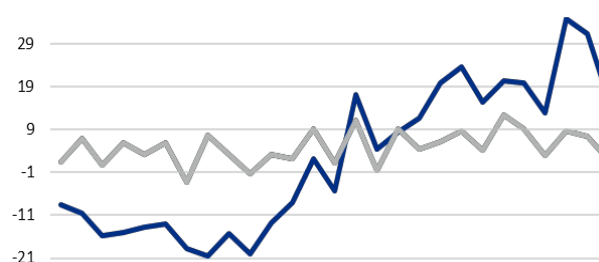
### Zgodnie z danymi GUS, w I półroczu 2018 r. w podstawowych obszarach gospodarki obserwowano tendencje wzrostowe.

Zgodnie z szacunkami GUS w I półroczu 2018 r. produkcja sprzedana przemysłu była wyższa niż przed rokiem o 6,2%. W drugim kwartale br. tempo wzrostu przyspieszyło. W I półroczu 2018 r. wyższa niż przed rokiem była sprzedaż w większości sekcji, z wyjątkiem górnictwa i wydobywania. Wzrost produkcji obserwowano we wszystkich głównych grupowaniach przemysłowych, najwyższy w zakresie dóbr związanych z energią. W okresie styczeń–czerwiec 2018 r. produkcja budowlano-montażowa zrealizowana na terenie kraju była o ok. 23,7% wyższa niż w roku poprzednim. Produkcja budowlano-montażowa wzrosła w znacznie szybszym tempie niż w całym 2017 r. Najbardziej zwiększyła się sprzedaż robót budowlanych w jednostkach specjalizujących się w budowie obiektów inżynierii lądowej i wodnej. W I półroczu 2018 r. ceny towarów i usług konsumpcyjnych wzrosły w skali roku w mniejszym stopniu niż przed rokiem. Dynamika cen konsumpcyjnych w drugim kwartale była nieco wyższa niż w pierwszym. W czerwcu 2018 roku obserwowano dalsze umocnienie tempa wzrostu cen konsumpcyjnych, na co wpłynęło m.in. znaczne przyspieszenie dynamiki cen towarów i usług w zakresie transportu. Ceny towarów i usług konsumpcyjnych w czerwcu 2018 r. były o 0,7% wyższe niż w grudniu ub. roku (wobec wzrostu o 0,8% przed rokiem).

Poniżej zamieszczono podstawowe dane makroekonomiczne dla lat 2015-2018.

Wyszczególnienie <sup>0</sup>	j.m.	2015	2016	2017	IH2018
PKB	zmiana w %	3,8	2,9	4,6	5,1
Produkcja sprzedana przemysłu	zmiana w %	6,0	3,6	6,6	6,2
Produkcja budowlano-montażowa	zmiana w %	3,7	-2,6	7,0	23,7
Inflacja	w %	-0,9	-0,6	2,0	0,7

### Dynamika miesięcznej produkcji krajowej 2016-2018 [%]



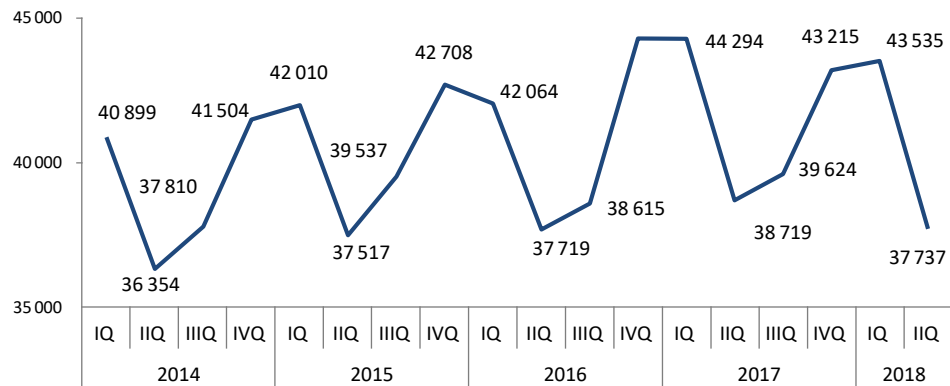
Źródło: <http://stat.gov.pl> oraz opracowanie GUS pn. *Informacja o sytuacji społeczno-gospodarczej kraju w I półroczu 2018 roku* oraz *Szybki szacunek produktu krajowego brutto za drugi kwartał 2018 roku*

## Sytuacja na rynku energii elektrycznej

### Produkcja energii elektrycznej

Zgodnie z danymi publikowanymi przez Polskie Sieci Energetyczne krajowa produkcja energii elektrycznej w I półroczu 2018 r. wyniosła 81.272 tys. GWh.

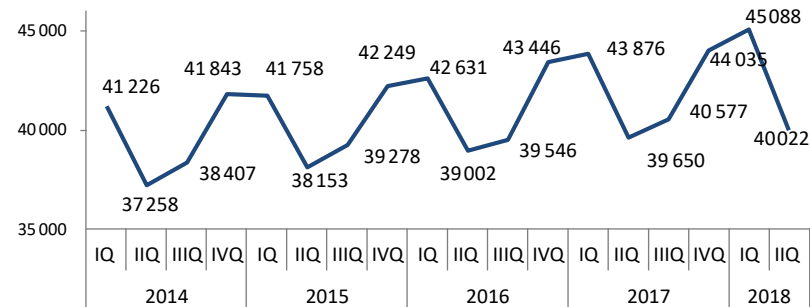
### Krajowa produkcja energii elektrycznej [GWh]



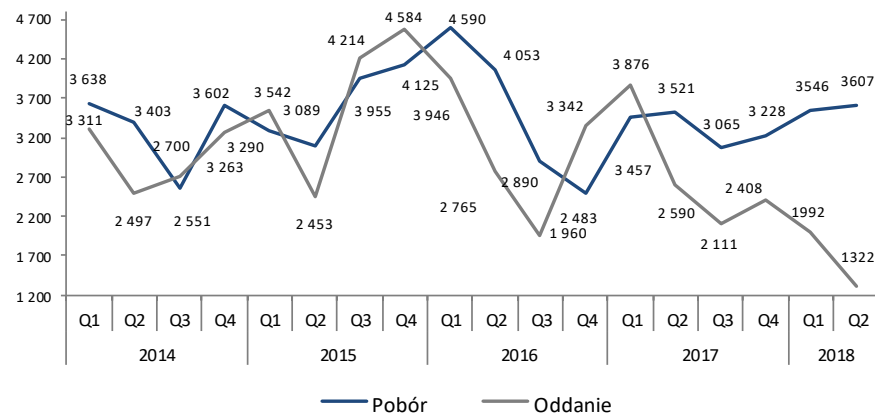
### Struktura produkcji energii elektrycznej (GWh)

Rodzaje elektrowni	IH 2017	IH 2018
Zawodowe na węglu kamiennym	40 005	39 957
Zawodowe na węglu brunatnym	26 554	24 194
Przemysłowe	5 137	5 005
Gazowe	3 172	4 789
Zawodowe wodne	1 371	1 356
Wiatrowe	6 697	5 830
Inne odnawialne	76	141

### Krajowe zużycie energii elektrycznej [GWh]



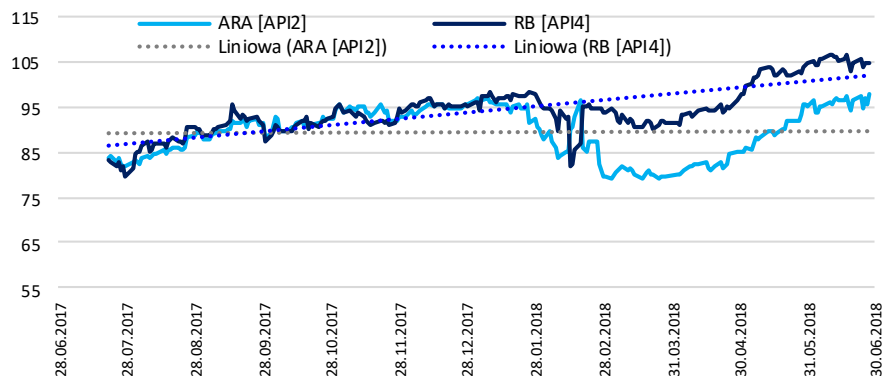
### Wymiana energii z zagranicą [GWh]



## Ceny rynkowe w I półroczu 2018 r.

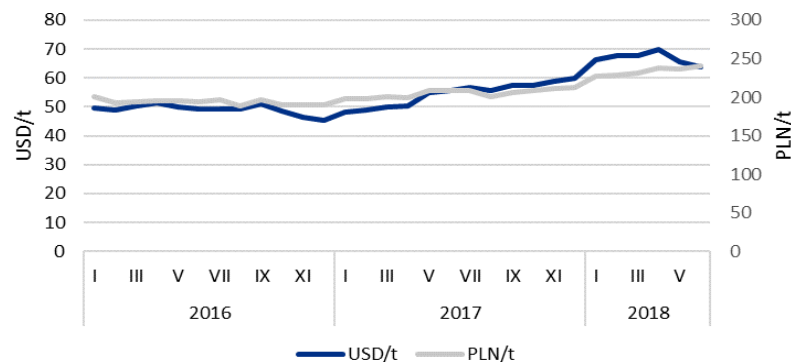
W pierwszym półroczu 2018 roku międzynarodowy rynek węgla poddany był trendowi wzrostowemu. O ile sytuacja w 1Q 2018 na światowym rynku węgla była zróżnicowana z tendencją do wzrostów w obszarze Azji-Pacyfiku i spadków w Europie, o tyle 2Q 2018 zdominowany był systematycznymi wzrostami cen i zakończył się przebicciem krytycznej bariery 100 USD za 1 tonę węgla energetycznego na światowych giełdach. Indeksy cenowe w okresie 1H 2018 osiągnęły nietypowe poziomy notowań w porze letniej, odpowiadającej obrazowi rynku węgla w miesiącach zimowych. W obszarze Azji-Pacyfiku czynnikami mającymi istotny wpływ na kształtowanie się cen węgla w okresie 1H 2018 były min. wysoki popyt w krajach Azji Płd. Wschodniej oraz Indii, zakłócenia w eksporcie australijskiego węgla oraz wprowadzenie restrykcji importowych przez Chiny celem stabilizacji cen i podaży krajowej. W Europie niski poziom generacji energii z OZE, wysokie ceny gazu i ropy oraz stosunkowo wysokie temperatury już we wczesnych porach wiosennych, powodowały wzrost zapotrzebowania na energię z węgla wspierając notowania cen surowca w portach ARA.

### Global Coal Spot Prices [USD/t]



Dynamika wzrostu cen w obszarze Azji-Pacyfiku była zdecydowanie wyższa w porównaniu z obszarem Atlantyku. W 1H 2018 średnia cena spot 1 tony węgla w portach ARA wynosiła 88,52 USD/t (+13,84% r/r) a ceny wahały się w przedziale 78-97 USD/t. Średnia cena spot 1 tony węgla południowo-afrykańskiego wyniosła 98,10 USD/t (+22,51% r/r) a notowania oscylowały w przedziale 81-106 USD/t. Pro-wzrostowy trend wskazuje również polski indeks dla węgla energetycznego PSCMI1. W I półroczu 2018r. koszt 1 tony węgla dla energetyki zawodowej wyniósł średnio 10,65 zł/GJ [+18,12% r/r]. Wysokie ceny węgla na rynku krajowym są pochodną niskiej podaży krajowej, wzrostu importu droższego węgla zza granicy, problemów wydobywczych w górnictwie oraz utrudnień w logistyce związanych z dostawami surowca do podmiotów wytwórczych.

### Polish Steam Coal Market Index – PSCMI1 [1H/18]



Źródło: zestawienie własne na bazie danych NBP & ARP. Prognoza

## Ceny hurtowej energii elektrycznej

Średnia cena na rynku SPOT w pierwszym półroczu 2018 r. była wyższa o 30,7% 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 ceny wpływ miały następujące czynniki:

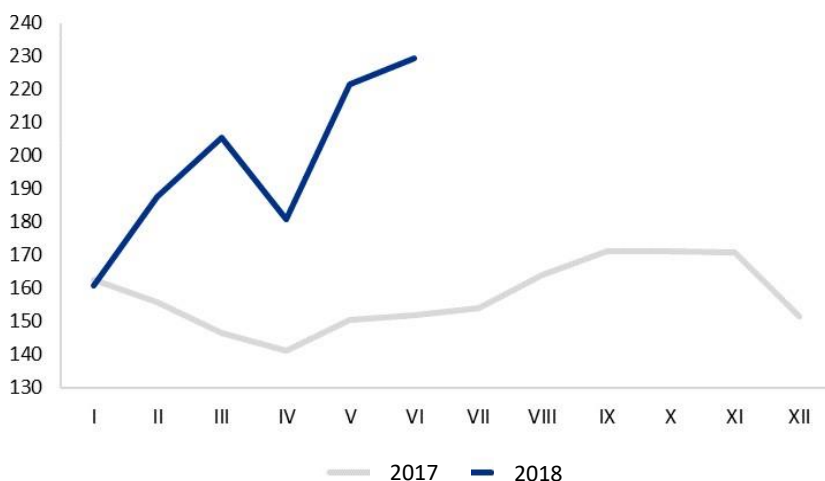
- niższy poziom dostępnej mocy w systemie KSE,
- niski poziom generacji energii przez elektrownie wiatrowe,
- duży wpływ warunków atmosferycznych - temperatura poniżej średnich wieloletnich w miesiącach luty-marzeń oraz powyżej w miesiącach kwiecień-czerwiec,
- zwiększenie zapotrzebowania,
- rosnące ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.

### Średnie ceny na rynku SPOT (TGE Rynek Dnia Następnego)

Okres	Średnia cena [zł/MWh]	Zmiana [%]
IH 2017	151,32	-
IH 2018	197,71	↑ 30,7%

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z TGE.

### Średnie ceny energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego



Na rynku terminowym 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 206,90 zł/MWh na koniec czerwca.

### 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 <sup>1)</sup>	206,90	↑ 16,5%	193,87	↑ 16,1%

<sup>1)</sup> na koniec czerwca 2018 r.

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

### Ceny i wolumeny transakcji - BASE Y-19



Tak silne wzrosty, nieobserwowane wcześniej na rynku, były zbieżne z silnymi wzrostami cen na krótszych terminach (w szczególności BASE Q-3-18 i BASE Q-4-18). Na rynku terminowym TGE obserwuje się zwiększoną płynność - porównując obroty w pierwszym półroczu 2017 r. i 2018 r. między produktami BASE Y-18 a BASE Y-19 (wynosi ona ok. 140 % - czyli obecnie wolumen przehandlowany na TGE jest porównywalny z całkowitym obrotem na produkcie rocznym w 2016 i 2017r. ). Jedną z przyczyn takiego stanu rzeczy może być wprowadzenie 30 % tzw. obliga giełdowego oraz przyspieszenie kontraktacji, w ubiegłych latach odkładanej na drugie półrocze roku.

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 czerwca 2018 r. 285,00 zł/MWh.

Wzrost cen obserwowany w I połowie roku powiązany był m.in. z dużą zmiennością cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (rozpiętość cen wyniosła nawet 8,65 EUR/t) oraz trudną sytuacją na rynku węgla kamiennego. Dynamiczny wzrost i znaczna zmienność cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> wiążą się z wdrożeniem MSR i wzrostem aktywności spekulantów.

#### Ceny i wolumeny transakcji - PEAK Y-19



W okresie pierwszego półrocza 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 styczeń – czerwiec 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 2H 2018 r.		Zmiana do 2H 2017 r.			Cena maksymalna	Cena minimalna	
			%	PLN/MWh	PLN/MWh	PLN/MWh	PLN/MWh	
OZEX_A (PM „zielone”)	68,89	↑	60,0%	↑	25,83	82,10	45,01	
OZEX_BIO (PM „błękitne”)	316,59	↑	2,1%	↑	6,37	322,00	301,00	
KGMX (PM „żółte”)	2017	117,51	↑	0,8%	↑	0,93	120,00	70,00
	2018	107,81	-	-	-	110,00	101,48	
KECX (PM „czerwone”)	2017	9,81	↑	0,8%	↑	0,08	9,90	9,50
	2018	8,67	-	-	-	8,80	8,52	
KMETX (PM „fioletowe”)	2017	55,38	↑	0,8%	↑	0,46	63,00	54,00
	2018	54,89	-	-	-	56,00	54,00	
EFX (PM „białe”) <sup>1)</sup>	706,16	↑	33,1%	↑	175,61	910,00	440,00	
EFFX (PM „białe”) <sup>1)</sup>	1513,06	↑	22,1%	↑	273,74	1 580,00	1 400,00	
EFX (PM „białe”) <sup>1)</sup>	2017	616,70	↑	-	↑	57,04	900,00	400,00
	2018	704,55	-	-	-	710,00	700,00	

<sup>1)</sup>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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 czerwca 2018 r.	
EUA Spot	7,78	14,95	↑ 92,2%
CER Spot	0,17	0,24	↑ 41,2%
EUA gru-18	7,81	14,99	↑ 91,9%
CER gru-18	0,17	0,24	↑ 41,2%

<sup>1)</sup>Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ICE.

### Notowania jednostek EUA oraz CER



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych BlueNext oraz ICE.

## 2.9. Zarządzanie ryzykiem

Grupa ENEA w każdym segmencie prowadzonej działalności narażona jest na ryzyka. Ich materializacja może w istotny, niekorzystny sposób wpłynąć na ciągłość działania poszczególnych Spółek Grupy, ich sytuację finansową oraz zdolność do realizacji wytyczonych celów strategicznych.

Świadomość tych zagrożeń wymaga utrzymania, wykorzystania i ciągłego udoskonalania sformalizowanego i zintegrowanego systemu zarządzania ryzykiem (ERM). Jego ramy określa obowiązująca w Grupie ENEA jednolita Polityka Zarządzania Ryzykiem Korporacyjnym. System ERM w Grupie ENEA bazuje na kompleksowym ujęciu przedmiotu zarządzania ryzykiem, określeniu szczegółowych zasad identyfikacji i oceny ryzyk. Na tej podstawie następuje wybór kluczowych ryzyk korporacyjnych, a także monitorowanie ekspozycji na te ryzyka oraz przygotowanie i monitorowanie planów mitygacji. W przypadku części ryzyk korporacyjnych takich jak kredytowe, utraty płynności, walutowe i stopy procentowej oraz towarowe sformalizowane podejście do zarządzania ryzykiem przybiera formę dedykowanych Polityk i Procedur.

Przyjęte zasady zarządzania ryzykiem wyznaczone są w oparciu o najwyższe standardy zarządcze i zgodne są z najlepszymi praktykami rynkowymi w tej dziedzinie.

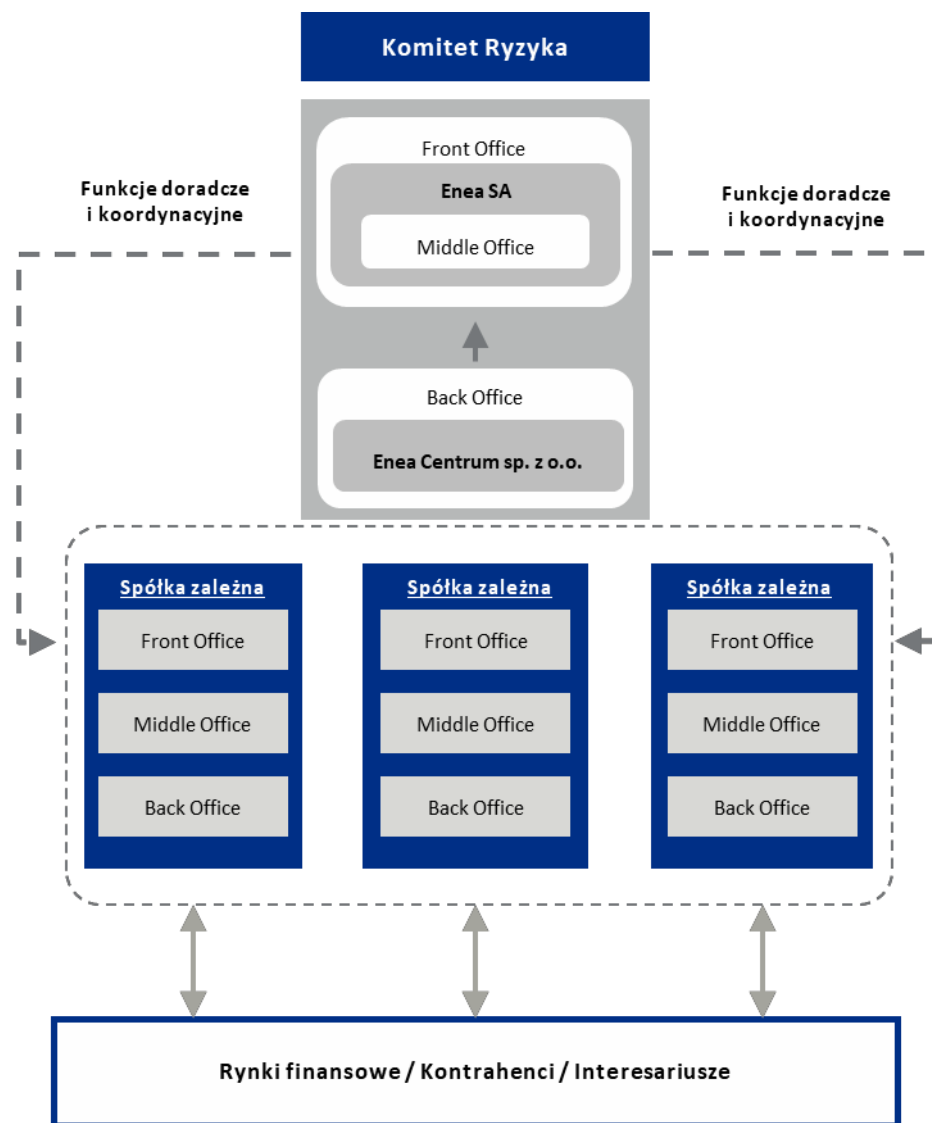
W I połowie 2018 r. dzięki wdrożeniu systemów IT zoptymalizowano procesy zarządzania ryzykami korporacyjnymi oraz ryzykiem kredytowym.

### Model zarządczy

Koncepcję organizacji zarządzania ryzykiem w Grupie ENEA oparto o model skoordynowany. Kluczowym założeniem jego funkcjonowania jest koordynacja procesów zarządzania ryzykiem w Grupie przez ENEA SA.

