



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

Poznań, data zatwierdzenia: 22 maja 2018 r.
Data publikacji: 24 maja 2018 r.



1. Podsumowanie operacyjne

ZASOBY



6,2 GW

zainstalowanej mocy
elektrycznej

391 mln ton

potencjału
3 obszarów
koncesyjnych

122,4 tys. km

linii dystrybucyjnych wraz
z przyłączami

16,1 tys.

Pracowników

2,5 mln

Klientów

FINANSE IQ 2018



2.989 mln zł

przychodów
ze sprzedaży netto

702 mln zł

EBITDA

254 mln zł

zysku netto

437 mln zł

CAPEX

CELE DO 2025



10,9 mln ton

zapotrzebowania
własnego na węgiel
kamienny

5,8–6,3 GW

zainstalowanej
konwencjonalnej
mocy elektrycznej

20,1 TWh

sprzedaży energii
elektrycznej

38%

wzrostu EBITDA
vs 2015

26,4 mld zł

podstawowego
budżetu
inwestycyjnego

1. Podsumowanie operacyjne	2-8
Wybrane dane finansowe	5
Kluczowe dane operacyjne i wskaźniki	6
Najważniejsze wydarzenia w okresie pierwszego kwartału 2018 r.	8
2. Organizacja i działalność Grupy ENEA	9-39
Struktura Grupy	10-11
Obszary działalności	14-21
Strategia rozwoju	22-23
Perspektywy 2018 r. w porównaniu do 2017 r.	24
Realizowane działania i inwestycje	25-31
Zawarte umowy	32-33
Otoczenie rynkowe	34-39
3. Sytuacja finansowa	40-52
4. Akcje i akcjonariat	53-54
5. Władze	55-58
6. Inne informacje istotne dla oceny sytuacji Emitenta	59-71
Załączniki	72-77
Słowniczek pojęć	78-80

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

W 1Q 2018 r. Grupa Kapitałowa ENEA wypracowała:

- **2.989 mln zł** przychodów ze sprzedaży netto
- **702 mln zł** EBITDA
- **254 mln zł** zysku netto

W analizowanym okresie Grupa poprawiła wynik EBITDA w trzech Obszarach działania. Najwyższa EBITDA, 297 mln zł, zrealizowana została w Obszarze Dystrybucji, w którym odnotowano też jej najwyższy przyrost. W Obszarze Wytwarzania wynik EBITDA wyniósł 227 mln zł i wzrósł o 12,3% r/r. Podstawowym czynnikiem zmiany w tym Obszarze był wzrost mocy wytwórczych w wyniku przejścia Elektrowni Połaniec i oddanie do użytkowania Bloku 11 w Elektrowni Kozienice. Natomiast wynik w Obszarze Obrotu, po wzroście o 2,5 mln zł, ukształtował się na poziomie 53 mln zł. Obszar Wydobycia odnotował gorszy wynik EBITDA (123,3 mln zł) niż przed rokiem – wpływ na to miały przejściowe trudności geologiczne i hydrotechniczne.



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



- Spadek przychodów ze sprzedaży węgla
- Spadek przychodów ze sprzedaży gazu ziemnego
- Wzrost kosztów zużycia materiałów i surowców oraz wartości sprzedanych towarów
- Wzrost kosztów zakupu energii elektrycznej i gazu
- Wzrost kosztów świadczeń pracowniczych

W 1Q 2018 r. GK ENEA wydała na inwestycje 437,4 mln zł.

Wskaźnik dług netto / EBITDA w 1Q 2018 r. znajdował się na bezpiecznym poziomie 2,0.

W 1Q 2018 r. produkcja i sprzedaż węgla handlowego kształtowały się na poziomie 2 mln ton.

W 1Q 2018 r. Grupa wytworzyła 6,3 TWh energii elektrycznej o 68,7 % więcej niż w analogicznym okresie ub.r., z czego 5,9 TWh pochodziło ze źródeł konwencjonalnych. Nastąpił też wzrost w zakresie wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych o 165 GWh.