#### Kluczowe cechy modelu skoordynowanego:

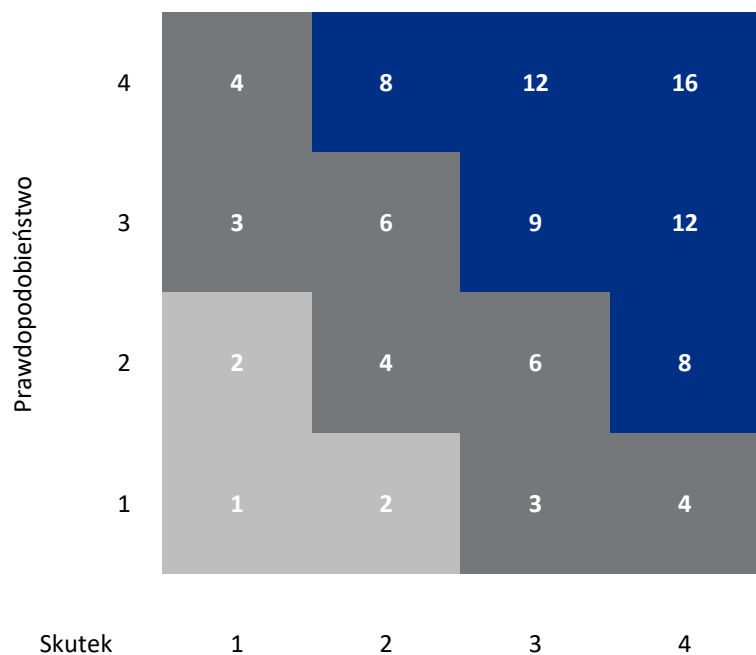
- Spółki Grupy zarządzają ryzykiem w oparciu o jednolite standardy określone w Politykach i Procedurach.
- Spółki operacyjnie zarządzają ryzykiem w ramach przyznaných limitów i na zasadach zatwierdzanych przez Komitet Ryzyka Grupy ENEA.
- Poszczególne spółki raportują do Spółki matki w zakresie realizowanych działań w obszarze zarządzania ryzykiem.
- ENEA SA pełni rolę koordynacyjną procesu na obszarze Grupy.
- W Spółkach funkcjonuje podział organizacyjny na Front-, Middle- oraz Back Office.





## Ocena ryzyk

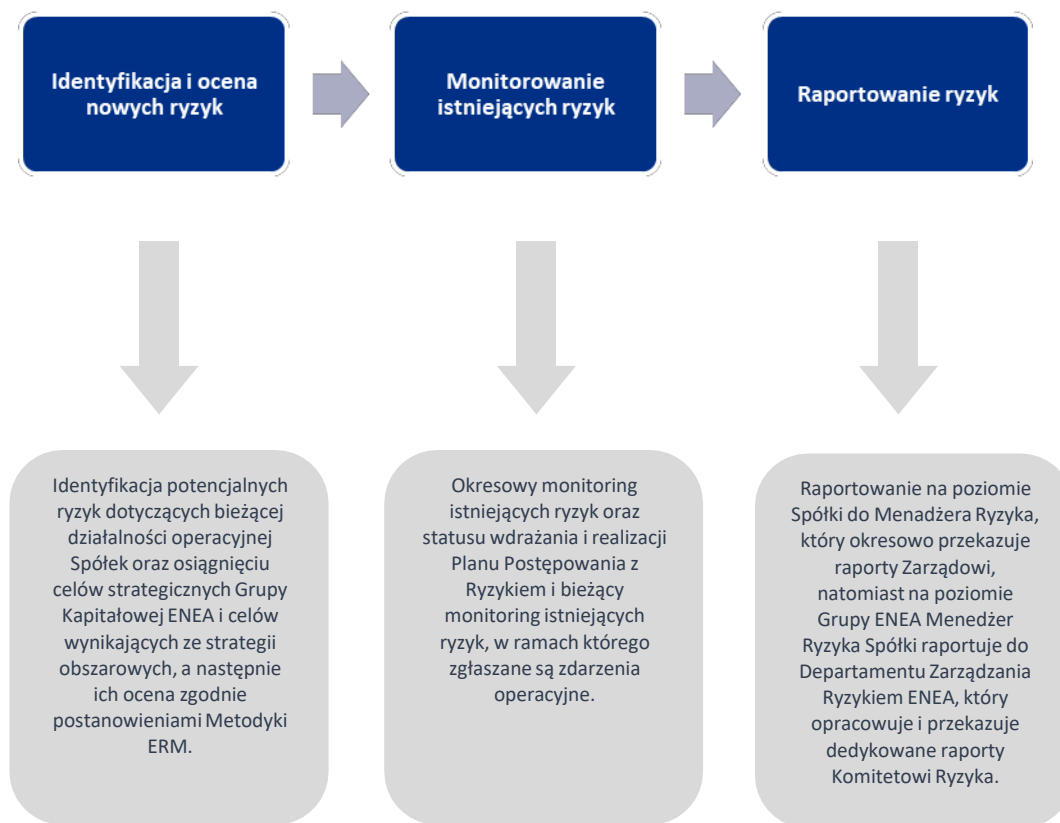
Każde ryzyko uwzględnione w Rejestrze Ryzyk podlega ocenie pod kątem prawdopodobieństwa wystąpienia i potencjalnych skutków finansowych, reputacyjnych oraz wpływu na zdrowie i bezpieczeństwo zgodnie ze Skalą Oceny Ryzyk Korporacyjnych.



Ryzyko kluczowe
  Ryzyko Istotne
  Ryzyko Nieistotne

## Proces zarządzania ryzykiem

Proces zarządzania ryzykiem w Grupie ENEA jest procesem wieloetapowym, angażującym wszystkie istotne jednostki organizacyjne Spółek Grupy. Model procesu zgodny jest z najlepszymi praktykami rynkowymi, a także normami obowiązującymi w tym zakresie.



W procesie identyfikacji uwzględniane są także ryzyka niefinansowe, które mogą mieć znaczący negatywny wpływ na zagadnienia społeczne, pracownicze, środowiskowe, praw człowieka i przeciwdziałania korupcji.

### Dokumentacja regulująca proces zarządzania ryzykiem w Grupie ENEA

Całokształt zasad funkcjonowania systemu zarządzania ryzykiem w Grupie ENEA opisany jest zwartym katalogiem dokumentów stanowiących prawo wewnętrzne, na który składają się odpowiednie Polityki oraz Procedury.

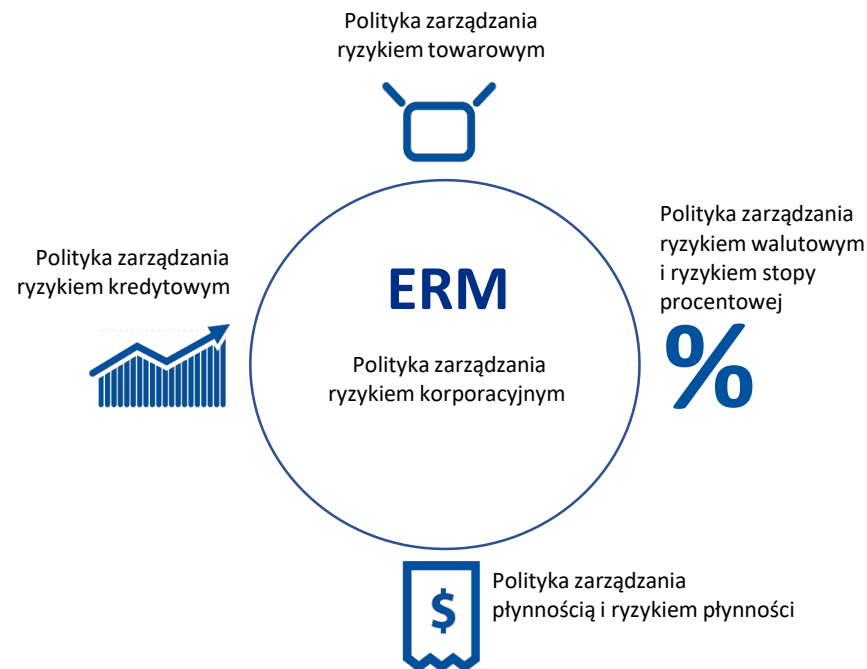
Polityki pełnią rolę dokumentów o charakterze konstytutywnym, wyznaczającym ramy prowadzonych działań, wskazującym zakresy odpowiedzialności uczestników, zawierającym fundamentalne wytyczne modelu zarządczego. Procedury opisują przebieg procesowy tychże działań oraz metody stosowane w ramach dokonywanych badań, pomiarów itp.

### Komitet Ryzyka Grupy ENEA

Kluczowym organem w procesie zarządzania ryzykiem w Grupie ENEA jest Komitet Ryzyka. Komitet jest organem grupującym przedstawicieli kluczowych obszarów biznesowych Grupy ENEA, reprezentujących wszystkie jej kluczowe Spółki.

### Członkowie Komitetu Ryzyka Grupy ENEA

Skład osobowy Komitetu Ryzyka tworzą dedykowani członkowie zarządu ENEA SA oraz Spółek Zależnych w Grupie a także dyrektorzy departamentów odpowiedzialnych za zarządzanie ryzykiem, audyt oraz Compliance



### Kompetencje Komitetu Ryzyka

Dla Obszaru Zarządzania Ryzykiem i Compliance:

1. Udzielanie rekomendacji Zarządowi ENEA w sprawie zatwierdzenia polityk regulujących proces zarządzania ryzykiem, ciągłością działania, ubezpieczeniami i Compliance oraz zmian aktualizacyjnych w tym zakresie
2. Przyjmowanie i analiza informacji z obszaru zarządzania ryzykiem, ciągłością działania oraz ubezpieczeniami wpływających od Jednostek Merytorycznych
3. Opiniowanie rocznych raportów w zakresie realizacji Polityki Compliance, które przedkładane są Zarządowi ENEA do zatwierdzenia
4. Przyjmowanie półrocznych raportów z bieżącej realizacji Polityki Compliance oraz formułowanie zaleceń, co do realizacji Polityki Compliance
5. Wydawanie wiążących interpretacji postanowień (wykładni) Polityki Compliance
6. Zatwierdzanie dokumentacji operacyjnej regulującej proces zarządzania ryzykiem, ubezpieczeniami, ciągłością działania wraz z akceptacją zmian aktualizacyjnych (strategie, procedury, metodyki, narzędzia, instrukcje, wytyczne itp.)
7. Podejmowanie decyzji w szczególności w sprawach:
  - Wynikających z dokumentacji regulującej obszar zarządzania ryzykiem, ciągłością działania, ubezpieczeniami
  - Wyrażania zgody na odstąpienia od zasad opisanych w dokumentacji regulującej obszary, wskazane w pkt. wyżej)
  - Wyrażania zgody na zawieranie przez Spółki Grupy ENEA umów opartych o prawo obce lub walutę rozliczeniową inną, niż złoty polski (z wyłączeniem: umów ramowych EFET i powiązanych z nimi umów poręczenia, w przypadku gdy, będą one spełniały łącznie następujące warunki: będą oparte na prawie niemieckim, językiem wiążącym będzie angielski, spory będą rozstrzygane przed sądem arbitrażowym, walutą obrotu będzie euro lub złoty polski oraz umów ramowych SCoTA i powiązanych z nimi umów poręczenia, w przypadku gdy będą one spełniały łącznie następujące warunki: będą oparte na prawie niemieckim lub angielskim, językiem wiążącym będzie angielski, spory będą rozstrzygane przed sądem arbitrażowym, walutą obrotu będzie euro lub dolar amerykański lub złoty polski)

Dla Obszaru Regulacji Rynkowych:

1. Wydawanie wytycznych dotyczących zajmowania stanowiska oraz podejmowania działań negocjacyjnych, regulacyjnych i lobbingsowych dla spółek Grupy ENEA w zakresie regulacji rynkowych
2. Wyznaczanie kierunku i zakresu analizy wpływu regulacji rynkowych na plany rozwojowe i inwestycyjne oraz strategię Grupy ENEA
3. Przyjmowanie i analiza informacji z Obszaru Regulacji Rynkowych wpływających od Jednostek Merytorycznych

MODEL RYZYK	RYZYKA GŁÓWNE, NA KTÓRE NARAŻONA JEST GRUPA ENEA W OKREŚLONYCH KATEGORIACH	PRZYKŁADOWE DZIAŁANIA MITYGUJĄCE DLA RYZYK W OKREŚLONYCH KATEGORIACH
<p><b>STRATEGICZNE</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ryzyko naruszenia przepisów prawa i regulacji wewnętrznych dotyczących ochrony danych osobowych</li> <li>Ryzyko opóźnień we wdrożeniu/brak wdrożenia opomiarowania stacji Sn/nn w określonym przepisami prawa terminie</li> <li>Ryzyko nieprzewidzianego wzrostu kosztów nabycia energii elektrycznej lub paliwa gazowego</li> <li>Ryzyko przyjęcia błędnych założeń dla długoterminowych projekcji finansowych</li> <li>Ryzyko niewłaściwego zarządzania informacją w sytuacji kryzysowej</li> <li>Ryzyko przyznania mniejszej liczby darmowych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> spowodowane niezrealizowaniem zgłoszonych do KPI inwestycji.</li> <li>Ryzyko braku realizacji restrykcyjnych założeń polityki klimatycznej UE</li> <li>Ryzyko luki pokoleniowej</li> <li>Ryzyko braku osiągnięcia celu gospodarczego planowanej budowy elektrowni Ostrołęka C</li> <li>Ryzyko naruszenia giełdowych obowiązków informacyjnych</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Przeprowadzanie szkoleń wstępnych i okresowych dla pracowników i współpracowników</li> <li>Udział w pracach zespołów tematycznych oraz we władzach Towarzystwa Obrotu Energią oraz innych towarzystw branżowych</li> <li>Zabezpieczenie systemów przetwarzających dane osobowe poprzez zabezpieczenia systemowe</li> <li>Monitorowanie i weryfikacja prognoz kursów walutowych, stóp procentowych i innych założeń makroekonomicznych</li> <li>Utrzymywanie sprawnych kanałów komunikacji z kluczowymi jednostkami biznesowymi</li> <li>Udział w pracach nad regulacjami dla branży energetycznej i węglowej</li> <li>Wdrożenie rozwiązań mających na celu uzupełnienie, podniesienie, wzmocnienie kompetencji i wiedzy organizacji, m.in. poprzez programy płatnych staży i praktyk</li> <li>Zapewnienie transparentnego, konkurencyjnego i motywacyjnego systemu wynagrodzeń</li> <li>Monitoring działań legislacyjnych</li> <li>Aktualizacja modelu finansowego wraz z planowanymi zmianami legislacyjnymi</li> <li>Weryfikacja informacji i zdarzeń pod kątem obowiązków informacyjnych</li> </ul>
<p><b>FINANSOWE</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ryzyko naruszenia umów o finansowanie</li> <li>Ryzyko pogorszenia ratingu</li> <li>Ryzyko poniesienia strat z tytułu niewywiązania się kontrahentów ze zobowiązań umownych (w tym ryzyko kredytowe)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Monitorowanie kowenantów bankowych w GK ENEA</li> <li>Bieżące konsultacje z agencją ratingową</li> <li>Prowadzenie usystematyzowanych działań w obszarze zarządzania ryzykiem kredytowym i windykacji, określonych formalnie wdrożoną dokumentacją</li> </ul>
<p><b>OPERACYJNE</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ryzyko niespełnienia wymogów konkluzji BAT</li> <li>Ryzyko nadmiernego zużycia niektórych elementów majątku wytwórczego</li> <li>Ryzyko opóźnienia procesów przetargowych.</li> <li>Ryzyko naruszenia przepisów prawa i regulacji wewnętrznych dotyczących przetwarzania informacji i bezpieczeństwa teleinformatycznego w Grupie ENEA.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Projekty związane z dostosowaniem do wymogów BAT</li> <li>Analizy i badania stanu elementów majątku wytwórczego. Inicjowanie projektów remontowych w miarę potrzeb</li> <li>Regularne okresowe szkolenia pracowników</li> <li>Regularne okresowe przeglądy systemów, w tym przetwarzających dane osobowe i ich ocena pod względem zapewnienia bezpieczeństwa</li> </ul>
<p><b>RYNKOWE</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ryzyko zmienności cen towarów na rynku terminowym</li> <li>Ryzyko niedotrzymania ciągłości dostaw paliw</li> <li>Ryzyko wolumetryczne paliwa i transportu</li> <li>Ryzyko realizacji sprzedaży założonego wolumenu węgla do głównych odbiorców</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Doskonalenie metod i narzędzi optymalizacji portfeli towarowych</li> <li>Utrzymywanie i rozwój kompetencji wewnątrz Spółki do zarządzania ryzykiem towarowym</li> <li>Dywersyfikacja źródeł zaopatrzenia i realizacji usług</li> <li>Ciągła analiza rynku paliwowo-energetycznego</li> <li>Optymalizacja dostaw węgla w ramach Grupy do podmiotów wytwórczych Grupy uwzględniająca ograniczoną przepustowość tras objazdowych i wzrost kosztów transportu na trasach objazdowych dostaw węgla z LWB</li> </ul>



### **3. Sytuacja finansowa**

## 3. SYTUACJA FINANSOWA

### 3.1. Wyniki finansowe GK ENEA w 1H 2018 i w 2Q 2018

#### Skonsolidowany rachunek zysków i strat – 1H 2018

[tys. zł]	1H2017	1H2018	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	3 327 553	4 219 299	891 746	26,8%
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	189 435	197 473	8 038	4,2%
Przychody ze sprzedaży gazu	70 104	54 215	-15 889	-22,7%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	1 601 160	1 342 551	-258 609	-16,2%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	19 542*	2 094	-17 448	-89,3%
Przychody ze sprzedaży praw do emisji CO <sub>2</sub>	10 130	25 977	15 847	156,4%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	34 805	37 653	2 848	8,2%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	83 066	74 789	-8 277	-10,0%
Przychody ze sprzedaży węgla	232 429	85 504	-146 925	-63,2%
<b>Przychody ze sprzedaży netto</b>	<b>5 568 224*</b>	<b>6 039 555</b>	<b>471 331</b>	<b>8,5%</b>
Amortyzacja	576 814	722 546	145 732	25,3%
Koszty świadczeń pracowniczych	771 479	825 657	54 178	7,0%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	709 768	1 148 199	438 431	61,8%
Zakup energii i gazu na potrzeby sprzedaży	1 574 872*	1 886 320	311 448	19,8%
Usługi przesyłowe	527 438	204 390	-323 048	-61,2%
Inne usługi obce	357 013	410 287	53 274	14,9%
Podatki i opłaty	197 567	216 026	18 459	9,3%
<b>Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży</b>	<b>4 714 951*</b>	<b>5 413 425</b>	<b>698 474</b>	<b>14,8%</b>
Pozostałe przychody operacyjne	59 331	89 857	30 526	51,5%
Pozostałe koszty operacyjne	122 946	120 614	-2 332	-1,9%
Zysk/(strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	(8 037)	(13 855)	-5 818	-72,4%
Odwrocenie odpisu z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	-	51 365	51 365	100,0%
<b>Zysk operacyjny</b>	<b>781 621</b>	<b>632 883</b>	<b>-148 738</b>	<b>-19,0%</b>
Koszty finansowe	81 942	186 128	104 186	127,1%
Przychody finansowe	62 519	87 536	25 017	40,0%
Udział w zyskach jednostek stowarzyszonych i współkontrolowanych	5 931	23 750	17 819	300,4%
Przychody z tytułu dywidend	526	215	-311	-59,1%
<b>Zysk przed opodatkowaniem</b>	<b>768 655</b>	<b>558 256</b>	<b>-210 399</b>	<b>-27,4%</b>
Podatek dochodowy	144 824	96 226	-48 598	-33,6%
<b>Zysk netto okresu sprawozdawczego</b>	<b>623 831</b>	<b>462 030</b>	<b>-161 801</b>	<b>-25,9%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>1 358 435</b>	<b>1 304 064</b>	<b>-54 371</b>	<b>-4,0%</b>

#### 1H 2018

##### Czynniki zmiany EBITDA GK Enea:

- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 892 mln zł, wynika głównie z wyższego wolumenu sprzedaży o 4.219 GWh oraz wzrostu średniej ceny sprzedaży o 1,8% oraz wyższych przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży energii ciepłej o 8 mln zł wynika z wyższego wolumenu sprzedaży o 406 TJ (głównie w wyniku przejścia EEP) przy jednoczesnym spadku średniej ceny sprzedaży o 7,1%
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży gazu ziemnego o 16 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 259 mln zł głównie w wyniku zmiany prezentacji przychodów z tytułu opłat przenoszonych (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
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży praw do emisji CO<sub>2</sub> o 16 mln zł spowodowany głównie wzrostem średniej ceny uprawnień na rynku europejskim
- (-) spadek przychodów z tytułu sprzedaży usług o 8 mln zł głównie w wyniku zmiany prezentacji przychodów ze sprzedaży z tytułu przewoźnego (wdrożenie MSSF 15 od 1 stycznia 2018 r.)
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży węgla o 147 mln zł wynika z wyższego wolumenu dostaw wewnątrzgrupowych
- (-) wzrost kosztów świadczeń pracowniczych o 54 mln zł spowodowany głównie przejściem EEP, zrealizowanymi podwyżkami w LWB oraz niższymi wynagrodzeniami odniesionymi w nakłady w związku z zakończeniem inwestycji Blok 11
- (-) wzrost kosztów zużycia materiałów i surowców oraz wartości sprzedanych towarów o 438 mln zł wynika głównie z przejścia EEP w końcówce 1Q 2017 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 CO<sub>2</sub> dla całego Segmentu Wytwarzanie
- (-) wzrost kosztów zakupu energii elektrycznej i gazu o 311 mln zł wynika głównie ze wzrostu średnich cen zakupu:
  - (-) energia elektryczna: cena: +9,8%; wolumen: +1.052 GWh
  - (+) gaz ziemny: cena: +10%; wolumen: -87 GWh
  - (-) wyższego kosztu zakupu PM w wyniku wzrostu średniej ceny o 25,9% oraz zmiany podstawy obowiązku z 15,4% do 17,5%
- (+) spadek kosztów usług przesyłowych o 323 mln zł głównie w wyniku zmiany prezentacji kosztów bez opłat przesyłowych (wdrożenie MSSF 15 od 01.01.2018), przy jednoczesnym wzroście wolumenu energii pobranej z PSE i wzroście stawki opłaty przesyłowej stałej w taryfie PSE
- (-) wzrost kosztów usług obcych o 53 mln zł wynika głównie z nabycia EEP oraz wyższego wydobycia brutto (większy zakres robót chodnikowych, zwiększony zakres zleconych prac weekendowych)
- (-) wzrost podatków i opłat o 18 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 27 mln zł:
  - (-) zysk z tytułu okazijnego nabycia akcji Enea Elektrownia Połaniec SA w 2017 r. w wysokości 12 mln zł
  - (+) spadek odpisów aktualizujących wartość należności przeterminowanych oraz należności nieściągalnych o 14 mln zł
  - (+) wyższe saldo zwrotów od ubezpieczyciela o 14 mln zł
  - (+) niższy wzrost rezerw na bezumowne korzystanie z korytarzy przesyłowych 6 mln zł
  - (+) niższe rezerwy na potencjalne roszczenia o 47 mln zł (w tym 33 mln zł na wypowiedziane umowy na zakup PM)
  - (+) wyższe przychody z tytułu odszkodowań, kar i grzywien o 25 mln zł
  - (-) wyższa strata na likwidacji rzeczowych aktywów trwałych o 6 mln zł
  - (-) aktualizacja wyceny kontraktów CO<sub>2</sub> o 58 mln zł

\*Zmiana prezentacyjna w zakresie wyceny i kosztu własnego sprzedaży praw majątkowych

## Skonsolidowany rachunek zysków i strat – 2Q 2018

[tys. zł]	2Q2017	2Q2018	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	1 824 748	2 202 223	377 475	20,7%
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	70 664	60 963	-9 701	-13,7%
Przychody ze sprzedaży gazu	34 553	21 261	-13 292	-38,5%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	772 632	649 722	-122 910	-15,9%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	19 381*	401	-18 980	-97,9%
Przychody ze sprzedaży praw do emisji CO <sub>2</sub>	4 425	3 445	-980	-22,1%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	19 923	19 362	-561	-2,8%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	38 208	31 559	-6 649	-17,4%
Przychody ze sprzedaży węgla	74 000	62 066	-11 934	-16,1%
<b>Przychody ze sprzedaży netto</b>	<b>2 858 534*</b>	<b>3 051 002</b>	<b>192 468</b>	<b>6,7%</b>
Amortyzacja	292 967	359 195	66 228	22,6%
Koszty świadczeń pracowniczych	384 492	415 648	31 156	8,1%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	424 157	542 542	118 385	27,9%
Zakup energii i gazu na potrzeby sprzedaży	782 456*	1 031 378	248 922	31,8%
Usługi przesyłowe	265 615	101 189	-164 426	-61,9%
Inne usługi obce	207 114	210 460	3 346	1,6%
Podatki i opłaty	91 240	93 030	1 790	2,0%
<b>Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży</b>	<b>2 448 041*</b>	<b>2 753 442</b>	<b>305 401</b>	<b>12,5%</b>
Pozostałe przychody operacyjne	43 093	31 389	-11 704	-27,2%
Pozostałe koszty operacyjne	50 294	75 644	25 350	50,4%
Zysk/(strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	(4 250)	(10 565)	-6 315	-148,6%
Odwrocenie odpisu z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	-	51 365	51 365	100,0%
<b>Zysk operacyjny</b>	<b>399 042</b>	<b>294 105</b>	<b>-104 937</b>	<b>-26,3%</b>
Koszty finansowe	35 985	123 744	87 759	243,9%
Przychody finansowe	-3 664	69 631	73 295	2000,4%
Udział w wynikach jednostek stowarzyszonych i współkontrolowanych	5 931	11 141	5 210	87,8%
Przychody z tytułu dywidend	526	215	-311	-59,1%
<b>Zysk przed opodatkowaniem</b>	<b>365 850</b>	<b>251 348</b>	<b>-114 502</b>	<b>-31,3%</b>
Podatek dochodowy	63 209	43 386	-19 823	-31,4%
<b>Zysk netto okresu sprawozdawczego</b>	<b>302 641</b>	<b>207 962</b>	<b>-94 679</b>	<b>-31,3%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>692 009</b>	<b>601 935</b>	<b>-90 074</b>	<b>-13,0%</b>

## 2Q 2018

### Czynniki zmiany EBITDA GK ENEA:

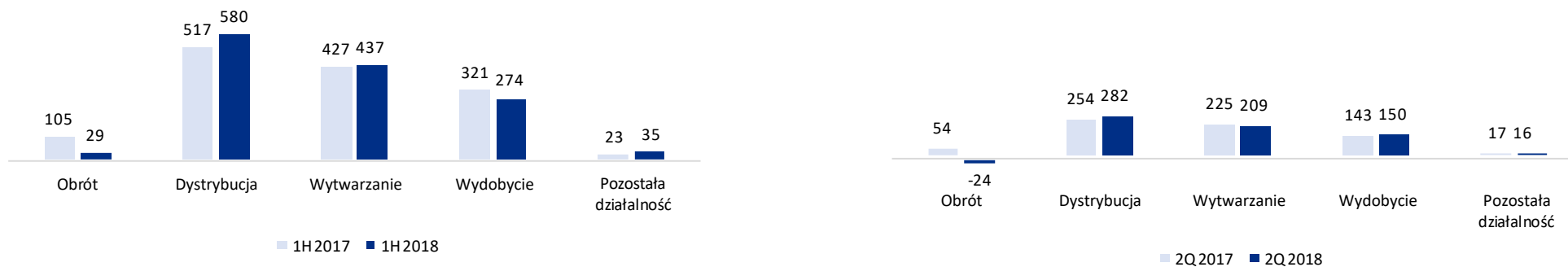
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 377 mln zł, wynika głównie z wyższego wolumenu sprzedaży o 1.588 GWh oraz wzrostu średniej ceny sprzedaży o 43% przy jednoczesnym spadku przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży energii ciepłej o 10 mln zł wynika z niższego wolumenu sprzedaży o 159 TJ oraz spadku średniej ceny sprzedaży o 1,7%
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży gazu ziemnego o 13 mln zł spowodowany 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 123 mln zł głównie w wyniku zmiany prezentacji przychodów z tytułu opłat przenoszonych (wdrożenie MSSF 15 od 1 stycznia 2018 r.)
- (-) spadek przychodów z tytułu sprzedaży świadectw pochodzenia o 19 mln zł wynika z wyższego wolumenu transakcji wewnątrzgrupowych
- (-) spadek przychodów z tytułu sprzedaży usług o 7 mln zł głównie w wyniku zmiany prezentacji przychodów ze sprzedaży z tytułu przewoźnego (wdrożenie MSSF 15 od 1 stycznia 2018 r.)
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży węgla o 12 mln zł wynika z wyższego wolumenu dostaw wewnątrzgrupowych
- (-) wzrost kosztów świadczeń pracowniczych o 31 mln zł spowodowany głównie 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 118 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 CO<sub>2</sub> dla całego Segmentu Wytwarzania
- (-) wzrost kosztów zakupu energii elektrycznej i gazu o 249 mln zł wynika głównie ze wzrostu średnich cen zakupu:
  - (-) energia elektryczna: cena: +13,9%; wolumen: +866 GWh
  - (+) gaz ziemny: cena: +11%; wolumen: -85 GWh
- (-) wzrostu kosztu zakupu PM głównie w wyniku wzrostu średniej ceny zielonych certyfikatów
- (+) spadek kosztów usług przesyłowych o 164 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
- (-) spadek wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 43 mln zł:
  - (-) zysk z tytułu okazijnego nabycia akcji Enea Elektrownia Połaniec SA w 2017 r. w wysokości 12 mln zł
  - (-) wzrost odpisów aktualizujących wartość należności przeterminowanych oraz należności nieściągalnych o 6 mln zł
  - (+) wyższe saldo zwrotów od ubezpieczyciela o 3 mln zł
  - (+) niższe rezerwy na potencjalne roszczenia o 29 mln zł (w tym 16 mln zł na wypowiedziane umowy na zakup PM)
  - (-) niższe przychody z tytułu odszkodowań, kar i grzywien o 4 mln zł
  - (-) spadek nieodpłatnie przyjętych środków trwałych o 1,8 mln zł
  - (-) wyższa strata na likwidacji rzeczowych aktywów trwałych o 6 mln zł
  - (-) aktualizacja wyceny kontraktów CO<sub>2</sub> o 53 mln zł

\*Zmiana prezentacyjna w zakresie wyceny i kosztu własnego sprzedaży praw majątkowych

## Wyniki finansowe GK ENEA w 1H 2018 i w 2Q 2018

EBITDA [tys. zł]	1H2017	1H2018	Zmiana	Zmiana%	2Q2017	2Q2018	Zmiana	Zmiana%
Obrót	105 052	29 098	-75 954	-72,3%	54 230	-24 192	-78 422	-144,6%
Dystrybucja	516 811	579 810	62 999	12,2%	254 438	282 341	27 903	11,0%
Wytwarzanie	427 280	436 616	9 336	2,2%	225 033	209 407	-15 626	-6,9%
Wydobycie	321 234	273 549	-47 685	-14,8%	142 965	150 269	7 304	5,1%
Pozostała działalność	23 055	35 086	12 031	52,2%	16 990	16 007	-983	-5,8%
Pozycje nieprzypisane i wyłączenia	-34 997	-50 095	-15 098	-43,1%	-1 647	-31 897	-30 250	-1836,7%
<b>EBITDA Razem</b>	<b>1 358 435</b>	<b>1 304 064</b>	<b>-54 371</b>	<b>-4,0%</b>	<b>692 009</b>	<b>601 935</b>	<b>-90 074</b>	<b>-13,0%</b>

mln zł



## Obszar Obrotu

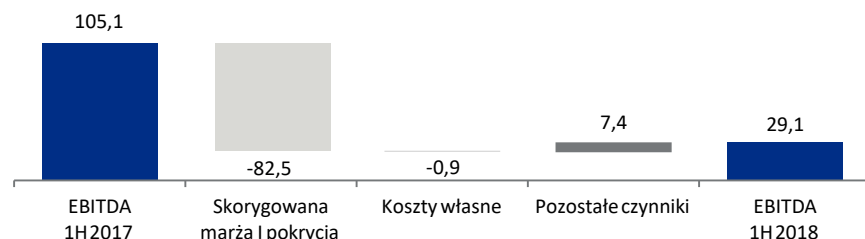
[tys. zł]	1H2017	1H2018	Zmiana	Zmiana%	2Q2017	2Q2018	Zmiana	Zmiana%
Przychody ze sprzedaży	2 799 035	3 999 939	1 200 904	42,9%	1 351 922	2 061 400	709 478	52,5%
EBIT	104 597	28 805	-75 792	-72,5%	53 992	-24 343	-78 335	-145,1%
Amortyzacja	455	293	-162	-35,6%	238	151	-87	-36,6%
EBITDA	105 052	29 098	-75 954	-72,3%	54 230	-24 192	-78 422	-144,6%
CAPEX <sup>1)</sup>	188	413	225	119,7%	-	413	413	100,0%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru	36%	40%	4 p.p.	-	42%	51%	9 p.p.	-

<sup>1)</sup> Bez inwestycji kapitałowych Enea SA

Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej realizowana jest przez Enea SA

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

mln zł



### 1H 2018 Czynniki zmiany EBITDA:

#### Marża i pokrycia

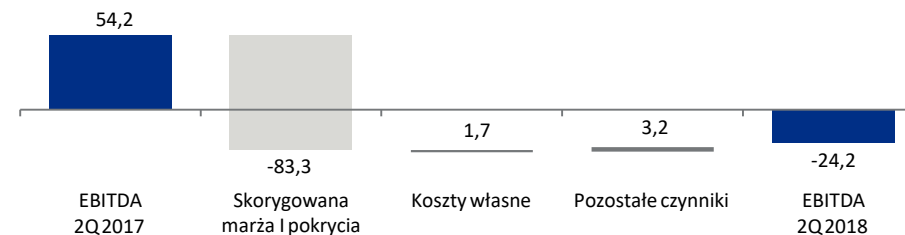
- (-) spadek średniej ceny sprzedaży energii o 1,1%
- (-) wyższe koszty obowiązków ekologicznych o 45,3%
- (-) wzrost średniej ceny zakupu energii o 4,1%
- (-) spadek wyniku na obrocie paliwem gazowym
- (+) wzrost wolumenu sprzedaży energii o 13,0%
- (+) spadek rezerwy z tytułu roszczeń wypowiedzianych umów PM OZE o 32,8 mln zł

#### Koszty własne

- (+) niższe koszty bezpośrednie sprzedaży o 1,6 mln zł
- (-) wyższe koszty ogólnego zarządu o 1,3 mln zł
- (-) wyższe koszty usług CUW o 1,2 mln zł

#### Pozostałe czynniki

- (-) wyższe rezerwy na przewidywane straty i potencjalne roszczenia o 9 mln zł
- (+) niższe koszty darowizn o 4 mln zł
- (+) niższe odpisane należności o 2 mln zł
- (+) wyższe przychody z opłat licencyjnych związanych z marką ENEA o 4 mln zł
- (+) wzrost przychodów w tytułu świadczenia usług w zakresie handlu hurtowego o 6 mln zł



### 2Q 2018 Czynniki zmiany EBITDA:

#### Marża i pokrycia

- (-) spadek średniej ceny sprzedaży energii o 0,7%
- (-) wyższe koszty obowiązków ekologicznych o 64,3%
- (-) wzrost średniej ceny zakupu energii o 6,8%
- (-) spadek wyniku na obrocie paliwem gazowym
- (+) wzrost wolumenu sprzedaży energii o 13,8%
- (+) spadek rezerwy z tytułu roszczeń wypowiedzianych umów PM OZE o 16,0 mln zł

#### Koszty własne

- (+) niższe koszty bezpośrednie sprzedaży o 2,5 mln zł
- (+) niższe koszty ogólnego zarządu o 0,4 mln zł
- (-) wyższe koszty usług CUW o 1,2 mln zł

#### Pozostałe czynniki

- (-) wyższe rezerwy na przewidywane straty i potencjalne roszczenia o 7 mln zł
- (+) wyższe przychody z opłat licencyjnych związanych z marką ENEA o 4 mln zł
- (+) niższe odpisane należności o 1 mln zł
- (+) niższe odpisy aktualizujące należności o 1 mln zł
- (+) wzrost przychodów w tytułu świadczenia usług w zakresie handlu hurtowego o 3 mln zł



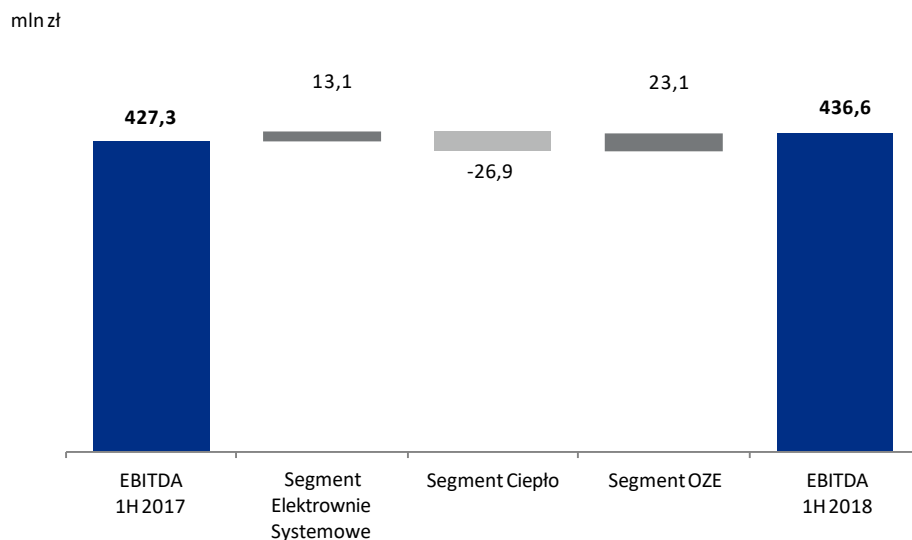
## Obszar Wytwarzania

[tys. zł]	1H2017	1H2018	Zmiana	Zmiana%	2Q2017	2Q2018	Zmiana	Zmiana%
Przychody ze sprzedaży	2 147 041	3 391 881	1 244 840	58,0%	1 257 278	1 747 568	490 290	39,0%
<i>energia elektryczna</i>	1 897 197	3 082 718	1 185 521	62,5%	1 142 048	1 632 681	490 633	43,0%
<i>świadcstwa pochodzenia</i>	38 414	72 316	33 902	88,3%	32 005	42 194	10 189	31,8%
<i>sprzedaż uprawnień do emisji CO<sub>2</sub></i>	10 463	26 019	15 556	148,7%	4 652	3 450	-1 202	-25,8%
<i>ciepło</i>	186 225	193 656	7 431	4,0%	70 272	59 546	-10 726	-15,3%
<i>pozostałe</i>	14 742	17 172	2 430	16,5%	8 301	9 697	1 396	16,8%
EBIT	283 002	213 451	-69 551	-24,6%	148 459	129 333	-19 126	-12,9%
Amortyzacja	144 278	274 530	130 252	90,3%	76 574	131 439	54 865	71,6%
Odwroćenie odpisu z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	-	51 365	51 365	100,0%	-	51 365	51 365	100,0%
<b>EBITDA</b>	<b>427 280</b>	<b>436 616</b>	<b>9 336</b>	<b>2,2%</b>	<b>225 033</b>	<b>209 407</b>	<b>-15 626</b>	<b>-6,9%</b>
CAPEX	329 042	125 752	-203 290	-61,8%	84 447	65 524	-18 923	-22,4%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	28%	34%	6 p.p.	-	39%	43%	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 czerwca 2018 r. ENEA Wytwarzanie posiada m.in. 11 wysokosprawnych i zmodernizowanych bloków energetycznych w Elektrowni Kozienice. W wyniku przejęcia EEP zasiliło obszar Wytwarzania o dodatkowe 7 bloków węglowych o łącznej mocy brutto 1.657 MW oraz największy na świecie blok opalany wyłącznie biomasa o zainstalowanej mocy brutto 225 MW.

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



### 1H 2018 Czynniki zmiany EBITDA:

#### Segment Elektrownie Systemowe

- (+) wzrost marży na wytwarzaniu o 61,0 mln zł
- (-) spadek przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych o 1,7 mln zł
- (-) spadek marży na obrocie i na Rynku Bilansującym o 16,2 mln zł
- (-) wzrost kosztów stałych o 35,5 mln zł
- (+) Enea Elektrownia Połaniec 7,3 mln zł

#### Segment Ciepło

- (-) wzrost kosztów zużycia materiałów i surowców o 16,4 mln zł, w tym wzrost kosztów zużycia biomasy o 11,8 mln zł, wzrost kosztów emisji CO<sub>2</sub> o 7,3 mln zł, spadek kosztów zużycia węgla o 2,8 mln zł
- (-) spadek wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 3,9 mln zł
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży ciepła o 3,0 mln zł
- (-) spadek przychodów z energii elektrycznej w ramach koncesji na wytwarzanie o 2,0 mln zł
- (-) wyższe koszty świadczeń pracowniczych o 1,4 mln zł

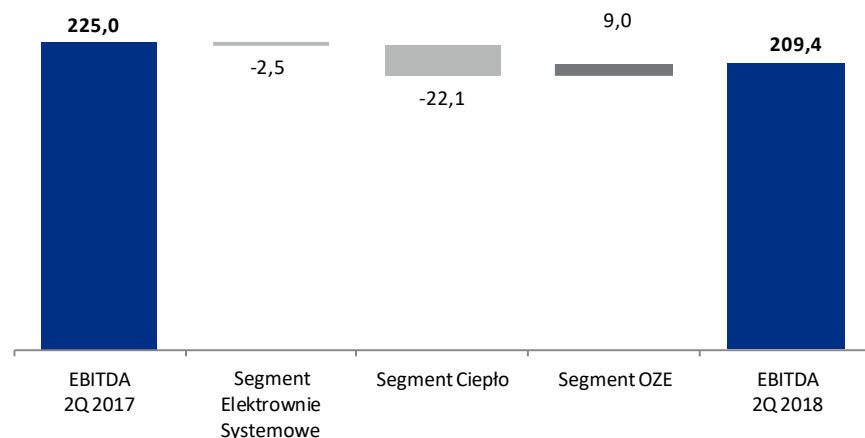
#### Segment OZE

- (+) Obszar Woda (+10,5 mln zł): wzrost przychodów z energii elektrycznej o 7,6 mln zł, wzrost przychodów ze świadcstw pochodzenia o 3,5 mln zł, w 2017r. zysk ze sprzedaży środków trwałych 0,6 mln zł
- (-) Obszar Wiatr (-0,2 mln zł): spadek przychodów z energii elektrycznej o 6,9 mln zł; spadek wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 1,3 mln zł; spadek kosztów stałych o 5,3 mln zł; wzrost przychodów ze świadcstw pochodzenia o 1,7 mln zł; spadek kosztów zmiennych o 1,0 mln zł
- (-) Obszar Biogaz (-0,1 mln zł): spadek przychodów ze świadcstw pochodzenia o 0,9 mln zł; spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 0,3 mln zł; spadek kosztów zmiennych o 0,5 mln zł; spadek pozostałych kosztów o 0,5 mln zł
- (+) Obszar Biomasa (Zielony Blok) 12,9 mln zł (w tym 2,2 mln zł ENEA Bioenergia Sp. z o.o.)

## Obszar Wytwarzania

[tys. zł]	1H2017	1H2018	Zmiana	Zmiana %	2Q2017	2Q2018	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	2 147 041	3 391 881	1 244 840	58,0%	1 257 278	1 747 568	490 290	39,0%
<i>energia elektryczna</i>	1 897 197	3 082 718	1 185 521	62,5%	1 142 048	1 632 681	490 633	43,0%
<i>świadcstwa pochodzenia</i>	38 414	72 316	33 902	88,3%	32 005	42 194	10 189	31,8%
<i>sprzedaż uprawnień do emisji CO<sub>2</sub></i>	10 463	26 019	15 556	148,7%	4 652	3 450	-1 202	-25,8%
<i>ciepło</i>	186 225	193 656	7 431	4,0%	70 272	59 546	-10 726	-15,3%
<i>pozostałe</i>	14 742	17 172	2 430	16,5%	8 301	9 697	1 396	16,8%
EBIT	283 002	213 451	-69 551	-24,6%	148 459	129 333	-19 126	-12,9%
Amortyzacja	144 278	274 530	130 252	90,3%	76 574	131 439	54 865	71,6%
Odwrocenie odpisu z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	-	51 365	51 365	100,0%	-	51 365	51 365	100,0%
<b>EBITDA</b>	<b>427 280</b>	<b>436 616</b>	<b>9 336</b>	<b>2,2%</b>	<b>225 033</b>	<b>209 407</b>	<b>-15 626</b>	<b>-6,9%</b>
CAPEX	329 042	125 752	-203 290	-61,8%	84 447	65 524	-18 923	-22,4%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	28%	34%	6 p.p.	-	39%	43%	4 p.p.	-

mln zł



### 2Q 2018 Czynniki zmiany EBITDA:

#### Segment Elektrownie Systemowe

- (+) wzrost marży na wytwarzaniu o 58 mln zł
- (-) spadek przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych o 8,1 mln zł
- (-) wzrost kosztów stałych o 15,2 mln zł
- (-) spadek marży na obrocie i na Rynku Bilansującym o 41,5 mln zł

#### Segment Ciepło

- (-) spadek przychodów ze sprzedaży ciepła o 9,4 mln zł
- (-) spadek wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 3,8 mln zł
- (-) spadek przychodów z energii elektrycznej w ramach koncesji na wytwarzanie o 3,3 mln zł
- (-) spadek przychodów z tytułu świadectw pochodzenia o 2,8 mln zł
- (-) wyższe koszty świadczeń pracowniczych o 1,8 mln zł
- (-) wyższe koszty zakupu energii na potrzeby sprzedaży o 1,8 mln zł
- (+) niższe koszty zużycia materiałów i surowców o 1,8 mln zł

#### Segment OZE

- (+) Obszar Woda (+5,6 mln zł): wzrost przychodów z energii elektrycznej o 3,1 mln zł, wzrost przychodów ze świadectw pochodzenia o 2,1 mln zł, spadek kosztów stałych o 0,4 mln zł
- (+) Obszar Wiatr (+1,2 mln zł): spadek kosztów stałych o 3,3 mln zł; wzrost przychodów ze świadectw pochodzenia o 1,8 mln zł; spadek kosztów zmiennych o 0,5 mln zł; spadek przychodów z energii elektrycznej o 3,2 mln zł; spadek wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 1,2 mln zł;
- (+) Obszar Biogaz (+0,1 mln zł): spadek kosztów zmiennych o 0,4 mln zł; wzrost wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 0,4 mln zł; spadek kosztów stałych o 0,1 mln zł; spadek przychodów ze świadectw pochodzenia o 0,6 mln zł; spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 0,2 mln zł;
- (+) Obszar Biomasa (Zielony Blok) 2,1 mln zł (w tym 1,1 mln zł ENEA Bioenergia Sp. z o.o.): wyższa marża (niższy wolumen produkcji energii, przy jednocześnie wyższej cenie energii, biomasy i jednostkowej wycenie zielonych certyfikatów); wyższe koszty stałe

## Obszar Dystrybucji

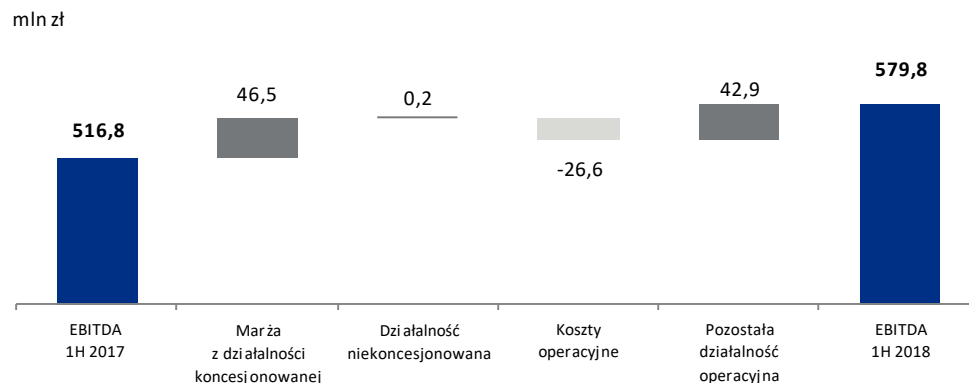
[tys. zł]	1H 2017	1H 2018	Zmiana	Zmiana%	2Q 2017	2Q 2018	Zmiana	Zmiana%
Przychody ze sprzedaży	1 628 660	1 370 977	-257 683	-15,8%	788 876	665 286	-123 590	-15,7%
<i>usługi dystrybucyjne do odbiorców końcowych</i>	1 556 652	1 296 089	-260 563	-16,7%	748 773	621 867	-126 906	-16,9%
<i>opłaty za przyłączenie do sieci</i>	29 663	29 659	-4	-0,01%	16 176	19 708	3 532	21,8%
<i>pozostałe</i>	42 345	45 229	2 884	6,8%	23 927	23 711	-216	-0,9%
EBIT	273 852	325 044	51 192	18,7%	131 314	153 777	22 463	17,1%
Amortyzacja	242 959	254 766	11 807	4,9%	123 124	128 564	5 440	4,4%
<b>EBITDA</b>	<b>516 811</b>	<b>579 810</b>	<b>62 999</b>	<b>12,2%</b>	<b>254 438</b>	<b>282 341</b>	<b>27 903</b>	<b>11,0%</b>
CAPEX	343 558	300 881	-42 677	-12,4%	193 581	187 849	-5 732	-3,0%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	21%	14%	-7 p.p.	-	25%	16%	-9 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. km<sup>2</sup>.