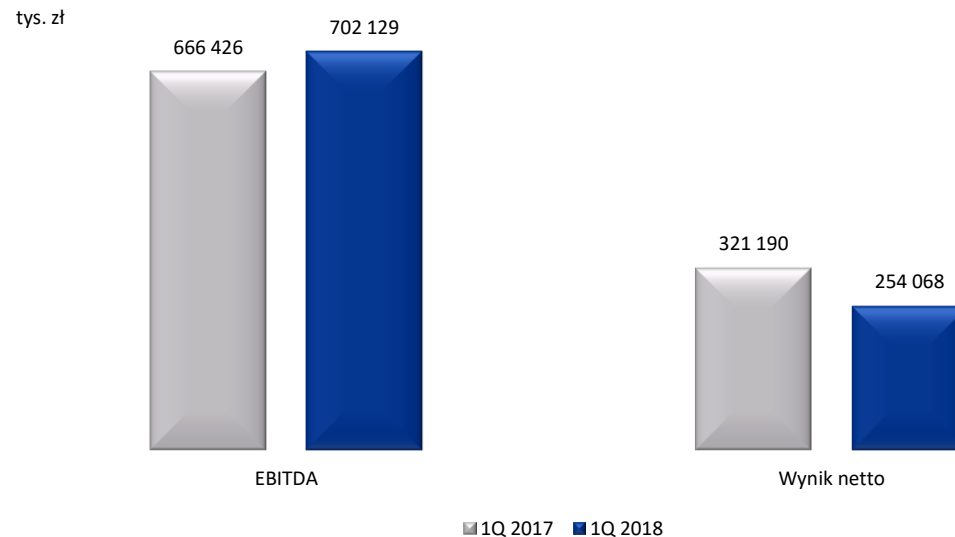
Znacząco zwiększyła się sprzedaż ciepła w 1Q 2018 r, która wyniosła 2.737 TJ więcej o 30,8 % r/r.

Sprzedaż usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym wyniosła 5,2 TWh, czyli zwiększyła się o 4,2 % w stosunku do analogicznego okresu ub. r.

W 1Q 2018 r. ENEA S.A. zwiększyła wolumen sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym o 574 GWh, czyli 11,4 % r/r.

[tys. zł]	1Q 2017	1Q 2018	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	2 709 690	2 988 553	278 863	10,3%
Zysk z działalności operacyjnej	382 579	338 778	-43 801	-11,4%
Zysk przed opodatkowaniem	402 805	306 908	-95 897	-23,8%
Zysk netto okresu sprawozdawczego	321 190	254 068	-67 122	-20,9%
EBITDA	666 426	702 129	35 703	5,4%
Przepływy pieniężne netto z:				
działalności operacyjnej	572 270	733 332	161 062	28,1%
działalności inwestycyjnej	- 1 732 991	- 730 302	1 002 689	57,9%
działalności finansowej	55 166	- 177 842	-233 008	-422,4%
Stan środków pieniężnych	1 234 662	2 512 314	1 277 652	103,5%
Zysk netto przypadający na akcjonariuszy Jednostki Dominującej	295 230	240 756	-54 474	-18,5%
Średnioważona liczba akcji [szt.]	441 442 578	441 442 578	-	-
Zysk netto na akcję [zł]	0,67	0,55	-0,12	-17,9%
Rozwodniony zysk na akcję [zł]	0,67	0,55	-0,12	-17,9%

[tys. zł]	31 grudnia 2017	31 marca 2018	Zmiana	Zmiana %
Aktywa razem	28 312 994	28 019 678	-293 316	-1,0%
Zobowiązania razem	14 313 325	13 397 997	-915 328	-6,4%
Zobowiązania długoterminowe	10 063 012	9 809 804	-253 208	-2,5%
Zobowiązania krótkoterminowe	4 250 313	3 588 193	-662 120	-15,6%
Kapitał własny	13 999 669	14 621 681	622 012	4,4%
Kapitał zakładowy	588 018	588 018	-	-
Wartość księgowa na akcję [zł]	31,71	33,12	1,41	4,4%
Rozwodniona wartość księgowa na akcję [zł]	31,71	33,12	1,41	4,4%