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 Pomiary Sp. z o.o.
- Annacond Enterprises Sp. z o.o.



### 1H 2018 Czynniki zmiany EBITDA:

#### Marża z działalności koncesjonowanej

- (-) niższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym o 261 mln zł (od 1 stycznia 2018 r. zmiana standardu – MSSF 15)
- (+) niższe koszty zakupu usług przesyłowych (saldo) o 309 mln zł (od 1 stycznia 2018 r. zmiana standardu – MSSF 15)
- (-) wyższe koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej (saldo) o 2 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, pomiarów oraz eksploatacji majątku sieciowego
- (-) wyższe koszty podatków i opłat o 8 mln zł są efektem zrealizowanych inwestycji w zakresie majątku sieciowego
- (-) wyższe koszty świadczeń pracowniczych o 8 mln wynikają głównie z rezerw aktuarialnych

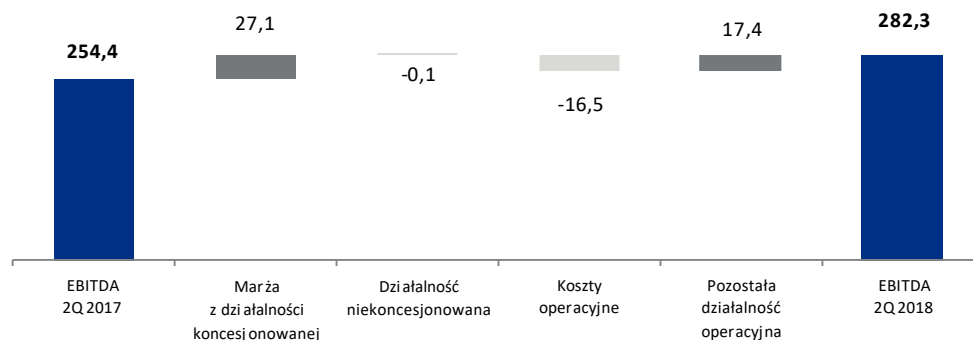
#### Pozostała działalność operacyjna

- (+) wyższe przychody od ubezpieczyciela o 18 mln zł
- (+) niższe rezerwy dot. majątku sieciowego o 18 mln zł
- (+) niższe odpisy aktualizujące o 11 mln zł

## Obszar Dystrybucji

[tys. zł]	1H2017	1H2018	Zmiana	Zmiana%	2Q2017	2Q2018	Zmiana	Zmiana%
Przychody ze sprzedaży	1 628 660	1 370 977	-257 683	-15,8%	788 876	665 286	-123 590	-15,7%
<i>usługi dystrybucyjne do odbiorców końcowych</i>	1 556 652	1 296 089	-260 563	-16,7%	748 773	621 867	-126 906	-16,9%
<i>opłaty za przyłączenie do sieci</i>	29 663	29 659	-4	-0,01%	16 176	19 708	3532	21,8%
<i>pozostałe</i>	42 345	45 229	2 884	6,8%	23 927	23 711	-216	-0,9%
EBIT	273 852	325 044	51 192	18,7%	131 314	153 777	22 463	17,1%
Amortyzacja	242 959	254 766	11 807	4,9%	123 124	128 564	5 440	4,4%
<b>EBITDA</b>	<b>516 811</b>	<b>579 810</b>	<b>62 999</b>	<b>12,2%</b>	<b>254 438</b>	<b>282 341</b>	<b>27 903</b>	<b>11,0%</b>
CAPEX	343 558	300 881	-42 677	-12,4%	193 581	187 849	-5 732	-3,0%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	21%	14%	-7p.p.	-	25%	16%	-9p.p.	-

mln zł



### 2Q 2018 Czynniki zmiany EBITDA:

#### Marża z działalności koncesjonowanej

- (-) niższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym o 127 mln (od 1 stycznia 2018 r. zmiana standardu – MSSF 15)
- (+) niższe koszty zakupu usług przesyłowych (saldo) o 152 mln zł (od 1 stycznia 2018 r. zmiana standardu – MSSF 15)
- (+) wyższe przychody z tytułu opłat za przyłączenie do sieci o 4 mln zł wynikają głównie z rozliczenia zaliczek na przyłączenia oraz kwartalnych odpisów MSR w 2017 (od 1 stycznia 2018 r. zmiana standardu - MSSF 15)
- (-) wyższe koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej (saldo) o 1 mln zł wynikają z wyższej średniej ceny energii elektrycznej

#### Koszty operacyjne

- (-) wyższe koszty świadczeń pracowniczych o 7 mln wynikają głównie z rezerw aktuarialnych
- (-) wyższe koszty usług obcych o 4 mln zł, głównie w obszarach dotyczących usług IT oraz eksploatacji majątku sieciowego
- (-) wyższe koszty podatków i opłat o 3 mln zł są efektem zrealizowanych inwestycji w zakresie majątku sieciowego

#### Pozostała działalność operacyjna

- (+) niższe rezerwy dot. majątku sieciowego o 22 mln zł
- (-) wyższe odpisy aktualizujące o 7 mln zł

## Obszar Wydobywania

[tys. zł]	1H 2017	1H 2018	Zmiana	Zmiana%	2Q 2017	2Q 2018	Zmiana	Zmiana%
Przychody ze sprzedaży	902 117	855 952	-46 165	-5,1%	436 880	457 255	20 375	4,7%
<i>węgiel</i>	874 994	832 098	-42 896	-4,9%	426 165	446 300*	20 135	4,7%
<i>pozostałe produkty i usługi</i>	20 891	14 721	-6 170	-29,5%	6 947	5 834*	-1 113	-16,0%
<i>towary i materiały</i>	6 232	9 133	2 901	46,6%	3 768	5 121*	1 353	35,9%
EBIT	147 174	99 989	-47 185	-32,1%	57 581	60 786	3 205	5,6%
Amortyzacja	174 060	173 560	-500	-0,3%	85 384	89 483	4 099	4,8%
<b>EBITDA</b>	<b>321 234</b>	<b>273 549</b>	<b>-47 685</b>	<b>-14,8%</b>	<b>142 965</b>	<b>150 269</b>	<b>7 304</b>	<b>5,1%</b>
CAPEX	139 033	199 450	60 417	43,5%	73 607	114 644	41 037	55,8%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	12%	9%	-3 p.p.	-	14%	11%	-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.

\*Zmiana prezentacyjna 1Q 2018 w zakresie ujmowania przychodów ze sprzedaży z tytułu przewoźnego

### 1H 2018 Czynniki zmiany EBITDA:

- (-) rentowność EBITDA: 32,0% 1H 2018 wobec 35,6% w 1H 2017
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży węgla: niższa sprzedaż ilościowa -321 tys. t (-6,9%), przy wyższej cenie i wyższej korekcie węgla z robót przygotowawczych
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży towarów i materiałów – wyższa sprzedaż złomu
- (-) większa korekta przychodów o wartość węgla pozyskanego z wyrobisk - większy zakres prac przygotowawczych (+4,7 km) przy wyższej cenie węgla
- (-) wyższe o 828 tys. ton wydobyć urobku (+12,3%) – wzrost kosztów produkcji
- (-) nominalny wzrost kosztów produkcji (bez amortyzacji):

- wzrost kosztów usług obcych (głównie koszty prac sobotnio-niedzielnych i drążenia),
- wzrost kosztów wynagrodzeń (wypłacona podwyżka wynagrodzeń wraz z dodatkową nagrodą oraz wzrost średniego zatrudnienia o 110 osób)

(+) w 2018 roku zwiększenie zapasu o 33,9 mln zł (zmniejszenie kosztów), w 2017 roku zmniejszenie zapasów o 16,7 mln zł (zwiększenie kosztów)

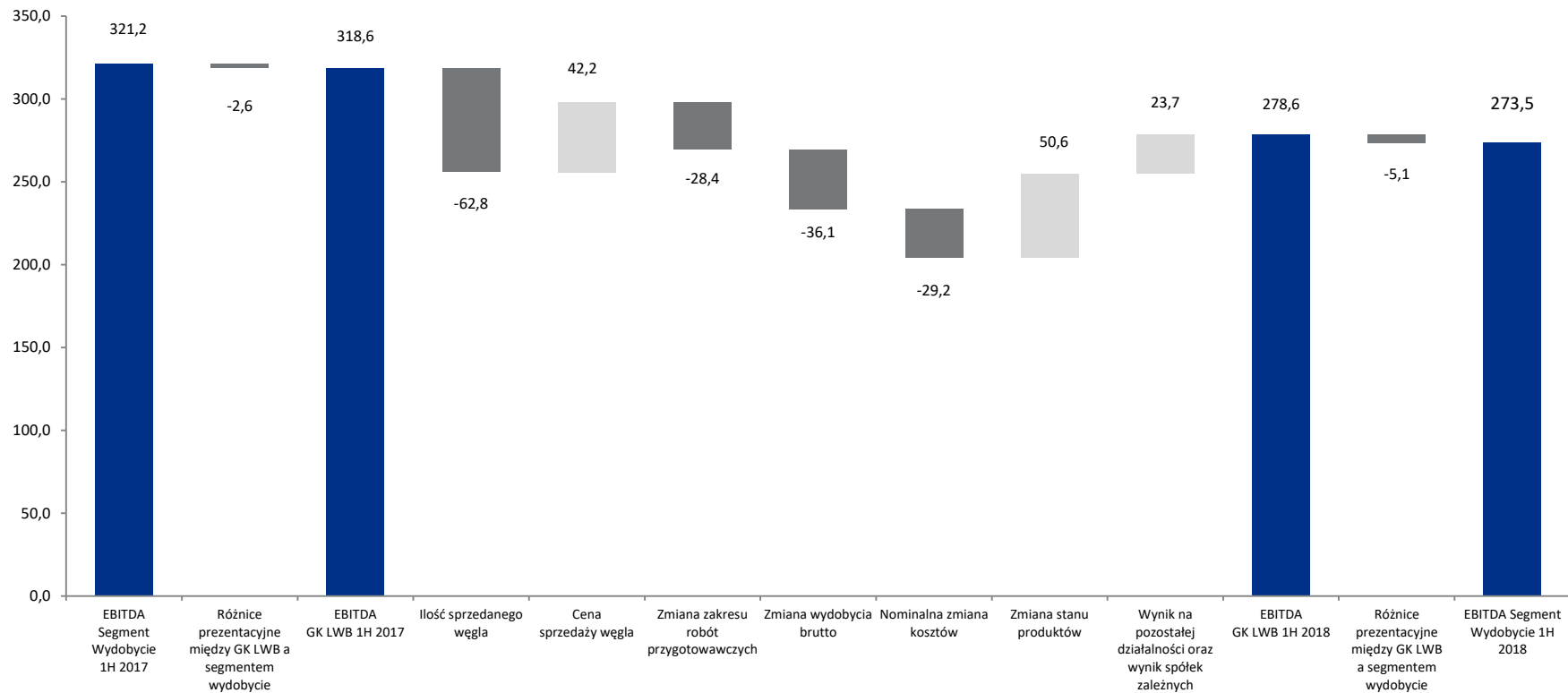
(+) wynik na pozostałej działalności - rozliczenie umowy zawartej pomiędzy Spółką a konsorcjum firm Mostostal Warszawa S.A. oraz Acciona Infraestructuras; dodatni wpływ na wynik EBITDA 28,7 mln zł

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. 7,5 mln zł). W poprzednim roku przychody z tytułu przewoźnego wykazywane były w szyku rozwartym (zmiana bez wpływu na EBITDA).

## Obszar Wydobywania

mln zł



## Obszar Wydobywania

[tys. zł]	1H2017	1H2018	Zmiana	Zmiana%	2Q2017	2Q2018	Zmiana	Zmiana%
Przychody ze sprzedaży	902 117	855 952	-46 165	-5,1%	436 880	457 255	20 375	4,7%
<i>węgiel</i>	874 994	832 098	-42 896	-4,9%	426 165	446 300*	20 135	4,7%
<i>pozostałe produkty i usługi</i>	20 891	14 721	-6 170	-29,5%	6 947	5 834*	-1 113	-16,0%
<i>towary i materiały</i>	6 232	9 133	2 901	46,6%	3 768	5 121*	1 353	35,9%
EBIT	147 174	99 989	-47 185	-32,1%	57 581	60 786	3 205	5,6%
Amortyzacja	174 060	173 560	-500	-0,3%	85 384	89 483	4 099	4,8%
<b>EBITDA</b>	<b>321 234</b>	<b>273 549</b>	<b>-47 685</b>	<b>-14,8%</b>	<b>142 965</b>	<b>150 269</b>	<b>7 304</b>	<b>5,1%</b>
CAPEX	139 033	199 450	60 417	43,5%	73 607	114 644	41 037	55,8%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	12%	9%	-3 p.p.	-	14%	11%	-3 p.p.	-

\*Zmiana prezentacyjna 1Q 2018 w zakresie ujmowania przychodów ze sprzedaży z tytułu przewoźnego

### 2Q 2018 Czynniki zmiany EBITDA:

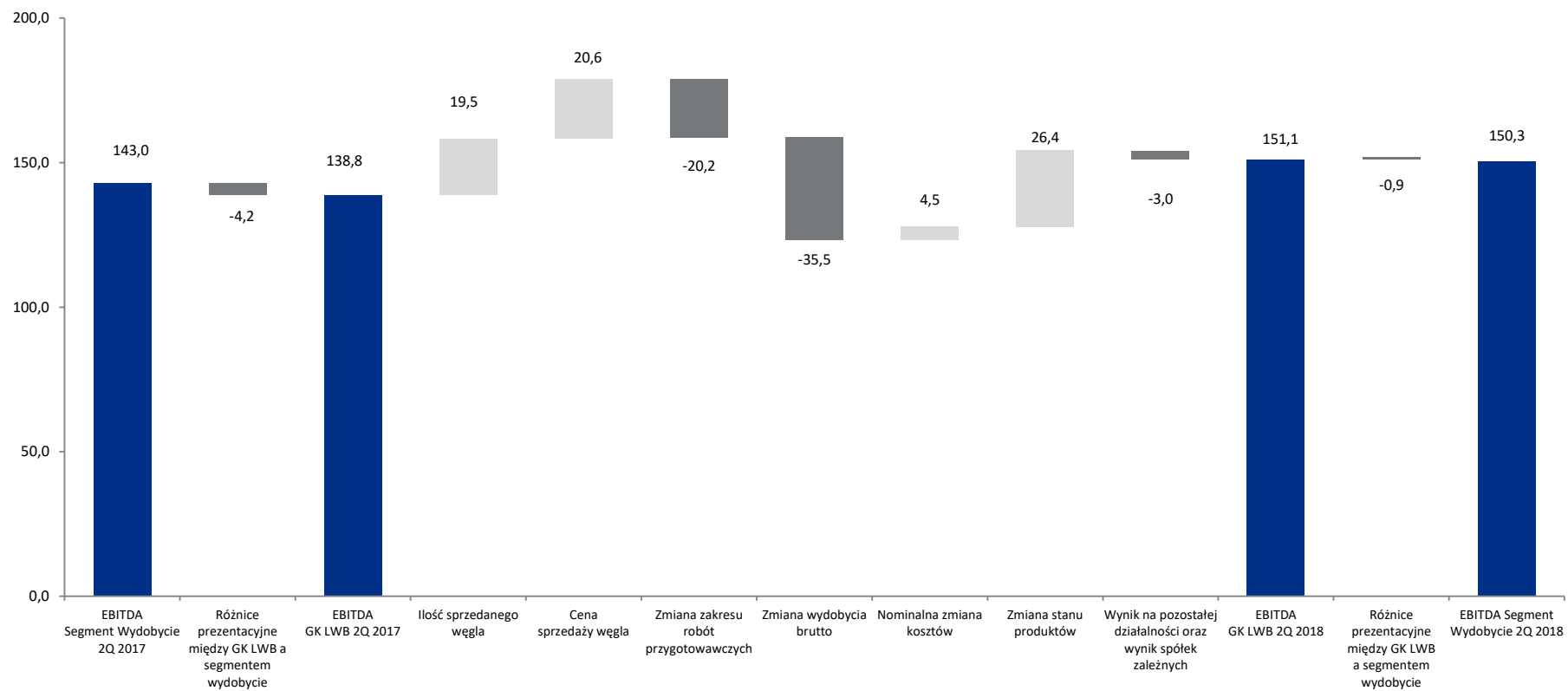
- (+) rentowność EBITDA 32,9% 2Q 2018 wobec 32,7% dla 2Q 2017
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży węgla: wyższa sprzedaż ilościowa, przy wyższej cenie i wyższej korekcie węgla z robót przygotowawczych
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży towarów i materiałów – wyższa sprzedaż złomu.
- (-) większa korekta przychodów o wartość węgla pozyskanego z wyrobisk - większy zakres prac przygotowawczych (+3,8 km) przy wyższej cenie węgla
- (-) wyższe o 766 tys. ton wydobycie urobku (+24,5%) – wzrost kosztów produkcji
- (+) w 2018 roku zwiększenie zapasu o 7,0 mln zł (zmniejszenie kosztów), w 2017 roku zmniejszenie zapasów o 19,4 mln zł (zwiększenie 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. 6,4 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]	1H2017	1H2018	Zmiana	Zmiana%	2Q2017	2Q2018	Zmiana	Zmiana%
Przychody ze sprzedaży	264 428	285 682	21 254	8,0%	134 852	145 111	10 259	7,6%
EBIT	2 822	9 612	6 790	240,6%	6 887	3 364	-3 523	-51,2%
Amortyzacja	20 233	25 474	5 241	25,9%	10 103	12 643	2 540	25,1%
<b>EBITDA</b>	<b>23 055</b>	<b>35 086</b>	<b>12 031</b>	<b>52,2%</b>	<b>16 990</b>	<b>16 007</b>	<b>-983</b>	<b>-5,8%</b>
CAPEX	25 025	26 876	1 851	7,4%	15 128	18 461	3 333	22,0%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	3%	3%	-	-	4%	4%	-	-

### W obszarze Pozostałej działalności prezentowane są spółki z obszarów:

- wsparcia dla pozostałych spółek w Grupie Kapitałowej:**

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

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

- działalności towarzyszącej:**

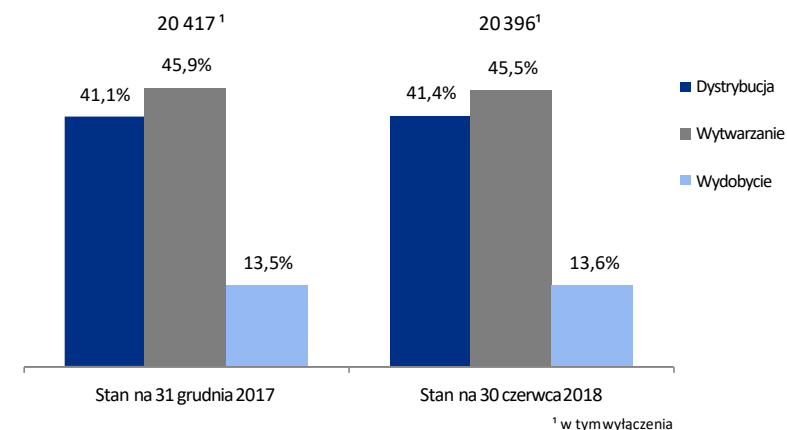
ENEA Oświetlenie Sp. z o.o. – spółka wyspecjalizowana w oświetleniu wewnątrz i na zewnątrz budynków; projektuje, buduje oświetlenie drogowe, iluminacje przestrzeni miejskich, podświetlanie budynków zabytkowych i użyteczności publicznej, a także świadczy usługi budowy i kompleksowej obsługi elektrowni fotowoltaicznych.

## Sytuacja majątkowa – struktura aktywów i pasywów Grupy Kapitałowej ENEA

Aktywa [tys. zł]	Na dzień:		Zmiana	Zmiana %
	31 grudnia 2017	30 czerwca 2018		
<b>Aktywa trwałe</b>	<b>22 080 914</b>	<b>22 266 409</b>	<b>185 495</b>	<b>0,8%</b>
Rzeczowe aktywa trwałe	20 416 867	20 395 723	-21 144	-0,1%
Użytkowanie wieczyste gruntów	105 571	105 163	-408	-0,4%
Wartości niematerialne	418 248	413 556	-4 692	-1,1%
Nieruchomości inwestycyjne	26 981	25 988	-993	-3,7%
Inwestycje w jednostki stowarzyszone i współkontrolowane	355 152	549 096	193 944	54,6%
Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	501 945	444 768	-57 177	-11,4%
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej	-	91 637	91 637	100,0%
Dłużne aktywa finansowe w zamortyzowanym koszcie	-	7 742	7 742	100,0%
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży - do 2017	40 698	-	-40 698	-100,0%
Aktywa fin. wyc. w wart. godz. przez wynik finans. - do 2017	33 364	-	-33 364	-100,0%
Instrumenty pochodne - do 2017	29 553	-	-29 553	-100,0%
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	30 729	98 445	67 716	220,4%
Koszty doprowadzenia do zawarcia umowy	-	14 165	14 165	100,0%
Środki zgromadzone w ramach Funduszu Likwidacji Kopalń	121 806	120 126	-1 680	-1,4%
<b>Aktywa obrotowe</b>	<b>6 232 080</b>	<b>6 123 011</b>	<b>-109 069</b>	<b>-1,8%</b>
Prawa do emisji CO <sub>2</sub>	595 533	92 823	-502 710	-84,4%
Zapasy	846 187	835 288	-10 899	-1,3%
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe	1 903 568	1 598 295	-305 273	-16,0%
Koszty doprowadzenia do zawarcia umowy*	-	15 753	15 753	100,0%
Aktywa z tytułu umów z klientami*	-	238 888	238 888	100,0%
Należności z tytułu bieżącego podatku dochodowego	149 859	56 206	-93 653	-62,5%
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej**	-	94 369	94 369	100,0%
Dłużne aktywa finansowe w zamortyzowanym koszcie**	-	111	111	100,0%
Inne inwestycje krótkoterminowe	-	151 761	151 761	100,0%
Aktywa fin. utrzymywane do terminu wymagalności - do 2017	478	-	-478	-100,0%
Aktywa fin. wyc. w wart. godz. przez wynik finans. - do 2017	49 329	-	-49 329	-100,0%
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	2 687 126	3 039 517	352 391	13,1%
<b>Razem aktywa</b>	<b>28 312 994</b>	<b>28 389 420</b>	<b>76 426</b>	<b>0,3%</b>

mln zł

Struktura rzeczowych aktywów trwałych



### Czynniki zmian aktywów trwałych (wzrost 185 mln zł):

- spadek rzeczowych aktywów trwałych o 21 mln zł wynika głównie ze spadku wartości urządzeń technicznych, budynków i lokali w wyniku ich umorzenia (większe umorzenie w związku z przyjęciem do użytkowania pod koniec roku 2017 Bloku 11)
- wzrost inwestycji w jednostki stowarzyszone i współkontrolowane o 194 mln zł wynika głównie 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.

### Czynniki zmian aktywów obrotowych (spadek o 109 mln zł):

- spadek wartości praw do emisji CO<sub>2</sub> o 503 tys. zł w wyniku umorzenia praw za rok poprzedni
- wzrost środków pieniężnych i ich ekwiwalentów o 352 mln zł spowodowany głównie okresowymi rozliczeniami transakcji futures dot. zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> oraz prowadzoną przez Spółki Grupy bieżącą działalnością

\* Dane za 1H 2018 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 1H 2018

\*\* Dane za 1H 2018 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 1H 2018

Pasywa [tys. zł]	Na dzień:		Zmiana	Zmiana %
	31 grudnia 2017	30 czerwca 2018		
<b>Razem kapitał własny</b>	<b>13 999 669</b>	<b>14 800 151</b>	<b>800 482</b>	<b>5,7%</b>
Kapitał zakładowy	588 018	588 018	-	-
Kapitał z nadwyżki ceny emisyjnej nad wartością nominalną	3 632 464	3 632 464	-	-
Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów finansowych	741	933	192	25,9%
Pozostałe kapitały	-27 101	-27 101	-	-
Kapitał rezerwowo z wyceny instrumentów zabezpieczających	25 967	3 695	-22 272	-85,8%
Zyski zatrzymane	8 858 130	9 651 464	793 334	9,0%
Udziały niekontrolujące	921 450	950 678	29 228	3,2%
<b>Razem zobowiązania</b>	<b>14 313 325</b>	<b>13 589 269</b>	<b>-724 056</b>	<b>-5,1%</b>
Zobowiązania długoterminowe	10 063 012	9 851 074	-211 938	-2,1%
Zobowiązania krótkoterminowe	4 250 313	3 738 195	-512 118	-12,0%
<b>Razem pasywa</b>	<b>28 312 994</b>	<b>28 389 420</b>	<b>76 426</b>	<b>0,3%</b>

Struktura zobowiązań długoterminowych



Struktura zobowiązań krótkoterminowych



**Czynniki zmian zobowiązań długoterminowych (spadek o 212 mln zł)**

- 466 mln zł spadek w pozycji rozliczenie dochodu z tytułu dotacji, opłat przyłączeniowych – 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
- 115 mln zł spadek kredytów, pożyczek i dłużnych papierów wartościowych – głównie reklasyfikacja zobowiązań z długoterminowych na krótkoterminowe
- 54 mln zł wzrost rezerw z tytułu świadczeń pracowniczych
- 302 mln zł wzrost pozostałych zobowiązań długoterminowych: wzrost zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych o 187 mln zł, wzrost rezerw z tytułu odroczonego podatku dochodowego o 91 mln zł, wzrost zobowiązań z tytułu umów z klientami o 20 mln zł (nowa pozycja bilansowa od wdrożenia MSSF 15)

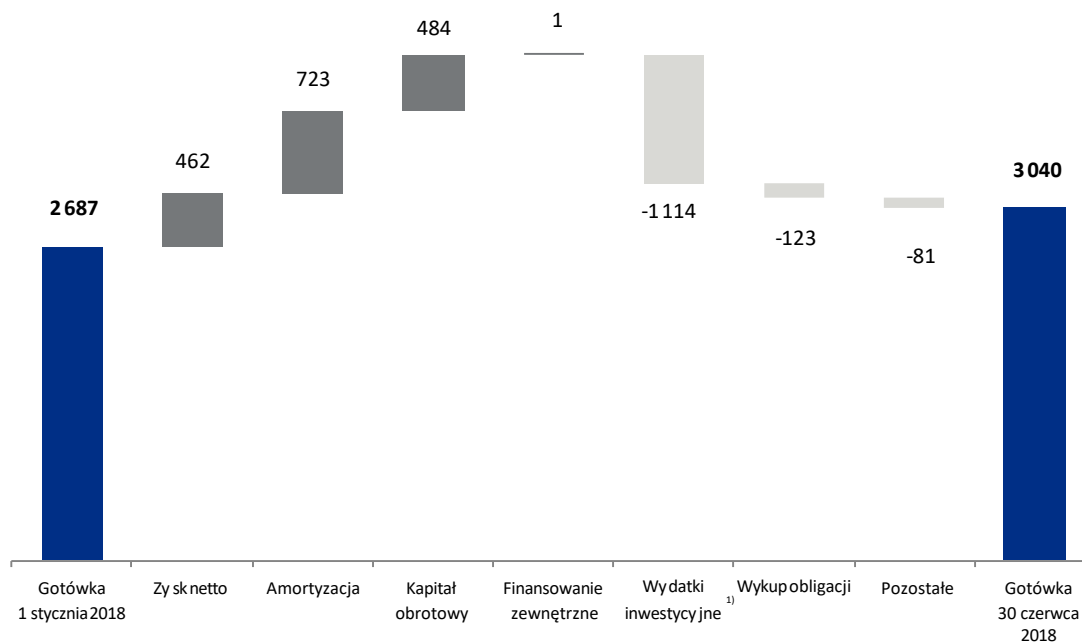
**Czynniki zmian zobowiązań krótkoterminowych (spadek o 512 mln zł)**

- 225 mln zł spadek rezerw na pozostałe zobowiązania i inne świadczenia – zmiana stanu rezerwy dotyczącej uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w wyniku umorzenia praw za rok poprzedni
- 207 mln zł spadek zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych – wynika z niższych zobowiązań inwestycyjnych (m.in. w wyniku zakończenia inwestycji w 2017 r. – Blok 11) 56 mln zł spadek rezerw z tytułu świadczeń pracowniczych – wypłata jednorazowych świadczeń
- 56 mln zł spadek rezerw z tytułu świadczeń pracowniczych – wypłata jednorazowych świadczeń
- 47 mln zł spadek w pozycji kredyty, pożyczki i dłużne papiery wartościowe – wynika z wykupu I transzy obligacji o wartości nominalnej 75 mln zł przez LWB Bogdanka, spłaty rat kredytów i wykupu obligacji

## Sytuacja pieniężna Grupy Kapitałowej ENEA

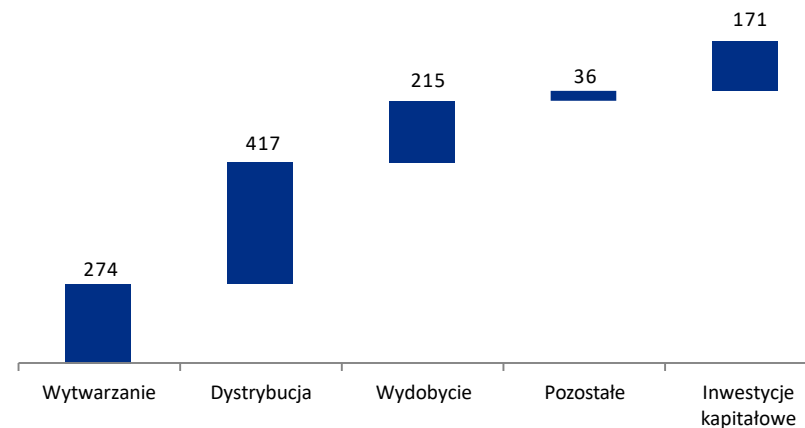
Rachunek przepływów pieniężnych [tys. zł]	1H2017	1H2018	Zmiana	Zmiana%
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	1 354 737	1 893 828	539 091	39,8%
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(2 235 821)	(1 261 161)	974 660	43,6%
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	127 312	(280 276)	-407 588	-
Zwiększenie / (Zmniejszenie) netto stanu środków pieniężnych	(753 772)	352 391	1 106 163	146,8%
Stan środków pieniężnych na początek okresu sprawozdawczego	2 340 217	2 687 126	346 909	14,8%
<b>Stan środków pieniężnych na koniec okresu sprawozdawczego</b>	<b>1 586 445</b>	<b>3 039 517</b>	<b>1 453 072</b>	<b>91,6%</b>

mln zł



### Wydatki inwestycyjne<sup>1)</sup> GK ENEA 1H 2018

mln zł



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

## Analiza wskaźnikowa <sup>1)</sup>

	1H2017	1H2018	2Q2017	2Q2018
<b>Wskaźniki rentowności</b>				
ROE -rentowność kapitału własnego	9,3%	6,2%	9,0%	5,6%
ROA -rentowność aktywów	4,9%	3,3%	4,8%	2,9%
Rentowność netto	11,2%	7,7%	10,6%	6,8%
Rentowność operacyjna	14,0%	10,5%	14,0%	9,6%
Rentowność EBITDA	24,4%	21,6%	24,2%	19,7%
<b>Wskaźniki płynności i struktury finansowej</b>				
Wskaźnik bieżącej płynności	1,5	1,6	1,5	1,6
Pokrycie majątku trwałego kapitałami własnymi	64,1%	66,5%	64,1%	66,5%
Wskaźnik zadłużenia ogólnego	46,6%	47,9%	46,6%	47,9%
Dług netto / EBITDA	2,1	1,8	2,1	1,8
<b>Wskaźniki aktywności gospodarczej</b>				
Cykl rotacji należności krótkoterminowych w dniach*	55	54	54	54
Cykl rotacji zobowiązań z tyt. dostaw i usług oraz pozostałych w dniach**	54	70	51	68
Cykl rotacji zapasów w dniach	32	33	31	32

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

\*\*Zobowiązania z tyt. dostaw i usług – handlowe, zobowiązania z tyt. umów z klientami

<sup>1)</sup> Definicje wskaźników zamieszczone zostały na str. 110

## 3.2. Zasady sporządzenia sprawozdań finansowych

Skrócone sprawozdania finansowe odpowiednio ENEA SA oraz Grupy Kapitałowej ENEA zawarte w ramach rozszerzonego skonsolidowanego raportu ENEA SA za okres I półrocza 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 pierwszym półroczu 2018 r. wyniki operacyjno-finansowe Obszaru Wydobycia GK ENEA pozostawały pod znaczącym wpływem utrudnień o charakterze geologicznym i hydrotechnicznym, które miały miejsce w I kwartale. II kwartał przyniósł stabilizację poziomu wydobycia, a co za tym idzie planowanych przychodów ze sprzedaży węgla. W 2018 r. przewidywany jest niezależny od uwarunkowań geologicznych wzrost kosztów stałych (takich jak wynagrodzenia, materiały, koszty usług obcych) co spowoduje, że uzyskanie jednostkowego kosztu wytworzenia na poziomie 2017 r. jest mało prawdopodobne. Podejmowane w Obszarze działania mają na celu utrzymanie wysokiej efektywności kopalni oraz stabilnego poziomu wydobycia zgodnie z założeniami prezentowanymi w Strategii dla LW Bogdanka S.A. Mają temu służyć: utrzymanie kosztów stałych na racjonalnym poziomie i nakładów inwestycyjnych w wartościach pozwalających na niewielkie zwiększenie wydobycia w kolejnych latach. Na przewidywalność wyników Obszaru Wydobycia wpływ mają: ciągłe poszukiwanie optymalizacji procesów i innowacyjnych rozwiązań, stabilizacja cen miałow energetycznych oraz zapewnienie odbioru wydobywanego węgla przez jednostki wchodzące w skład Grupy Kapitałowej ENEA. Troska o wyniki bieżącego roku nie powoduje, że straciły na znaczeniu działania mające na celu rozwój kopalni i wydłużenie perspektywy jej działalności, stąd kolejne wnioski o uzyskanie koncesji dla nowych obszarów wydobywczych. Planowane zwiększenie poziomu zatrudnienia ma zapewnić możliwość utrzymania jednostkowego kosztu wydobycia na optymalnym poziomie.

Obszar Wytwarzania, który w 1H 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 CO<sub>2</sub>, która może okazać się istotnie mniejsza, niż w latach poprzednich. Jak w każdym elemencie łańcucha wartości GK ENEA dostrzegany jest niewielki – ale jednak – wzrost kosztów stałych elektrowni, szczególnie w obszarze wynagrodzeń, a także kosztów zmiennych, takich jak koszt transportu paliw związany 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 „zielonych certyfikatów”, związany z istotnym wzrostem ceny rynkowej w omawianym okresie. Na wyniki podsegmentu wpływ będzie miała 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. – o raz 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 bieżącym okresie wynik Obszaru Obrotu ulega zdecydowanemu obniżeniu w porównaniu do 1H 2017 w związku z rosnącymi cenami obowiązków ekologicznych, ze szczególnym uwzględnieniem „zielonych certyfikatów, których cena wpływa jednocześnie na obniżenie rezerwy związanej z ewentualnymi roszczeniami związanymi z rozwiązaniem kontraktów długoterminowych na zakup zielonych praw majątkowych. Istotnym elementem wpływającym na obniżenie wyników segmentu jest rosnąca cena energii elektrycznej, na którą z kolei wpływają niezmiennie wysokie koszty zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> oraz wzrastające ceny paliw.

Pozycja finansowa Grupy pozostaje bezpieczna, między innymi dzięki stosunkowo wysokiemu stanowi środków pieniężnych, wynoszącemu na koniec 1H 2018, 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 CO<sub>2</sub> na kolejne okresy rozliczeniowe. 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 wydobycia węgla po sprzedaż energii elektrycznej do odbiorcy końcowego umożliwia elastyczne reagowanie na dynamiczne wzrosty cen, zmienną sytuację rynkową, regulacyjną.

Dzięki wynikom finansowym nie odbiegającym od planowanych, bezpiecznej pozycji gotówkowej oraz dostępności finansowania Grupa ENEA może konsekwentnie realizować program CAPEX (nakładów inwestycyjnych) w poszczególnych Obszarach działalności.

### 3.4. Zdarzenia po dniu bilansowym

Z zastrzeżeniem informacji nt. realizacji kolejnych etapów projektu Elektrownia Ostrołęka opisanych w punkcie 2.2. Zmiany w strukturze Grupy, po zakończeniu okresu sprawozdawczego nie wystąpiły istotne zdarzenia mogące mieć wpływ na wyniki finansowe Grupy Kapitałowej ENEA.

### 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 I półrocze 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 I półrocze 2018 r., tj. na 13 września 2018 r.

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%
<b>RAZEM</b>	<b>441 442 578</b>	<b>100,00%</b>

Od dnia publikacji poprzedniego raportu okresowego tj. od dnia 24 maja 2018 r. nie wystąpiły zmiany w strukturze znaczących akcjonariuszy Spółki.

#### 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 koniec czerwca 2018r.

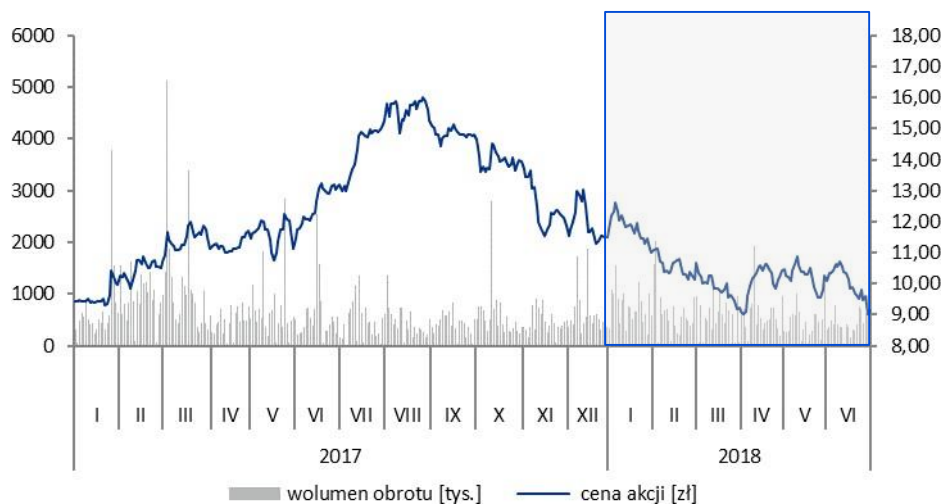


Poniższa tabela przedstawia dane dotyczące akcji Spółki w okresie styczeń – czerwiec 2018 r.

Dane	1H 2018
Liczba akcji [szt.]	441.442.578
Minimum [zł]	8,96
Maximum [zł]	12,78
Kurs na koniec okresu [zł]	9,14
Kurs na koniec poprzedniego okresu [zł]	11,5
Średni wolumen [szt.]	628 628



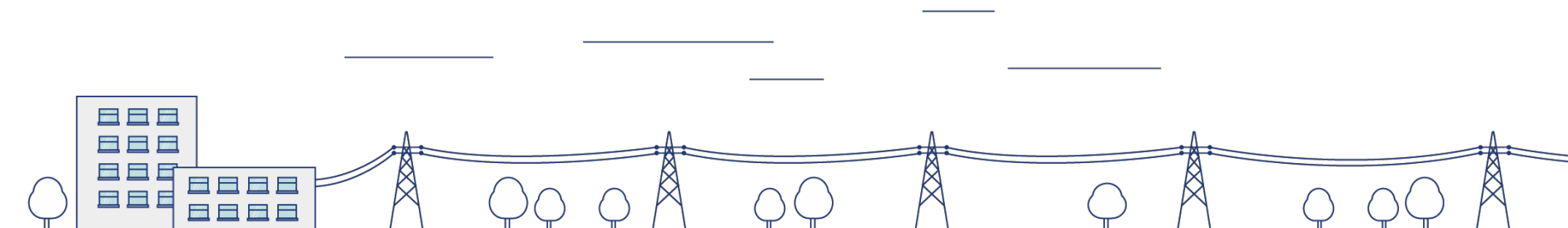
### Notowania akcji ENEA S.A. w 2017 r. oraz w 1H 2018



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



W pierwszym półroczu 2018 r. kurs akcji ENEA S.A. spadł z 11,50 zł do 9,14 zł, tj. o 2,36 zł, czyli 20,5%. Najwyższy kurs zamknięcia w okresie styczeń 2017 - czerwiec 2018 akcje ENEA osiągnęły 8 stycznia 2018 r., natomiast najniższy – 4 kwietnia 2018 r.





## 5. Władze

## WŁADZE

### 5.1. Skład osobowy Zarządu ENEA SA

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. Odbył 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 energią elektryczną w Wyższej Szkole Handlu i Usług w Poznaniu. Zakres kompetencji: Nadzór i koordynacja nad całokształtem zadań związanych z działalnością handlową i obsługą Klientów.

#### Piotr Olejniczak Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych



Piotr Olejniczak od początku kariery zawodowej związany jest z finansami przedsiębiorstw. Posiada ponad 20-letnie doświadczenie zdobyte w 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 rozpoczynał w firmie Doradca Consultants Ltd. jako młodszy konsultant w Departamencie Doradztwa Finansowego. Piotr Olejniczak jest absolwentem Wydziału Ekonomii Uniwersytetu Gdańskiego. Studiował również w ramach stypendium finanse oraz język niemiecki w FHTW Berlin (obecnie Hochschule für Wirtschaft und Recht Berlin) oraz na Uniwersytecie Johanna Wolfganga Goethego we Frankfurcie nad Menem. Ukończył również studia podyplomowe na Uniwersytecie Warszawskim z prawa spółek i prawa rynku kapitałowego. 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 łaodem Korporacyjnym, nadzorem właścicielskim, usługami w Grupie Kapitałowej ENEA.

## 5.2. Skład osobowy Rady Nadzorczej ENEA SA

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 dnia 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 dnia 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.

Na dzień publikacji niniejszego raportu Rada Nadzorcza Spółki IX kadencji składa się z ośmiu 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 Ekonomika 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.

**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.

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

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

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

**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.

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 <sup>1)</sup>	Przewodniczący
Roman Stryjski <sup>1)</sup>	Członek
Piotr Mirkowski <sup>1)</sup>	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 <sup>1)</sup>	Członek

<sup>1)</sup> 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 w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

Imię i nazwisko	Funkcja	Liczba akcji ENEA S.A. na 24 maja 2018 r.	Liczba akcji ENEA S.A. na 13 września 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 przejęciu 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.<sup>1)</sup> Niezależnie od powyższego aktualnie Ministerstwo Energii pracuje nad nową polityką energetyczną Polski (PEP), która określać będzie długoterminową wizję rządu dla sektora energii.

<sup>1)</sup> [bip.me.gov.pl/files/upload/21394/Wnioski%20z%20analiz%20prognostycznych\\_2014-08-11.pdf](http://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 zapewniania 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.

## 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 zakazowi 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 CO<sub>2</sub>/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 CO<sub>2</sub>/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 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 perspektywę 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 utrzymującą 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.

## 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 renegotjacji 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 I półroczu 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 roku Rada Ministrów przyjęła projekt ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych, przedłożony przez Ministra Energii. Projekt zaproponował regulacje, których celem będzie stymulowanie rozwoju elektromobilności w Polsce oraz zastosowanie w transporcie paliw alternatywnych, w tym energii elektrycznej. Ustawa tworzy 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 wprowadza 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 będzie zapewniał Bank Gospodarstwa Krajowego. Zadaniem Funduszu będzie finansowanie projektów związanych z rozwojem elektromobilności oraz transportu opartego na paliwach alternatywnych.

### **Działalność spółki ElectroMobility Poland S.A.**

PGE Polska Grupa Energetyczna, Energa, ENEA oraz Tauron Polska Energia 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. Spółka dysponuje kapitałem zakładowym w wysokości 10 mln zł. Każda ze spółek powołujących ElectroMobility Poland objęła po 25% kapitału akcyjnego, uzyskując w ten sposób po 25% głosów na walnym zgromadzeniu akcjonariuszy. W styczniu 2018 r. dokonano podwyższenia kapitału zakładowego spółki przez akcjonariuszy do łącznej kwoty 30 mln zł.