	J.m.	1Q 2017	1Q 2018	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	tys. zł	2 709 690	2 988 553	278 863	10,3%
EBITDA	tys. zł	666 426	702 129	35 703	5,4%
EBIT	tys. zł	382 579	338 778	-43 801	-11,4%
Zysk netto	tys. zł	321 190	254 068	-67 122	-20,9%
Zysk netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	tys. zł	295 230	240 756	-54 474	-18,5%
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	tys. zł	572 270	733 332	161 062	28,1%
CAPEX	tys. zł	1 841 407	437 413	-1 403 994	-76,2%
Dług netto / EBITDA ¹⁾	-	2,4	2,0	-0,4	-16,7%
Rentowność aktywów (ROA) ¹⁾	%	5,1%	3,6%	-1,5 p.p.	-
Rentowność kapitału własnego (ROE) ¹⁾	%	9,6%	7,0%	-2,6 p.p.	-
Obrót					
Sprzedaż energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym	GWh	5 023	5 597	574	11,4%
Liczba odbiorców (Punkty Poboru Energii)	tys.	2 406	2 441	35	1,5%
Dystrybucja					
Sprzedaż usług dystrybucji odbiorcom końcowym	GWh	4 975	5 182	207	4,2%
Liczba klientów (stan na koniec okresu sprawozdawczego)	tys.	2 527	2 560	33	1,3%
Wytwarzanie					
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej, w tym:	GWh	3 756	6 335	2 579	68,7%
<i>ze źródeł konwencjonalnych</i>	GWh	3 549	5 963	2 414	68,0%
<i>z odnawialnych źródeł energii</i>	GWh	207	372	165	79,7%
Wytwarzanie ciepła brutto	TJ	2 282	3 019	737	32,3%
Sprzedaż energii elektrycznej, w tym:	GWh	4 371	8 286	3 915	89,6%
<i>ze źródeł konwencjonalnych</i>	GWh	3 996	7 239	3 243	81,2%
<i>z odnawialnych źródeł energii</i>	GWh	186	334	148	79,6%
<i>z zakupu</i>	GWh	189	713	524	277,2%
Sprzedaż ciepła	TJ	2 093	2 737	644	30,8%
Wydobycie					
Produkcja netto	tys. t	2 422	2 095	-327	-13,5%
Sprzedaż węgla	tys. t	2 389	1 967	-422	-17,7%
Zapasy na koniec okresu	tys. t	158	152	-6	-3,8%
Roboty chodnikowe	km	8,1	9,0	0,9	11,1%

1Q 2018 / 1Q 2017

**Wzrost EBITDA
o 36 mln zł**

**Wzrost sprzedaży energii elektrycznej oraz
paliwa gazowego odbiorcom detalicznym
o 574 GWh**

**Wzrost wytworzonej energii elektrycznej
o 2.579 GWh**

1Q 2018:

- wzrost EBITDA o 5,4 % (o 36 mln zł)
- spadek nakładów CAPEX m.in. z uwagi na dużą inwestycję kapitałową w 1Q 2017 - przejęcie EEP
- wzrost sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym o 11,4 % (o 574 GWh)
- wzrost całkowitego wytwarzania energii elektrycznej o 2,6 TWh

¹⁾ Definicje wskaźników znajdują się na str. 78

Szanowni Państwo,

Po bardzo dobrym i przełomowym pod wieloma względami dla Grupy ENEA roku 2017, w I kwartale 2018 r. kontynuowaliśmy realizację zadań i celów wytyczonych w Strategii Rozwoju Grupy w perspektywie do 2030 r., umacniając swoją pozycję wicelidera – wytwórcy energii elektrycznej i rozwijając ofertę handlową. Koncentrujemy się na wzroście w sposób zrównoważony, a dzięki inwestycjom i innowacjom zwiększamy nasz potencjał i budujemy siłę rynkową Grupy. Prowadzimy odpowiedzialną politykę inwestycyjną, której celem jest wzmacnianie bezpieczeństwa energetycznego państwa. Jesteśmy polskim i silnym koncernem surowcowo-energetycznym. Zrozumienie naszej roli, jako dostawcy produktów i usług oraz świadomość wpływu naszych działań na otoczenie i rozwój gospodarczy kraju, sprawiają, że jesteśmy nowoczesną firmą, odpowiedzialnie realizującą swoją misję i cele.