## 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 miałów 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 CO<sub>2</sub> 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

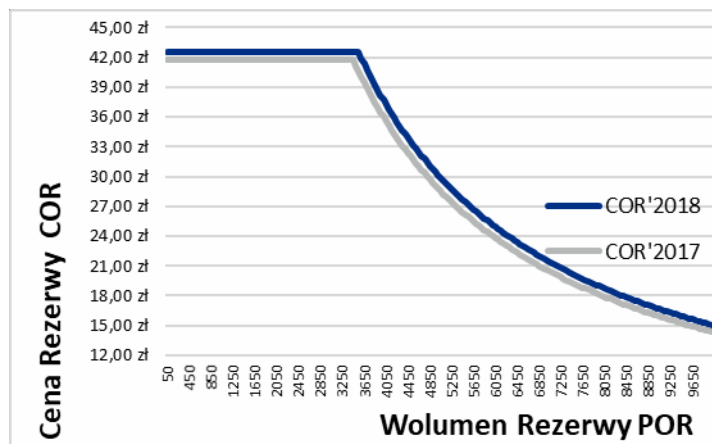
W dniu 29 czerwca 2018 r. Prezydent RP podpisał ustawę z dnia 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw. Celem ustawy było dostosowanie polskich przepisów dot. pomocy publicznej do wymagań, które Komisja Europejska postawiła RP w procedurze notyfikacyjnej 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.

## 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 przeznaczanego na tę usługę. Od roku 2016 zostały wprowadzone dodatkowe rozliczenia korekcyjne (miesięczne i roczne), które weryfikują ponownie rozliczenie i ewentualne niewykorzystane środki z ORM są rozdysponowywane na jednostki uczestniczące w rezerwie. Od roku 2017 w ramach wolumenu ORM (POR) są uwzględniane jednostki odbiorcze z możliwością redukcji zapotrzebowania (DSR). 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

Nowy model regulacji jakościowej zaczął obowiązywać od 1 stycznia 2016 r., ale przekłada się na finanse ENEA Operator (i innych OSD) od 2018 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki uzależnił część przychodu regulowanego od jakości usług świadczonych przez te podmioty. Ocena jakości usług odbywać się będzie poprzez pomiar szeregu wskaźników, w szczególności niezawodności zasilania oraz czasu realizacji przyłączeń do sieci elektroenergetycznej. 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. Na chwilę obecną nie jest możliwe oszacowanie wpływu utworzenia nowej grupy na przychody Spółki. Analogicznie przywołane wyżej Rozporządzenie wprowadza modyfikacje zapisów dotyczących bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców i parametrów jakościowych energii. Od dnia 1 stycznia 2019 roku OSD zobligowani są do automatycznego udzielania odbiorcom bonifikat w terminie 30 dni od dnia, w którym nastąpiło niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców lub parametrów jakościowych energii elektrycznej oraz do umieszczania na fakturze wielkości przerw w dostawach podlegających bonifikacie. Obecnie bonifikaty, o których mowa powyżej udzielane są odbiorcom na ich wniosek. Dodatkowo w taryfie wprowadzono zmiany wynikające z Ustawy o elektromobilności. Zmiany te dotyczą w szczególności opłat za przyłączenie infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego oraz ogólnodostępnych stacji ładowania.

## 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. <sup>1)</sup>

## 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.

<sup>1)</sup> [ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/7389,Kolejni-odbiorcy-energii-elektrycznej-skorzystali-z-prawa-wyboru-sprzedawcy.html?search=17331048](http://ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/7389,Kolejni-odbiorcy-energii-elektrycznej-skorzystali-z-prawa-wyboru-sprzedawcy.html?search=17331048)



## Taryfa 2018 – dystrybucja energii elektrycznej

Taryfa dla ENEA Operator na 2018 rok zatwierdzona została przez Prezesa URE 14 grudnia 2017 roku, następnie zmieniona decyzjami z dnia 3 stycznia 2018 roku, 16 stycznia 2018 roku oraz 27 lutego 2018 r. Taryfa została opracowana według założeń opublikowanych przez Prezesa URE w dokumencie „Taryfy OSD na rok 2018” oraz zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Energii z dnia 29 grudnia 2017 roku w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną. Stawki opłat za usługi dystrybucji zatwierdzone dla roku 2018 skutkują następującymi zmianami płatności dla odbiorców w poszczególnych zespołach grup taryfowych:

- A – spadek o 2,23%
- B – spadek o 1,58%
- C2 – spadek o 0,61%
- C1 – spadek o 0,70%
- G – spadek o 0,73%

Wyżej wymienione wielkości uwzględniają wpływ opłat przenoszonych (przejściowej, jakościowej oraz OZE). W przypadku wyeliminowania powyższych wielkości te wynoszą odpowiednio:

- A – wzrost o 1,61%
- B – wzrost o 1,45%
- C2 – wzrost o 1,28%
- C1 – wzrost o 1,40%
- G – wzrost o 1,19%

## 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 nocie 27 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej ENEA za 1H 2018

## 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 CO<sub>2</sub>

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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> w 2018 r. Miejsmem 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-sierpień 2018 r. Polska sprzedała 53,20 mln uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> uzyskując z tego tytułu 543,25 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			56 752 000	73%
2018-09-26	3 547 000			60 299 000	77%
2018-10-10	3 547 000			63 846 000	82%
2018-10-24	3 547 000			67 393 000	86%
2018-11-07	3 547 000			70 940 000	91%
2018-11-21	3 547 000			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 <sub>2</sub>			NO <sub>x</sub>			Pył **			CO <sub>2</sub> *		Produkcja energii elektrycznej brutto [MWh]
	Emisja SO <sub>2</sub> [Mg]	Wskaźnik emisji SO <sub>2</sub> [kg/MWh]	Opłata za emisję SO <sub>2</sub> [tys.zł]	Emisja NO <sub>x</sub> [Mg]	Wskaźnik emisji NO <sub>x</sub> [kg/MWh]	Opłata za emisję NO <sub>x</sub> [tys.zł]	Emisja pyłu [Mg]	Wskaźnik emisji pyłu [kg/MWh]	Opłata za emisję pyłu [tys.zł]	Emisja CO <sub>2</sub> [Mg]	Wskaźnik emisji CO <sub>2</sub> [kg/MWh]	
IH 2018	3 896,89	0,686	2 065,3	3 931,10	0,692	2 083,5	135,35	0,024	47,4	4 878 005,08	858	5 682 057,28
IH 2017	5 188,41	0,908	2 749,9	6 615,34	1,158	3 506,1	130,91	0,023	45,8	5 845 884,83	1 023	5 714 189,64
Zmiana %	-24,89	-24,45	-24,90	-40,58	-40,24	-40,57	+3,39	+4,35	+3,49	-16,56	-16,13	-0,56

### Elektrownia Kozenice – blok 11 vs. bloki 1-10

IH 2018	SO <sub>2</sub>			NO <sub>x</sub>			Pył			CO <sub>2</sub> *		Produkcja energii elektrycznej brutto [MWh]
	Emisja SO <sub>2</sub> [Mg]	Wskaźnik emisji SO <sub>2</sub> [kg/MWh]	Opłata za emisję SO <sub>2</sub> [tys.zł]	Emisja NO <sub>x</sub> [Mg]	Wskaźnik emisji NO <sub>x</sub> [kg/MWh]	Opłata za emisję NO <sub>x</sub> [tys.zł]	Emisja pyłu [Mg]	Wskaźnik emisji pyłu [kg/MWh]	Opłata za emisję pyłu [tys.zł]	Emisja CO <sub>2</sub> [Mg]	Wskaźnik emisji CO <sub>2</sub> [kg/MWh]	
Blok 11*	520,79	0,198	276,0	844,01	0,321	447,3	45,10	0,017	15,8	1 958 637,35	744	2 632 461,80
Bloki 1-10	3 896,89	0,686	2 065,3	3 931,10	0,692	2 083,5	135,35	0,024	47,4	4 878 005,08	858	5 682 057,28

\* Dane z uwzględnieniem emisji zanieczyszczeń z kotłowni rozruchowej.

\*\* 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.

## Dotrzymanie wymogów formalno-prawnych

### ENEA Wytwarzanie

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

- w zakresie emisji dwutlenku siarki oraz pyłu: Elektrownia Kozienice (bloki 1-10) - wspólnie z Elektrociepłownią Białystok,
- w zakresie emisji NO<sub>x</sub>: 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 Kozienice 200 mg/m<sup>3</sup><sub>usr</sub> dla SO<sub>2</sub> i 20 mg/m<sup>3</sup><sub>usr</sub> dla pyłu).

Emisję zanieczyszczeń w ramach PPK za okres IH 2018 r. oraz stopień wykorzystania rocznych pułapów emisyjnych zestawiono w tabeli poniżej.

Instalacja		SO <sub>2</sub>		Pył		NO <sub>x</sub>	
		[Mg]	% wykorzystania	[Mg]	% wykorzystania	[Mg]	% wykorzystania
Elektrownia Kozienice	emisja	3 497,11		103,46		nd.	nd.
	roczny pułap	10 018,00	34,91	1 127,00	9,18		
Elektrociepłownia Białystok	emisja	122,89		5,53		193,78	20,04
	roczny pułap	1 688,34	7,28	143,37	3,86	966,99	
Razem	emisja	3 620,01	30,92	108,99	8,58	193,78	20,04

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<sub>x</sub>, 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) zostaje naliczana kara za każde godzinowe przekroczenie liczone od początku roku.

Elektrownia Kozienice realizuje cele nakreślone przez prawodawstwo krajowe i wspólnotowe (dyrektywa IED, konkluzje BAT). W ostatnim czasie elektrownia wybudowała instalacje odsiarczania spalin gwarantujące redukcje SO<sub>2</sub> ze spalin wszystkich bloków, obecnie jest w ostatnim etapie zabudowy instalacji do katalitycznej redukcji NO<sub>x</sub> (SCR) na bloku nr 9, modernizacji poddano elektrofiltry oraz oczyszczalnie ścieków bytowych i deszczowo-przemysłowych dla bloków 9-11.

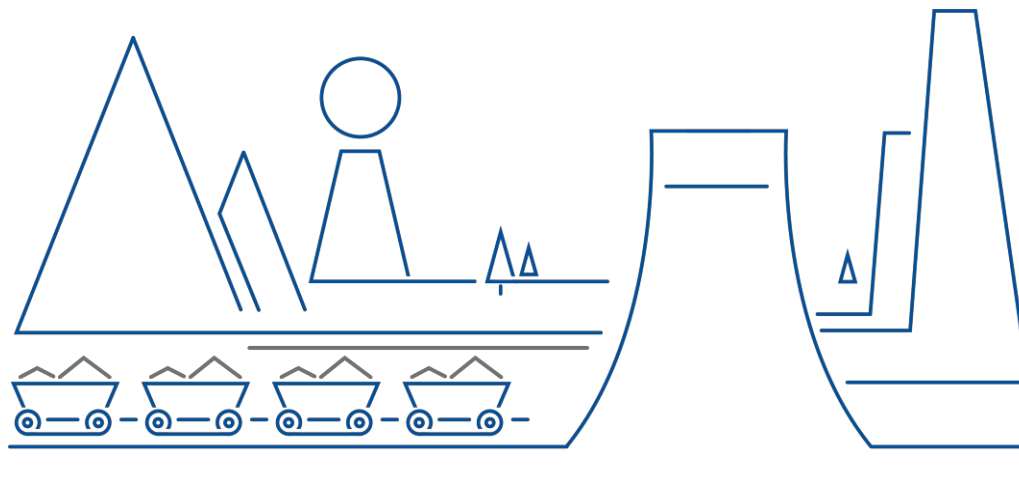
W okresie 1H 2018 nie stwierdzono przekroczeń standardów emisyjnych określonych w pozwoleniu zintegrowanym bloków 1-10.

ENEA Elektrownia Połaniec

2018/2017	SO <sub>2</sub> *			NO <sub>x</sub>			Pył			Produkcja energii elektrycznej brutto [MWh]
	Emisja SO <sub>2</sub> [Mg]	Wskaźnik emisji SO <sub>2</sub> [kg/MWh]	Opłata za emisję SO <sub>2</sub> [tys.zł]	Emisja NO <sub>x</sub> [Mg]	Wskaźnik emisji NO <sub>x</sub> [kg/MWh]	Opłata za emisję NO <sub>x</sub> [tys.zł]	Emisja pyłu [Mg]	Wskaźnik emisji pyłu [kg/MWh]	Opłata za emisję pyłu [tys. zł]	
1 połowa 2018	4 514,66	0,86	2 392,77	3 713,53	0,71	1 968,17	299,54	0,06	104,84	5 238 133,50
1 połowa 2017	3 323,86	0,68	1 761,65	5 811,27	1,19	3 079,97	234,64	0,05	82,12	4 863 584,60
<b>Zmiana %</b>	<b>35,83</b>	<b>26,47</b>	<b>35,83</b>	<b>-36,10</b>	<b>-40,34</b>	<b>-36,10</b>	<b>27,66</b>	<b>20,00</b>	<b>27,66</b>	<b>7,70</b>

\* Na sumaryczny wzrost emisji SO<sub>2</sub> 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 SO<sub>2</sub> do 1.200mg/Nm<sup>3</sup>, co przełożyło się wzrost emisji SO<sub>2</sub>.

ENEA Połaniec S.A. korzysta z derogacji wynikającej z dyrektywy IED – derogacja naturalna 17.500 godzin, którą objęty jest kocioł nr 1. Do końca czerwca 2018 r. z limitu 17.500 godzin wykorzystano 6.936 godzin, w tym, w pierwszym półroczu 2018 roku wykorzystano 2.200 godzin. W pierwszym półroczu 2018 r. nie stwierdzono przekroczeń standardów emisyjnych określonych w pozwoleniu zintegrowanym.



## 6.2 CSR – społeczna odpowiedzialność biznesu

### Spółeczna odpowiedzialność biznesu Grupy ENEA w I półroczu 2018 r. skupiła się wokół realizacji poniższych działań:

#### Publikacja Oświadczenia niefinansowego Grupy ENEA za 2017 rok

---

Od 1 stycznia 2017 r. w Polsce zaczęła obowiązywać nowelizacja Ustawy o Rachunkowości z dnia 15 grudnia 2016 roku (Dz.U. z 2017 r., poz. 61.) implementująca Dyrektywę 2014/95/UE, która dotyczy zwiększenia stopnia ujawniania informacji niefinansowych przez określone firmy i grupy kapitałowe spełniające określone w Ustawie wymogi.

Nowy obowiązek ustawowy dotyczy Grupy ENEA, która za okres sprawozdawczy 2017 roku była zobowiązana do:

- przygotowania raportu niefinansowego w ramach sprawozdania z działalności lub w formie odrębnego sprawozdania oraz
- zaraportowania informacji o stosowanej polityce różnorodności (lub jej braku) w odniesieniu do składu jej organów administrujących, zarządzających i nadzorczych.

W marcu 2018 r. Grupa ENEA realizując nowy, ustawowy obowiązek opublikowała „Oświadczenie na temat informacji niefinansowych Grupy Kapitałowej ENEA” w ramach „Sprawozdania Zarządu z działalności ENEA SA oraz Grupy Kapitałowej ENEA za 2017 rok”. Oświadczenie powstało z wykorzystaniem wytycznych międzynarodowego standardu raportowania GRI Standards. Oznacza to m.in., że:

- w etap określania zakresu raportowanych informacji niefinansowych i tzw. „istotnych aspektów raportowania” włączono perspektywę Interesariuszy (za pośrednictwem badania ankietowego)
- w Oświadczeniu wykorzystano wskaźniki w ujęciu rekomendowanym przez standard raportowania „GRI Standards”
- zgodnie z wytycznymi standardu raportowania „GRI Standards” we wskaźnikach dotyczących liczby Pracowników podano dane na ostatni dzień raportowanego okresu, to jest na dzień 31 grudnia 2017 r.

Poza niniejszym Oświadczeniem za rok 2017 Grupa Kapitałowa ENEA w czerwcu 2018 roku opublikowała odrębną publikację pt. „Raport zrównoważonego rozwoju Grupy ENEA 2017”. Grupa od 2011 roku prowadzi praktykę raportowania zrównoważonego rozwoju i odpowiedzialnego biznesu.

#### Publikacja Raportu zrównoważonego rozwoju Grupy ENEA za 2017 rok

---

Zgodnie z 6-cio letnią dobrą praktyką, 27 czerwca 2018 r. opublikowany został „Raport zrównoważonego rozwoju Grupy ENEA 2017” w formie interaktywnej platformy internetowej obejmujący okres od 1 stycznia do 31 grudnia 2017 r. Nowością w tegorocznym raporcie CSR jest zastosowany po raz pierwszy międzynarodowy standard GRI Standards. Z dokumentem można się zapoznać na dedykowanej, interaktywnej stronie internetowej opublikowanej w języku polskim i angielskim.

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

## **Finał projektu Fundacji ENEA – ENEA Akademia Talentów**

---

W styczniu 2018 roku ogłoszono zwycięzców I edycji programu stypendialnego „ENEA Akademia Talentów”, trwającego od września 2017 r. do stycznia 2018 r. i skierowanego do utalentowanych w nauce, sztuce lub sporcie uczniów szkół podstawowych (od V klasy wzwyż) i gimnazjów, z obszaru działania spółek z Grupy ENEA oraz programu grantowego skierowanego dla publicznych szkół podstawowych i gimnazjalnych z obszaru działania spółek z Grupy ENEA, realizujących autorskie projekty rozwijające talenty i uzdolnienia uczniów. Zgłoszenia do ENEA Akademii Talentów przyjmowane były do 15 października, a laureatów poznaliśmy 10 stycznia 2018 r. Zwycięzcy otrzymali stypendia o wartości 3.000 zł, a zwycięskie szkoły granty w wysokości 10.000 zł. W gronie zwycięzców znalazło się 22 młodych ludzi, 11 ze szkół podstawowych i tyle samo ze szkół gimnazjalnych. W obu kategoriach wiekowych wybrano laureatów w dziedzinie nauka, sztuka i sport. 9 zwycięskich szkół zostało z kolei wyłonionych przez internautów. We wrześniu br. rusza druga edycja programu.

## **Program społeczny Energii Mamy We Krwi**

---

W marcu 2018 roku w Grupie ENEA wystartował nowy program społeczny pod patronatem prezesa ENEA – „Energii mamy we krwi”. To pierwszy program krwiodawstwa, który swoim zasięgiem obejmuje całą Grupę ENEA i oparty jest na wolontariacie pracowniczym. Dzięki niemu Pracownikom chętnym oddać krew i nieść pomoc, łatwiej będzie podzielić się darem życia z potrzebującymi. Akcja prospołeczna ENKI została zaplanowana na cały 2018 rok we wszystkich najważniejszych lokalizacjach, w których działają spółki Grupy. W pierwszym półroczu 2018 roku akcja „Energii mamy we krwi” odbyła się w trzech lokalizacjach, w których aktywnie działają spółki z Grupy ENEA. Krwiobus odwiedził spółki z lokalizacji Strzeszyńska 58 w Poznaniu. Przyjechał również do Kozienic, gdzie przyłączyli się do Akcji pracownicy ENEA Wytwarzanie oraz ENEA Trading. Akcje zorganizowano również w ENEA Elektrowni Połaniec. Zebraliśmy w ten sposób 36 litrów krwi tj.: 80 jednostek. Akcja prowadzona jest w ścisłej współpracy w Regionalnymi Centrami Krwiolecznictwa (RCKiK) w Poznaniu, Radomiu i Kielcach. Każdej akcji towarzyszą też działania promujące projekt- kampanie informacyjne, spotkania ze specjalistami z RCKiK czy honorowymi krwiodawcami.

## **Akcja Biegamy – Zbieramy - Pomagamy**

---

W I półroczu 2018 roku kontynuowana była akcja „Biegamy-Zbieramy-Pomagamy”, którą zainicjowali Pracownicy Grupy ENEA, a która pozwala im łączyć swoją pasję do sportu - biegania - z pomaganiem innym, sprzyja integracji pracowniczej i propagowaniu zdrowego trybu życia w Grupie. Dzięki zaangażowaniu biegaczy - wolontariuszy Grupy ENEA – możliwe jest wspieranie lokalnych społeczności poprzez rozwój sportu amatorskiego dzieci i młodzieży. W 2018 roku Pracownicy Grupy ENEA, biegając w zawodach organizowanych w całej Polsce, zbierają punkty, które Fundacja ENEA zamienia na fundusze na cel prospołeczny. W tegorocznej edycji biega już 73 zawodników z ośmiu Spółek Grupy ENEA. Do tej pory ukończono 75 zawodów biegowych na różnych dystansach. Wyżej punktowane są biegi na dłuższych dystansach. Na przyznawaną punktację wpływ ma również liczba uczestników z Grupy ENEA. Wyżej punktowane są zawody, w których udział bierze co najmniej 3 reprezentantów.

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

---

W pierwszym półroczu odbyły się 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. 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 załamaniami pogodowymi;
- ✓ 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.

## **Dobra Energia ponad Granicami**

---

W czerwcu br. w ramach projektu „Dobra Energia ponad Granicami” w Polsce gościła pięćdziesięcioosobowa grupa dzieci z nauczycielami z polskich szkół na Litwie, by uczyć się nowoczesnego patriotyzmu. Podczas tygodniowego pobytu dzieci i młodzież brała udział w warsztatach, wykładach, spotkaniach, które miały na celu poszerzenie wiedzy o historii i kulturze Polski, edukacji i współczesnym języku polskim. To druga edycja projektu „Dobra Energia ponad Granicami”, który realizuje Fundacja ENEA wraz z poznańskim Caritasem. Wyjątkowym wydarzeniem drugiej edycji „Dobrej Energii ponad Granicami” było widowisko muzyczno-historyczne pt. „Polska! Biało-Czerwoni ponad Granicami!”. 6 czerwca br. na scenie Zespołu Szkół Katolickich im. św. Jana Pawła II w Śremie wystąpili młodzi artyści z Litwy oraz trzech wielkopolskich szkół. Uzdolnione dzieci spotkały się po raz pierwszy na kilka godzin przed wydarzeniem, by po kilku próbach dać znakomity koncert, który na długo pozostanie w pamięci publiczności. Słuchacze mogli usłyszeć wiele znanych i tych mniej popularnych pieśni patriotycznych. Celem projektu jest wielopokoleniowa integracja Polaków i budowanie mostów przyjaźni ponad granicami. Pobyt w Wielkopolsce i integracja z polskimi rówieśnikami mają zachęcić rodziców i młodzież do wyboru polskich szkół oraz nauki języka polskiego, polskiej historii, kultury i tradycji, budujących więź z Ojczyzną. Przez tę inicjatywę twórcy projektu chcą podtrzymywać polską tożsamość.

## **Program grantowy Potęga poMocy**

---

W I półroczu 2018 roku kontynuowany był 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. W I półroczu br. odbyły się dwie edycje, w których wyłoniono sześciu zwycięzców. W ramach każdej edycji Fundacja ENEA wspiera 3 projekty prospołeczne zgłoszone przez Pracowników Grupy ENEA. Maksymalna kwota wsparcia projektu to 4 tys. zł.



## Spółeczna odpowiedzialność biznesu LW Bogdanka w I półroczu 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
- „Pozytywnie nakręceni” - zbiórka nakrętek dla podopiecznych Lubelskiego Hospicjum im. Małego Księcia
- „Gorączka Złota” - 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 I półroczu 2018 r. opracowano i przyjęto plan współpracy na 2018 r., zakładający działania promocyjne, edukacyjne i inwestycyjne na terenie ścieżki w Nadrybiu. Rozpoczęto także promocję i dystrybucję zaktualizowanego Przewodnika po Ścieżce „Nadrybie” oraz zorganizowano spotkania z Przyrodnikami.