Zwiększamy bezpieczeństwo energetyczne kraju

Już pierwsze miesiące pracy nowego bloku energetycznego B11 Elektrowni Kozienice o mocy 1.075 MW wskazują na wysoką niezawodność i elastyczność pracy jednostki, co umożliwi m.in. szybkie reakcje na zmieniające się zapotrzebowanie w sieci. Oddanie do eksploatacji B11 wzmocniło bezpieczeństwo energetyczne Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Blok jest największą w Polsce, najsprawniejszą i najbardziej nowoczesną jednostką energetyczną na węgiel kamienny. Dzięki nowej jednostce Grupa ENEA zwiększyła swoje zdolności produkcyjne, jednocześnie poprawiając sprawność wytwarzania i obniżając wskaźniki emisyjności. W I kwartale 2018 r. produkcja energii elektrycznej wzrosła o 68,7 % r/r i wyniosła 6,3 TWh. Na ten wynik wpływ miało nie tylko nowe aktywo wytwórcze w Kozienicach, ale również przejęcie największej siłowni w południowo – wschodniej Polsce – Elektrowni Połaniec. Po pełnym roku funkcjonowania w Grupie ENEA, Elektrownia Połaniec jest ważnym ogniwem wytwórczym i ma zapewnioną stabilną przyszłość. W Połaniu realizowane są modernizacje i inwestycje zwiększające sprawność i żywotność bloków.

LW Bogdanka z milionowym skipem urobku

Należący do Grupy Lubelski Węgiel Bogdanka utrzymuje wysoką efektywność zapewniając ENEA stabilne źródło paliwa. Przejściowe czynniki natury geologicznej i hydrologicznej sprawiły, że LW Bogdanka w I kwartale 2018 r. zanotowała niższe niż przed rokiem wskaźniki uzysku, a w konsekwencji produkcji i sprzedaży. Trudności zostały zażegnane i już w marcu produkcja odbywała się zgodnie z planem. Roczne plany wydobycia LWB nie są zagrożone. O znaczeniu działalności lubelskiej Bogdanki dla bezpieczeństwa dostaw surowca energetycznego niech świadczą dwa symboliczne wyniki zakładu. W I kwartale 2018 r. 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.

Jesteśmy blisko naszych Klientów i ich potrzeb - zwiększamy atrakcyjność ofert

W centrum naszej uwagi jest Klient, dlatego oferty dopasowujemy do jego potrzeb, starając się również kreować, a nawet wyprzedzać trendy rynkowe. Przykładem jest linia produktowa ENEA Smart oparta o innowacyjne rozwiązania typu Smart Home. Za sprawą proponowanych Pakietów: Oszczędność, Ochrona, Bezpieczeństwo i Ogrzewanie poza energią oferujemy dostęp do nowoczesnych rozwiązań, które podnoszą jakość i komfort życia, przekładają się również na oszczędności w domowym budżecie. Udostępnione rozwiązania zwiększają bezpieczeństwo i zabezpieczają dom przed skutkami pożaru, zalania i włamania. Pozwalają także na zarządzanie zużyciem energii. Zachęcając do korzystania z nowoczesnych rozwiązań technologicznych, wypełniamy naszą misję innowacyjnej grupy energetycznej.