#### Po pierwsze: bezpieczeństwo

Realizując „Plan poprawy bezpieczeństwa pracy” w Spółce podjęto szereg inicjatyw skierowanych do Załogi, popularyzujących edukację w obszarze BHP. W I półroczu 2018 r. został wydany i rozdystrybuowany wśród pracowników LW Bogdanka SA i podwykonawców „Niezbędnik BHP”; Wdrożono także oparty na zasadach Lean managementu Program Pracujmy Bezpieczniej, czyli skrzynkę inicjatyw pracowniczych.

### 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. – 1H 2018\*

[tys. zł]	1H 2017	1H 2018	Zmiana	Zmiana%
Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom detalicznym	2 035 007	2 273 720	238 713	11,7%
Sprzedaż paliwa gazowego odbiorcom detalicznym	42 676	44 622	1 946	4,6%
Sprzedaż usług dystrybucji odbiorcom posiadającym umowy kompleksowe	804 870	-	-804 870	-100,0%
Sprzedaż energii i paliwa gazowego innym podmiotom	68 387	55 723	-12 664	-18,5%
Sprzedaż usług	2 123	1 547	-576	-27,1%
Pozostałe przychody	1 838	321	-1 517	-82,5%
Podatek akcyzowy	129 388	126 195	-3 193	-2,5%
<b>Przychody ze sprzedaży netto</b>	<b>2 825 513</b>	<b>2 249 738</b>	<b>-575 775</b>	<b>-20,4%</b>
Amortyzacja	1 422	1 108	-314	-22,1%
Koszty świadczeń pracowniczych	24 939	30 367	5 428	21,8%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	1 231	1 360	129	10,5%
Zakup energii i gazu na potrzeby sprzedaży	1 766 901	2 088 068	321 167	18,2%
Usługi przesyłowe i dystrybucyjne	805 305	854	-804 451	-99,9%
Inne usługi obce	87 858	89 990	2 132	2,4%
Podatki i opłaty	2 089	2 012	-77	-3,7%
<b>Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży</b>	<b>2 689 745</b>	<b>2 213 759</b>	<b>-475 986</b>	<b>-17,7%</b>
Pozostałe przychody operacyjne	10 176	10 366	190	1,9%
Pozostałe koszty operacyjne	67 442	32 808	-34 634	-51,4%
Zysk / (Strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	249	40	-209	-83,9%
<b>Zysk operacyjny</b>	<b>78 751</b>	<b>13 577</b>	<b>-65 174</b>	<b>-82,8%</b>
Koszty finansowe	93 958	130 932	36 974	39,4%
Przychody finansowe	138 235	185 153	46 918	33,9%
Przychody z tytułu dywidend	797 727	645 293	-152 434	-19,1%
<b>Zysk przed opodatkowaniem</b>	<b>920 755</b>	<b>713 091</b>	<b>-207 664</b>	<b>-22,6%</b>
Podatek dochodowy	21 021	-34 464	-55 485	-264,0%
<b>Zysk netto okresu sprawozdawczego</b>	<b>899 734</b>	<b>747 555</b>	<b>-152 179</b>	<b>-16,9%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>80 173</b>	<b>14 685</b>	<b>-65 488</b>	<b>-81,7%</b>

#### 1H 2018

##### Czynniki zmiany EBITDA ENEA S.A. (spadek o 65 mln zł)

(-) spadek marży I pokrycia o 92 mln zł:

- (-) spadek średniej ceny sprzedaży energii o 1,1%
- (-) wyższe koszty obowiązków ekologicznych o 46,2%
- (-) wzrost średniej ceny zakupu energii o 4,8%
- (+) wzrost wolumenu sprzedaży energii o 13,0%
- (-) spadek wyniku na obrocie paliwem gazowym

(-) wyższe koszty świadczeń pracowniczych (o 5 mln zł):

- (-) wyższe koszty rezerw na świadczenia pracownicze o 3 mln zł
- (-) wyższe koszty wynagrodzeń z pochodnymi o 2 mln zł

(-) wyższe koszty usług obcych (o 2 mln zł):

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

(+) wzrost wyniku na pozostałej działalności operacyjnej (o 35 mln zł) spowodowany jest:

- (+) niższymi rezerwami na przewidywane straty i potencjalne roszczenia o 24 mln zł (w tym niższe o 33 mln zł rezerwy na wypowiedziane umowy PM OZE)
- (+) niższymi kosztami darowizn o 4 mln zł
- (+) wyższymi przychodami z opłat licencyjnych związanych z marką ENEA o 4,0 mln zł
- (+) niższymi odpisanymi należnościami o 2 mln zł
- (+) niższymi odpisami aktualizującymi należności o 1 mln zł

\* 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 1H 2018

**Załącznik nr 2 - Rachunek zysków i strat ENEA S.A. – 2Q 2018 \***

[tys. zł]	2Q2017	2Q2018	Zmiana	Zmiana%
Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom detalicznym	955 306	1 079 917	124 611	13,0%
Sprzedaż paliwa gazowego odbiorcom detalicznym	17 707	17 659	-48	-0,3%
Sprzedaż usług dystrybucji odbiorcom posiadającym umowy kompleksowe	384 400	-	-384 400	-100,0%
Sprzedaż energii i paliwa gazowego innym podmiotom	35 945	37 610	1 665	4,6%
Sprzedaż usług	1 143	896	-247	-21,6%
Pozostałe przychody	1 819	-350	-2 169	-119,3%
Podatek akcyzowy	60 908	59 382	-1 526	-2,5%
<b>Przychody ze sprzedaży netto</b>	<b>1 335 412</b>	<b>1 076 350</b>	<b>-259 062</b>	<b>-19,4%</b>
Amortyzacja	668	552	-116	-17,4%
Koszty świadczeń pracowniczych	11 992	15 564	3 572	29,8%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	709	670	-39	-5,5%
Zakup energii i gazu na potrzeby sprzedaży	828 644	1 024 394	195 750	23,6%
Usługi przesyłowe i dystrybucyjne	384 806	320	-384 486	-99,9%
Inne usługi obce	47 299	46 530	-769	-1,6%
Podatki i opłaty	497	487	-10	-2,0%
<b>Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży</b>	<b>1 274 615</b>	<b>1 088 517</b>	<b>-186 098</b>	<b>-14,6%</b>
Pozostałe przychody operacyjne	7 029	7 471	442	6,3%
Pozostałe koszty operacyjne	30 684	14 378	-16 306	-53,1%
Zysk / (Strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	183	40	-143	-78,1%
<b>Zysk operacyjny</b>	<b>37 325</b>	<b>-19 034</b>	<b>-56 359</b>	<b>-151,0%</b>
Koszty finansowe	48 676	75 182	26 506	54,5%
Przychody finansowe	35 602	113 262	77 660	218,1%
Przychody z tytułu dywidend	797 727	645 293	-152 434	-19,1%
<b>Zysk przed opodatkowaniem</b>	<b>821 978</b>	<b>664 339</b>	<b>-157 639</b>	<b>-19,2%</b>
Podatek dochodowy	1 947	-39 097	-41 044	-2108,1%
<b>Zysk netto okresu sprawozdawczego</b>	<b>820 031</b>	<b>703 436</b>	<b>-116 595</b>	<b>-14,2%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>37 993</b>	<b>-18 482</b>	<b>-56 475</b>	<b>-148,6%</b>

**2Q 2018**
**Szynniki zmiany EBITDA ENEA S.A. (spadek o 56 mln zł)**

(-) spadek marży i pokrycia o 70 mln zł:

- (-) spadek średniej ceny sprzedaży energii o 0,7%
- (-) wyższe koszty obowiązków ekologicznych o 69,0%
- (-) wzrost średniej ceny zakupu energii o 8,3%
- (+) wzrost wolumenu sprzedaży energii o 13,8%
- (-) spadek wyniku na obrocie paliwem gazowym

(-) wyższe koszty świadczeń pracowniczych (o 4 mln zł):

- (-) wyższe koszty rezerw na świadczenia pracownicze o 2 mln zł
- (-) wyższe koszty wynagrodzeń z pochodnymi o 2 mln zł

(+) niższe koszty usług obcych (o 1 mln zł):

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

(+) wzrost wyniku na pozostałej działalności operacyjnej (o 17 mln zł) spowodowany jest:

- (+) niższymi rezerwami na przewidywane straty i potencjalne roszczenia o 8 mln zł (w tym: niższe o 16 mln zł rezerwy na wypowiedziane umowy PM OZE)
- (+) wyższymi przychodami z opłat licencyjnych związanych z marką ENEA o 4,0 mln zł
- (+) niższymi odpisanymi należnościami o 1 mln zł
- (+) niższymi odpisami aktualizującymi należności o 1 mln zł

\* 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 1H 2018

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

[tys. zł]	1H 2017	1H 2018	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym	1 555 970	1 295 672	-260 298	-16,7%
Przychody z tytułu opłat dodatkowych	2 767	2 737	-30	-1,1%
Przychody ze sprzedaży niezafakturowanej usług dystrybucji	681	417	-264	-38,8%
Rozliczenie rynku bilansującego	859	1 678	819	95,4%
Opłaty za przyłączenie do sieci	29 663	29 659	-4	-0,01%
Przychód z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej	3 208	3 331	123	3,8%
Przychody z tytułu usług	13 897	14 443	546	3,9%
Sprzedaż usług dystrybucji innym podmiotom	8 012	9 057	1 045	13,0%
Sprzedaż towarów i materiałów oraz inne przychody	1 377	990	-387	-28,1%
<b>Przychody ze sprzedaży</b>	<b>1 616 434</b>	<b>1 357 984</b>	<b>-258 450</b>	<b>-16,0%</b>
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	239 586	251 286	11 700	4,9%
Koszty świadczeń pracowniczych	204 107	212 454	8 347	4,1%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	15 299	15 589	290	1,9%
Zakup energii na potrzeby własne oraz straty sieciowe	114 718	117 219	2 501	2,2%
Koszty usług przesyłowych	510 271	202 627	-307 644	-60,3%
Inne usługi obce	123 848	134 008	10 160	8,2%
Podatki i opłaty	102 292	110 668	8 376	8,2%
<b>Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży</b>	<b>1 310 121</b>	<b>1 043 851</b>	<b>-266 270</b>	<b>-20,3%</b>
Pozostałe przychody operacyjne	14 225	34 082	19 857	139,6%
Pozostałe koszty operacyjne	44 151	20 347	-23 804	-53,9%
Zysk / (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	(2 137)	(2 871)	-734	-34,3%
<b>Zysk / (strata) operacyjny</b>	<b>274 250</b>	<b>324 997</b>	<b>50 747</b>	<b>18,5%</b>
Przychody finansowe	796	1 619	823	103,4%
Koszty finansowe	25 589	33 284	7 695	30,1%
<b>Zysk / (strata) brutto</b>	<b>249 457</b>	<b>293 332</b>	<b>43 875</b>	<b>17,6%</b>
Podatek dochodowy	49 682	51 722	2 040	4,1%
<b>Zysk / (strata) netto</b>	<b>199 775</b>	<b>241 610</b>	<b>41 835</b>	<b>20,9%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>513 836</b>	<b>576 283</b>	<b>62 447</b>	<b>12,2%</b>

**1H 2018**
**Czynniki zmiany EBITDA ENEA Operator Sp. z o.o. (wzrost o 62 mln zł)**

- (-) niższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym o 261 mln zł wynikają głównie ze zmiany prezentacji przychodów ze sprzedaży usług dystrybucji (od 1 stycznia 2018 r. zmiana standardu – MSSF 15)
- (+) niższe koszty zakupu usług przesyłowych o 308 mln zł wynikają 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 3 mln zł wynikają z wyższej średniej ceny energii elektrycznej
- (-) wyższe koszty pozostałych usług obcych o 10 mln zł - głównie w obszarach dotyczących usług IT, pomiarów oraz eksploatacji majątku sieciowego
- (-) wyższe koszty podatków i opłat o 8 mln zł są efektem zrealizowanych inwestycji w zakresie majątku sieciowego
- (-) wyższe koszty świadczeń pracowniczych o 8 mln zł wynikające głównie z rezerw aktuarialnych
- (+) wyższe pozostałe przychody operacyjne o 20 mln zł wynikają głównie z przychodów od ubezpieczyciela oraz z rozwiązania rezerw dot. majątku sieciowego
- (+) niższe pozostałe koszty operacyjne o 24 mln zł wynikają głównie ze zmiany stanu rezerw dot. majątku sieciowego w 2017 roku oraz z wartości odpisów aktualizujących należności dokonanych w 2017 roku

**Załącznik nr 4 - Rachunek zysków i strat ENEA Operator Sp. z o.o. – 2Q 2018**

[tys. zł]	2Q2017	2Q2018	Zmiana	Zmiana%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym	761 397	631 179	-130 218	-17,1%
Przychody z tytułu opłat dodatkowych	1 613	1 444	-169	-10,5%
Przychody ze sprzedaży niezafakturowanej usług dystrybucji	-12 624	-9 312	3 312	26,2%
Rozliczenie rynku bilansującego	527	710	183	34,7%
Opłaty za przyłączenie do sieci	16 176	19 708	3 532	21,8%
Przychód z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej	1 497	1 613	116	7,7%
Przychody z tytułu usług	6 919	6 845	-74	-1,1%
Sprzedaż usług dystrybucji innym podmiotom	4 046	4 380	335	8,3%
Sprzedaż towarów i materiałów oraz inne przychody	707	717	10	1,4%
<b>Przychody ze sprzedaży</b>	<b>780 258</b>	<b>657 284</b>	<b>-122 974</b>	<b>-15,8%</b>
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	121 381	126 834	5 453	4,5%
Koszty świadczeń pracowniczych	102 222	109 672	7 450	7,3%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	6 875	7 846	971	14,1%
Zakup energii na potrzeby własne oraz straty sieciowe	54 061	55 456	1 395	2,6%
Koszty usług przesyłowych	251 780	100 351	-151 429	-60,1%
Inne usługi obce	64 481	68 543	4 062	6,3%
Podatki i opłaty	43 887	47 139	3 252	7,4%
<b>Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży</b>	<b>644 687</b>	<b>515 841</b>	<b>-128 846</b>	<b>-20,0%</b>
Pozostałe przychody operacyjne	6 841	13 597	6 756	98,8%
Pozostałe koszty operacyjne	12 285	1 351	-10 934	-89,0%
Zysk / (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	(1 178)	(1 492)	-314	-26,7%
<b>Zysk / (strata) operacyjny</b>	<b>128 949</b>	<b>152 197</b>	<b>23 248</b>	<b>18,0%</b>
Przychody finansowe	90	960	870	966,7%
Koszty finansowe	12 873	17 732	4 859	37,7%
<b>Zysk / (strata) brutto</b>	<b>116 166</b>	<b>135 425</b>	<b>19 259</b>	<b>16,6%</b>
Podatek dochodowy	22 426	26 300	3 874	17,3%
<b>Zysk / (strata) netto</b>	<b>93 740</b>	<b>109 125</b>	<b>15 385</b>	<b>16,4%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>250 330</b>	<b>279 031</b>	<b>28 701</b>	<b>11,5%</b>

**2Q 2018**
**Czynniki zmiany EBITDA ENEA Operator sp. z o.o. (wzrost o 29 mln zł):**

- (-) niższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym o 127 mln zł wynikają głównie ze zmiany prezentacji przychodów ze sprzedaży usług dystrybucji (od 1 stycznia 2018 r. zmiana standardu – MSSF 15)
- (+) wyższe przychody z tyt. opłat za przyłączenie do sieci o 4 mln zł wynikają głównie z rozliczenia zaliczek na przyłączenia oraz z kwartalnych odpisów MSR w 2017 (od 1 stycznia 2018 r. zmiana standardu – MSSF 15)
- (+) niższe koszty zakupu usług przesyłowych o 151 mln zł wynikają głównie ze zmiany prezentacji kosztów zakupu usług przesyłowych (zgodnie ze zmianą standardu MSSF 15 obowiązującego od 1 stycznia 2018 r. koszty prezentowane są bez opłat przenoszonych)
- (-) wyższe koszty zakupu energii na pokrycie różnicy bilansowej o 1 mln zł wynikają z wyższej średniej ceny energii elektrycznej
- (-) wyższe koszty świadczeń pracowniczych o 7 mln zł wynikają głównie z rezerw aktuarialnych
- (-) wyższe koszty pozostałych usług obcych o 4 mln zł głównie w obszarach dotyczących usług IT oraz eksploatacji majątku sieciowego
- (-) wyższe koszty podatków i opłat o 3 mln zł są efektem zrealizowanych Inwestycji w zakresie majątku sieciowego
- (+) wyższe pozostałe przychody operacyjne o 7 mln zł wynikają głównie z rozwiązania rezerw dot. majątku sieciowego oraz z rozliczenia szkód majątkowych - zwrot kosztów przez ubezpieczyciela
- (+) niższe pozostałe koszty operacyjne o 11 mln zł wynikają głównie ze zmiany stanu rezerw dot. majątku sieciowego w roku 2017

**Załącznik nr 5 - Rachunek zysków i strat ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o. – 1H 2018**

[tys. zł]	1H2017	1H2018	Zmiana	Zmiana%
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	1 317 599	1 979 473	661 874	50,2%
<i>koncesja na wytwarzanie</i>	1 230 869	1 681 383	450 514	36,6%
<i>koncesja na obrót</i>	86 730	298 090	211 360	243,7%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	13 341	17 645	4 304	32,3%
Przychody ze sprzedaży uprawnień do emisji CO <sub>2</sub>	10 463	26 019	15 556	148,7%
Przychody ze sprzedaży ciepła	90 432*	85 300	-5 132	-5,7%
Przychody z tytułu usług	6 025	5 935	-90	-1,5%
Sprzedaż towarów i materiałów oraz inne przychody	6 044	6 170	126	2,1%
Podatek akcyzowy	107	130	23	21,5%
<b>Przychody ze sprzedaży netto</b>	<b>1 443 797*</b>	<b>2 120 412</b>	<b>676 615</b>	<b>46,9%</b>
Amortyzacja środków trwałych i WNIp	116 950	234 651	117 701	100,6%
Koszty świadczeń pracowniczych	121 967	140 900	18 933	15,5%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	780 888	1 019 375	238 487	30,5%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	125 789	537 876	412 087	327,6%
Usługi przesyłowe	215*	219	4	1,9%
Inne usługi obce	66 188	72 413	6 225	9,4%
Podatki i opłaty	44 205	45 714	1 509	3,4%
<b>Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży</b>	<b>1 256 202*</b>	<b>2 051 148</b>	<b>794 946</b>	<b>63,3%</b>
Pozostałe przychody operacyjne	8 313	7 273	-1 040	-12,5%
Pozostałe koszty operacyjne	4 489	4 090	-399	-8,9%
Zysk / (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	630	(168)	-798	-126,7%
Odwrócenie odpisu z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	-	51 365	51 365	100,0%
<b>Zysk / (strata) operacyjny</b>	<b>192 049</b>	<b>123 644</b>	<b>-68 405</b>	<b>-35,6%</b>
Przychody finansowe	136	2 719	2 583	1899,3%
Koszty finansowe	8 223	73 468	65 245	793,4%
Przychody z tytułu dywidend	1 013	1 217	204	20,1%
<b>Zysk / (strata) brutto</b>	<b>184 975</b>	<b>54 112</b>	<b>-130 863</b>	<b>-70,7%</b>
Podatek dochodowy	36 003	45 808	9 805	27,2%
<b>Zysk / (strata) netto</b>	<b>148 972</b>	<b>8 304</b>	<b>-140 668</b>	<b>-94,4%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>308 999</b>	<b>306 930</b>	<b>-2 069</b>	<b>-0,7%</b>

**1H 2018**
**Czynniki zmiany EBITDA ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o. (spadek o 2 mln zł)**
**Elektrownia Kozienice – wzrost EBITDA o 5,8 mln zł**

- (+) wzrost marży na wytwarzaniu o 61,0 mln zł
- (-) spadek przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych o 1,7 mln zł
- (-) spadek marży na obrocie i na Rynku Bilansującym o 16,2 mln zł
- (-) wzrost kosztów stałych o 35,5 mln zł

**Segment Ciepło – spadek EBITDA o 18,1 mln zł**

- (-) wyższe koszty zużycia biomasy o 11,8 mln zł
- (-) wyższe koszty uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> o 5,1 mln zł
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży ciepła o 5,0 mln zł
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 3,1 mln zł
- (+) niższe koszty zużycia węgla o 4,8 mln zł
- (+) wyższy wynik na pozostałej działalności operacyjnej o 1,0 mln zł
- (+) niższe koszty zagospodarowania odpadów o 0,7 mln zł
- (+) niższe koszty stałe o 0,3 mln zł

**Segment OZE – wzrost EBITDA o 10,2 mln zł**

- (+) Obszar Woda (+10,5 mln zł): wzrost przychodów z energii elektrycznej o 7,6 mln zł, wzrost przychodów ze świadectw pochodzenia o 3,5 mln zł, w 2017 r. zysk ze sprzedaży środków trwałych 0,6 mln zł
- (-) Obszar Wiatr (-0,2 mln zł): spadek przychodów z energii elektrycznej o 6,9 mln zł; spadek wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 1,3 mln zł; spadek kosztów stałych o 5,3 mln zł; wzrost przychodów ze świadectw pochodzenia o 1,7 mln zł; spadek kosztów zmiennych o 1,0 mln zł
- (-) Obszar Biogaz (-0,1 mln zł): spadek przychodów ze świadectw pochodzenia o 0,9 mln zł; spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 0,3 mln zł; spadek kosztów zmiennych o 0,5 mln zł; spadek pozostałych kosztów o 0,5 mln zł

\* 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 6 - Rachunek zysków i strat ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o. – 2Q 2018**

[tys. zł]	2Q2017	2Q2018	Zmiana	Zmiana%
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	646 315	1 039 715	393 400	60,9%
<i>koncesja na wytwarzanie</i>	597 619	847 801	250 182	41,9%
<i>koncesja na obrót</i>	48 696	191 914	143 218	294,1%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	7 121	7 729	608	8,5%
Przychody ze sprzedaży uprawnień do emisji CO <sub>2</sub>	4 652	3 450	-1 202	-25,8%
Przychody ze sprzedaży ciepła	30 085*	25 267	-4 818	-16,0%
Przychody z tytułu usług	3 065	3 004	-61	-2,0%
Sprzedaż towarów i materiałów oraz inne przychody	3 847	3 887	40	1,0%
Podatek akcyzowy	52	64	12	23,1%
<b>Przychody ze sprzedaży netto</b>	<b>695 033*</b>	<b>1 082 988</b>	<b>387 955</b>	<b>55,8%</b>
Amortyzacja środków trwałych i WNIIP	58 125	111 302	53 177	91,5%
Koszty świadczeń pracowniczych	60 742	72 847	12 105	19,9%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	373 751	473 757	100 006	26,8%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	72 259	344 874	272 615	377,3%
Usługi przesyłowe	95*	137	42	44,2%
Inne usługi obce	33 765	39 410	5 645	16,7%
Podatki i opłaty	20 901	19 579	-1 322	-6,3%
<b>Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży</b>	<b>619 638*</b>	<b>1 061 906</b>	<b>442 268</b>	<b>71,4%</b>
Pozostałe przychody operacyjne	5 977	4 594	-1 383	-23,1%
Pozostałe koszty operacyjne	3 314	3 319	5	0,2%
Zysk / (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	236	(569)	-805	-341,1%
Odwroćenie odpisu z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	-	51 365	51 365	100,0%
<b>Zysk / (strata) operacyjny</b>	<b>78 294</b>	<b>73 153</b>	<b>-5 141</b>	<b>-6,6%</b>
Przychody finansowe	70	1 992	1 922	2745,7%
Koszty finansowe	4 054	37 854	33 800	833,7%
Przychody z tytułu dywidend	1 013	1 217	204	20,1%
<b>Zysk / (strata) brutto</b>	<b>75 323</b>	<b>38 508</b>	<b>-36 815</b>	<b>-48,9%</b>
Podatek dochodowy	14 268	42 555	28 287	198,3%
<b>Zysk / (strata) netto</b>	<b>61 055</b>	<b>(4 047)</b>	<b>-66 319</b>	<b>-108,6%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>136 419</b>	<b>133 090</b>	<b>-3 329</b>	<b>-2,4%</b>

**2Q 2018**
**Czynniki zmiany EBITDA ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o. (spadek o 3 mln zł)**
**Elektrownia Kozienice – wzrost EBITDA o 0,8 mln zł**

- (+) wzrost marży na wytwarzaniu o 47,3 mln zł
- (-) spadek wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 1,6 mln zł
- (-) spadek przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych o 4,0 mln zł
- (-) wzrost kosztów stałych o 19,5 mln zł
- (-) spadek marży na obrocie i na Rynku Bilansującym o 20,7 mln zł

**Segment Ciepło – spadek EBITDA o 11,0 mln zł**

- (-) wyższe koszty zużycia biomasy o 8,0 mln zł
- (+) niższe koszty uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> o 2,8 mln zł
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży ciepła o 4,5 mln zł
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 4,4 mln zł
- (+) niższe koszty zużycia węgla o 6,3 mln zł
- (-) wyższe koszty stałe o 2,2 mln zł
- (+) wynik na pozostałej działalności operacyjnej o 1 mln zł

**Segment OZE – wzrost EBITDA o 6,9 mln zł**

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

\* 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 – 1H 2018**

[tys. zł]	14.03-30.06.2017*	1H2018	Zmiana	Zmiana%
Przychody ze sprzedaży	613 342	1 179 397	566 055	92,3%
Podatek akcyzowy	26	114	88	338,5%
<b>Przychody ze sprzedaży netto</b>	<b>613 316</b>	<b>1 179 283</b>	<b>565 967</b>	<b>92,3%</b>
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	12 676	27 204	14 528	114,6%
Koszty świadczeń pracowniczych	21 254	29 797	8 543	40,2%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	364 019	701 319	337 300	92,7%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	86 007	231 323	145 316	169,0%
Usługi przesyłowe	869	-	-869	-100,0%
Inne usługi obce	56 530	102 753	46 223	81,8%
Podatki i opłaty	11 636	20 365	8 729	75,0%
<b>Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży</b>	<b>552 991</b>	<b>1 112 761</b>	<b>559 770</b>	<b>101,2%</b>
Pozostałe przychody operacyjne	2 746	1 156	-1 590	-57,9%
Pozostałe koszty operacyjne	353	420	67	19,0%
<b>Zysk / (strata) operacyjny</b>	<b>62 718</b>	<b>67 258</b>	<b>4 540</b>	<b>7,2%</b>
Przychody finansowe	3 683	1 415	-2 268	-61,6%
Koszty finansowe	544	36 440	35 896	6598,5%
<b>Zysk / (strata) brutto</b>	<b>65 857</b>	<b>32 233</b>	<b>-33 624</b>	<b>-51,1%</b>
Podatek dochodowy	10 161	6 318	-3 843	-37,8%
<b>Zysk / (strata) netto</b>	<b>55 696</b>	<b>25 915</b>	<b>-29 781</b>	<b>-53,5%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>75 394</b>	<b>94 462</b>	<b>19 068</b>	<b>25,3%</b>

**1H 2018**
**EBITDA ENEA Elektrownia Połaniec:**

- przychody ze sprzedaży energii elektrycznej (łącznie z RUS) 1.097 mln zł (sprzedaż 6.206 GWh energii elektrycznej)
- przychody ze sprzedaży ciepła 28 mln zł przy wolumenie sprzedaży 1.186 TJ
- przychody z tytułu świadectw pochodzenia 51 mln zł - sprzedaż skorygowana o przychód z rozpoznania, koszt własny sprzedaży oraz aktualizację wartości zapasu zielonych certyfikatów na dzień bilansowy
- pozostałe przychody 4 mln zł - przychody z najmu oraz zagospodarowania ubocznych produktów spalania
- zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów 701 mln zł, w tym: zużycie paliw 583 mln zł., rezerwa na koszty zużycia CO<sub>2</sub> 96 mln zł, zużycie materiałów remontowych 11 mln zł, pozostałe 11 mln zł (zużycie pozostałych materiałów i energii)
- zakup energii na potrzeby sprzedaży 231 mln zł – wolumen zakupu 1.414 GWh
- inne usługi obce 103 mln zł – w tym: usługi remontowe: 40 mln zł, usługi transportowe 4 mln zł, zagospodarowanie odpadów 10 mln zł, usługi przygotowania biomasy 12 mln zł, ubezpieczenie majątku 5 mln zł, usługi Enea Centrum 3 mln zł, SLA Enea Trading 5 mln zł, korzystanie ze znaku towarowego ENEA 3 mln zł, pozostałe usługi 21 mln zł (w tym: eksploatacyjne, prawne, audyty, wynajmy i dzierżawy, ochrona mienia, inne usługi zewnętrzne)
- podatki 20 mln zł – w tym: podatek od nieruchomości 11 mln zł, opłata z tyt. ochrony środowiska 7 mln zł; opłata koncesyjna 1 mln zł

\* Dane za okres 14-30 czerwca 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 – 2Q 2018**

[tys. zł]	2Q2017*	2Q2018	Zmiana	Zmiana%
Przychody ze sprzedaży	531 942	638 295	106 353	20,0%
Podatek akcyzowy	12	49	37	308,3%
<b>Przychody ze sprzedaży netto</b>	<b>531 930</b>	<b>638 246</b>	<b>106 316</b>	<b>20,0%</b>
Amortyzacja środków trwałych i WNIp	9 919	13 691	3 772	38,0%
Koszty świadczeń pracowniczych	18 413	15 277	-3 136	-17,0%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	323 209	373 950	50 741	15,7%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	59 957	117 964	58 007	96,7%
Usługi przesyłowe	867	-	-867	-100,0%
Inne usługi obce	48 063	50 822	2 759	5,7%
Podatki i opłaty	8 955	9 555	600	6,7%
<b>Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży</b>	<b>469 383</b>	<b>581 259</b>	<b>111 876</b>	<b>23,8%</b>
Pozostałe przychody operacyjne	2 421	984	-1 437	-59,4%
Pozostałe koszty operacyjne	-55	130	185	336,4%
<b>Zysk / (strata) operacyjny</b>	<b>65 023</b>	<b>57 841</b>	<b>-7 182</b>	<b>-11,0%</b>
Przychody finansowe	3 564	675	-2 889	-81,1%
Koszty finansowe	-97	35 994	36 091	37207,2%
<b>Zysk / (strata) brutto</b>	<b>68 684</b>	<b>22 522</b>	<b>-46 162</b>	<b>-67,2%</b>
Podatek dochodowy	11 026	4 372	-6 654	-60,3%
<b>Zysk / (strata) netto</b>	<b>57 658</b>	<b>18 150</b>	<b>-39 508</b>	<b>-68,5%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>74 942</b>	<b>71 532</b>	<b>-3 410</b>	<b>-4,6%</b>

**2Q 2018**
**EBITDA ENEA Elektrownia Połaniec:**

(+) wyższe przychody ze sprzedaży o 106 mln zł wynikają z wyższego wolumenu sprzedaży energii o 363 GWh oraz wyższej ceny sprzedaży o 12,37 zł/MWh

(+) niższe koszty świadczeń pracowniczych o 3 mln zł wynikające głównie z braku konsolidacji Bioenergii w wykonaniu 2018 roku

(-) wyższe koszty zużycia materiałów i surowców o 51 mln zł głównie w efekcie wyższej produkcji o 189 GWh, co spowodowało większe zużycie materiałów i surowców bezpośrednio produkcyjnych przy jednoczesnym wzroście kosztów węgla o 12,8 zł/MWh i biomasy o 29,7 zł/MWh

(-) wyższe koszty zakupu energii o 58 mln zł wynikają ze wzrostu ceny zakupu energii o 54,44 zł/MWh przy jednoczesnym wzroście wolumenu zakupu energii o 174 GWh

(-) wyższe koszty usług obcych o 3 mln wynikają głównie ze wzrostu kosztów: SLA Trading o 2 mln zł, integracji Enea Centrum o 1 mln zł, korzystania ze znaku towarowego Enea o 1 mln zł, obsługi instalacji biomasy o 3 mln zł (brak konsolidacji Bioenergii - zmiana prezentacji kosztów, przesunięcie z kosztów wynagrodzeń do kosztów usług) oraz spadku kosztów remontów o 5 mln zł (w 2017 roku dwa remonty średnie, w 2018 roku tylko remonty bieżące)

(-) niższe pozostałe przychody operacyjne o 1 mln zł – w 2017 r. przychody z tyt. kar umownych za nieterminową realizację świadectw pochodzenia

\* Dane za 2Q 2017 dotyczyły GK ENEA Elektrownia Połaniec, natomiast pozycje prezentowane za 2Q 2018 dotyczą danych jednostkowych ENEA Elektrownia Połaniec (bez ENEA Bioenergia Sp. z o.o.)

**Załącznik nr 9 - Rachunek zysków i strat GK LW Bogdanka – 1H 2018**

[tys. zł]	1H 2017	1H 2018	Zmiana	Zmiana %
<b>Przychody ze sprzedaży netto</b>	<b>902 117</b>	<b>855 952</b>	<b>-46 165</b>	<b>-5,1%</b>
Amortyzacja środków trwałych i WNIP	174 060	173 560	-500	-0,3%
Koszty świadczeń pracowniczych	266 906	270 461	3 555	1,3%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	145 405	156 729	11 324	7,8%
Inne usługi obce	138 645	152 555	13 910	10,0%
Podatki i opłaty	24 161	21 983	-2 178	-9,0%
<b>Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży</b>	<b>749 177</b>	<b>775 288</b>	<b>26 111</b>	<b>3,5%</b>
Pozostałe przychody operacyjne	1 923	32 327	30 404	1581,1%
Pozostałe koszty operacyjne	1 066	2 053	987	92,6%
Zysk / (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	(6 623)	(10 949)	-4326	-65,3%
<b>Zysk / (strata) operacyjny</b>	<b>147 174</b>	<b>99 989</b>	<b>-47 185</b>	<b>-32,1%</b>
Przychody finansowe	4 580	10 654	6 074	132,6%
Koszty finansowe	12 761	9 042	-3 719	-29,1%
<b>Zysk / (strata) brutto</b>	<b>138 993</b>	<b>101 601</b>	<b>-37 392</b>	<b>-26,9%</b>
Podatek dochodowy	27 112	17 468	-9 644	-35,6%
<b>Zysk / (strata) netto</b>	<b>111 881</b>	<b>84 133</b>	<b>-27 748</b>	<b>-24,8%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>321 234</b>	<b>273 549</b>	<b>-47 685</b>	<b>-14,8%</b>

**1H 2018**
**Czynniki zmiany EBITDA GK LW Bogdanka (spadek o 48 mln zł):**

- (-) spadek przychodów ze sprzedaży węgla - niższa sprzedaż ilościowa -321 tys. t (-6,9%), 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 110 osób
- (-) wzrost kosztów materiałów i energii będący pochodną większego wydobycia brutto (+12,3%) oraz większego zakresu robót chodnikowych (+31,3%)
- (-) wzrost kosztów usług obcych, głównie koszty prac sobotnio-niedzielných oraz robót drążeńiowych

**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 – 2Q 2018**

[tys. zł]	2Q2017	2Q2018	Zmiana	Zmiana%
<b>Przychody ze sprzedaży netto</b>	<b>436 880</b>	<b>457 255</b>	<b>20 375</b>	<b>4,7%</b>
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	85 384	89 483	4 099	4,8%
Koszty świadczeń pracowniczych	134 146	131 965	-2 181	-1,6%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	76 706	80 653	3 947	5,1%
Inne usługi obce	69 338	77 993	8 655	12,5%
Podatki i opłaty	10 479	9 120	-1 359	-13,0%
<b>Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży</b>	<b>376 053</b>	<b>389 214</b>	<b>13 161</b>	<b>3,5%</b>
Pozostałe przychody operacyjne	1 252	2 335	1 083	86,5%
Pozostałe koszty operacyjne	492	1 039	547	111,2%
Zysk / (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	(4 006)	(8 551)	-4 545	-113,5%
<b>Zysk / (strata) operacyjny</b>	<b>57 581</b>	<b>60 786</b>	<b>3 205</b>	<b>5,6%</b>
Przychody finansowe	1 798	5 609	3 811	212,0%
Koszty finansowe	5 098	4 017	-1 081	-21,2%
<b>Zysk / (strata) brutto</b>	<b>54 281</b>	<b>62 378</b>	<b>8 097</b>	<b>14,9%</b>
Podatek dochodowy	10 458	10 076	-382	-3,7%
<b>Zysk / (strata) netto</b>	<b>43 823</b>	<b>52 302</b>	<b>8 479</b>	<b>19,3%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>142 965</b>	<b>150 269</b>	<b>7 304</b>	<b>5,1%</b>

**2Q 2018**
**Czynniki zmiany EBITDA GK LW Bogdanka (wzrost o 7 mln zł):**

- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży węgla o: wyższa sprzedaż ilościowa, przy wyższej cenie i wyższej korekcie węgla z robót przygotowawczych
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży towarów i materiałów – wyższa sprzedaż złomu
- (+) spadek kosztów świadczeń pracowniczych – dodatkowy odpis na ZFŚS wypłacono w 1Q 2018, podczas gdy rok temu w 2Q 2017, rozliczenie programu PDO
- (-) wzrost kosztów materiałów i energii będący pochodną większego wydobycia brutto (+24,5%) oraz większego zakresu robót chodnikowych (+55,1%)
- (-) wzrost kosztów usług obcych, głównie koszty prac sobotnio-niedzielnymi oraz robót drążeniowych

**Istotne zdarzenia jednorazowe:**

- wyższa wartość likwidowanych rzeczowych aktywów trwałych – głównie wartość netto zlikwidowanych wyrobisk
- wyższe przychody finansowe - rozwiązanie rezerwy na odsetki od CIT (ok. 3,6 mln zł)
- niższe koszty finansowe – spadek zadłużenia



## Słownik skrótów i pojęć

## 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
<b>ACER</b>	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
<b>AMI</b>	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
<b>Backloading</b>	Zawieszenie części aukcji uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> przez UE w celu zwiększenia ceny uprawnień
<b>BAT</b>	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.
<b>CAPEX</b>	Capital expenditures - nakłady inwestycyjne
<b>Carbon leakage</b>	Ucieczka dwutlenku węgla - przenoszenie emisji dwutlenku węgla z jednego kraju do drugiego
<b>Cena euroszczytu (PEAK)</b>	Cena kontraktu z dostawą takiego samego wolumenu energii w euroszczytce (tj. w godzinach od 7:00 do 22:00 w dni robocze)
<b>Cena pasma (BASE)</b>	Cena kontraktu z dostawą takiego samego wolumenu energii w każdej godzinie doby
<b>CER</b>	Certified Emission Reduction - jednostka poświadczonej redukcji emisji
<b>CO<sub>2</sub></b>	Dwutlenek węgla
<b>DAP</b>	Delivered at Place – sytuacja, w której sprzedający towar odpowiada za dostarczenie towaru do określonego miejsca, natomiast za rozładunek odpowiada kupujący.
<b>EFX</b>	Indeks dla transakcji sesyjnych, których przedmiotem są kontrakty na prawa majątkowe wynikające ze Świadectw efektywności energetycznej tzw. „białe” certyfikaty
<b>EUA</b>	EU Emission Allowance - uprawnienie do emisji w ramach Europejskiego Systemu Handlu Emisjami
<b>Europejski System Handlu Emisjami EU ETS</b>	Europejski system wspierający redukcję emisji gazów cieplarnianych
<b>GPZ</b>	Główny Punkt Zasilający – stacja transformatorowa, odpowiadająca za zamianę wysokiego lub średniego napięcia na napięcie niskie dla odbiorców końcowych na określonym obszarze
<b>Grupa taryfowa A</b>	Energia sprzedawana i dostarczana odbiorcom przyłączonym do sieci wysokiego napięcia
<b>Grupa taryfowa B</b>	Energia sprzedawana i dostarczana odbiorcom przyłączonym do sieci średniego napięcia
<b>Grupa taryfowa C</b>	Energia sprzedawana i dostarczana odbiorcom przyłączonym do sieci niskiego napięcia, z wyłączeniem odbiorców zużywających energię elektryczną na potrzeby gospodarstw domowych
<b>Grupa taryfowa G</b>	Energia sprzedawana i dostarczana odbiorcom zużywającym energię elektryczną na potrzeby gospodarstw domowych przyłączonych do sieci niezależnie od poziomu napięcia
<b>ICE</b>	Platforma obrotu umożliwiające handel uprawnieniami do emisji CO <sub>2</sub> (EUA) oraz jednostkami poświadczonej redukcji emisji (CER) na rynku futures
<b>IGCC</b>	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
<b>Instalacja IOS</b>	Instalacja odsiarczania spalin
<b>Instalacja SCR</b>	Instalacja katalitycznego odazotowania spalin
<b>KECX</b>	Indeks dla transakcji sesyjnych, których przedmiotem są kontrakty na prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wytworzonej w pozostałych źródłach kogeneracyjnych
<b>KGMX</b>	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
<b>KMETX</b>	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
<b>Kogeneracja</b>	Proces technologiczny jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej i użytkowej energii cieplnej w elektrociepłowni
<b>MW<sub>e</sub></b>	Megawat mocy elektrycznej
<b>MWh</b>	Megawatogodzina (1 GWh = 1.000 MWh)
<b>MW<sub>t</sub></b>	Megawat mocy cieplnej
<b>NFOŚiGW</b>	Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej
<b>NO<sub>x</sub></b>	Tlenki azotu
<b>OSD</b>	Operator Systemu Dystrybucyjnego
<b>OSP</b>	Operator Systemu Przesyłowego
<b>OZE</b>	Odnawialne źródła energii
<b>OZEX_A</b>	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) <b>rozpoczął</b> się od 1 marca 2009 r. włącznie
<b>PM „białe”</b>	Prawa majątkowe do świadectw pochodzenia wynikających ze świadectw efektywności energetycznej tzw. „białe” certyfikaty
<b>PM „błękitne”</b>	Prawa Majątkowe do świadectw pochodzenia będących potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej z biogazu rolniczego
<b>PM „czerwone”</b>	Prawa Majątkowe do świadectw pochodzenia będących potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w pozostałych źródłach kogeneracyjnych
<b>PM „fioletowe”</b>	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
<b>PM „zielone”</b>	Tożsame z PMOZE
<b>PM „żółte”</b>	Prawa Majątkowe do świadectw pochodzenia będących potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w jednostce kogeneracji gazowej lub o łącznej mocy zainstalowanej do 1 MW
<b>PMOZE</b>	Prawa majątkowe ze świadectw pochodzenia energii z odnawialnych źródeł energii
<b>Rozporządzenie REMIT</b>	Rozporządzenie o integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii, określa ramy monitorowania hurtowych rynków energii, w celu wykrywania i zapobiegania nieuczciwym praktykom na poziomie UE
<b>Rynek bilansujący</b>	Rynek techniczny prowadzony przez OSP. Jego celem jest bilansowanie w czasie rzeczywistym zapotrzebowania na energię elektryczną z jej produkcją w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE).
<b>Rynek SPOT</b>	Rynek kasowy (bieżący)
<b>Rynek terminowy</b>	Rynek energii elektrycznej, na którym notowane są produkty typu forward
<b>SAIDI</b>	System Average Interruption Duration Index - wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (wyrażany w minutach na Klienta)
<b>SAIFI</b>	System Average Interruption Frequency Index - wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich w dostawie energii (wyrażany w liczbie przerw na Klienta)
<b>SO2</b>	Dwutlenek siarki
<b>TFS</b>	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
<b>TGE</b>	Towarowa Giełda Energii
<b>TPA</b>	Third Party Access – zasada dostępu stron trzecich do sieci energetycznej, która umożliwia zakup energii elektrycznej i usług jej dystrybucji na podstawie dwóch osobnych umów
<b>Ustawa Prawo Energetyczne</b>	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo Energetyczne (Dz.U. 1997 Nr 54 poz. 348 z późn. zm.)
<b>WACC</b>	Weighted average cost of capital – średnioważony koszt kapitału, zwrot z kapitału zainwestowanego w działalność dystrybucyjną
<b>WIBOR</b>	Warsaw Interbank Offered Rate - wysokość oprocentowania kredytów na polskim rynku międzybankowym



## INDEKS ZAGADNIĘĆ

<b>1. Podsumowanie operacyjne</b>	<b>2-8</b>
Grupa ENEA w liczbach	3
Skonsolidowane wybrane dane finansowe	5
Kluczowe dane operacyjne i wskaźniki	6
Komentarz Zarządu	8
Najważniejsze wydarzenia w okresie pierwszej połowy 2018 r..	11
<b>2. Organizacja i działalność Grupy ENEA</b>	<b>14-51</b>
Struktura Grupy	15
Zmiany w strukturze Grupy	16
Dokapitalizowanie Polskiej Grupy Górniczej S.A.	19
Obszary	20-29
Wydobycie	21
Wytwarzanie	22-26
Dystrybucja	27-28
Obrót	29
Strategia rozwoju	30-31
Perspektywy	32
Realizowane działania i inwestycje	33
Inwestycje oraz działania planowane do końca 2018	34
Praca Bloku B-11	35

Status prac przy kluczowych projektach inwestycyjnych	36-38
Działania do zrealizowania do końca 2018 r.	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	41
Otoczenie rynkowe	42-47
Zarządzanie ryzykiem	48-51
<b>3. Sytuacja finansowa</b>	<b>52-70</b>
Wyniki finansowe GK ENEA w IQ 2017 i w IQ 2018	53-69
Skonsolidowany rachunek zysków i strat	54
Wyniki finansowe	55
Wyniki w poszczególnych obszarach działalności	56-65
Sytuacja majątkowa	66-67
Sytuacja pieniężna	68
Analiza wskaźnikowa	69

Przewidywana sytuacja finansowa	69-70
<b>4. Akcje i akcjonariat</b>	<b>71-73</b>
Struktura akcjonariatu i kapitału zakładowego	72
Notowania akcji ENEA S.A. na GPW	73
<b>5. Władze</b>	<b>74-78</b>
Zarząd ENEA S.A.	75
Rada Nadzorcza ENEA S.A.	76-77
Wykaz akcji i uprawnień do akcji ENEA w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących	78
<b>6. Inne informacje</b>	<b>79-97</b>
Zdarzenia mogące mieć wpływ na przyszłe wyniki	80-93
Społeczna odpowiedzialność biznesu	94-97
<b>Załączniki</b>	<b>98-108</b>
Wyniki finansowe ENEA S.A.	99-100
Wyniki finansowe ENEA Operator	101-102
Wyniki finansowe ENEA Wytwarzanie	103-104
Wyniki finansowe GK ENEA Elektrownia Połaniec	105-106
Wyniki finansowe GK LW Bogdanka	107-108
<b>Słowniczek pojęć</b>	<b>109</b>