Jako firma odpowiedzialna społecznie, projektując nowe produkty, myślimy również o ochronie środowiska, zwłaszcza w kontekście działań na rzecz czystego powietrza. Od 31 stycznia w naszych Biurach Obsługi Klienta dostępny jest nowy produkt ENEA Eco, który wychodzi naprzeciw potrzebom Klientów, chcących korzystać z ogrzewania elektrycznego. Ta propozycja zachęca do zwiększonego zużycia energii w godzinach nocnych, między 22.00 a 6.00. To także działanie wspierające elektromobilność i oferta dla Klientów, którzy chcą ładować pojazdy elektryczne w nocy. Linia produktowa Eco będzie nadal rozbudowywana o dodatkowe elementy oferty łączonej, np. w postaci pieców akumulacyjnych. Jej wprowadzenie jest pierwszym etapem długofalowych działań ENEA na rzecz walki ze smogiem, wpływających na świadomość Klientów w zakresie ochrony środowiska. Te cele wypełnia również Pakiet Ogrzewanie ENEA Smart, za sprawą którego Klienci mogą zarządzać temperaturą w wybranych pomieszczeniach domu, korzystając z mobilnej aplikacji, z dowolnego miejsca.

Elektromobilność to przyszłość energetyki i Grupy ENEA

Zaangażowanie w projekty dotyczące elektromobilności stanowi istotne zagadnienie ujęte w ramach realizacji Strategii Rozwoju Grupy ENEA. Budujemy wewnętrzne kompetencje, realizując pierwsze projekty w zakresie stacji ładowania pojazdów elektrycznych. Stale monitorujemy aktywności lokalnych samorządów z obszaru działania ENEA Operator, by móc włączyć się w ich plany w zakresie rozwoju elektromobilności. ENEA Serwis rozpoczęła współpracę z Kolejowymi Zakładami Łączności, zostając certyfikowanym dystrybutorem, instalatorem i serwisantem stacji do ładowania pojazdów elektrycznych. Ta współpraca zapewni znaczny wzrost dostępności punktów ładowania w północno-zachodniej Polsce, na terenie dystrybucyjnym ENEA Operator. Biorąc aktywny udział w działaniach na rzecz rozwoju i budowy infrastruktury e-mobility w Polsce, realizujemy i wspieramy założenia krajowego programu elektromobilności.

Odpowiedzialna polityka inwestycyjna dzięki stabilnej sytuacji finansowej

Konsekwentny rozwój Grupy ENEA widoczny jest w wynikach operacyjnych i finansowych. W I kwartale 2018 r. EBITDA Grupy wyniosła 702 mln zł i wzrosła o 5,4 % w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego. Grupa poprawiła wynik EBITDA w trzech obszarach działania. Najwyższa EBITDA, 297 mln zł zrealizowana została w obszarze dystrybucji (wzrost o 13,4 %). EBITDA obszaru wytwarzania wyniosła 227 mln zł (wzrost o 12,3 %), zaś obszaru obrotu 53 mln (wzrost o 4,9 %). Jedynie obszar wydobycie, gdzie natrafiono na przejściowe trudności geologiczne, miał gorszy wynik EBITDA niż przed rokiem. Zysk netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej wyniósł 241 mln zł wobec 295 mln zł rok wcześniej.

Wyniki tego kwartału wyraźnie wskazują na efekty przejść i inwestycji w aktywa wytwórcze i dowodzą słuszności podjętych decyzji. Planowo realizujemy cel zwiększenia sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym. Wolumen sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym wzrósł do 5,6 TWh z 5,0 TWh (o 11,4 % r/r),

Nasze wyniki pokazują, że podążamy we właściwym kierunku, a realizacja naszych planów strategicznych zapewnia wzrost wartości Grupy dla Akcjonariuszy. Działamy elastycznie i reagujemy na nowe trendy i zmiany na rynku, dlatego nasz potencjał finansowy będziemy kierować również w stronę energetyki niskoemisyjnej, odnawialnych źródeł energii oraz elektromobilności.

Działamy na rzecz lokalnych społeczności

Jesteśmy obecni i aktywnie włączamy się w sprawy i działania społeczności lokalnych, w których funkcjonują na co dzień spółki Grupy ENEA. Wspieramy potrzebujących, promujemy aktywność fizyczną, angażujemy się w inicjatywy i projekty kulturalne, naukowe, edukacyjne i sportowe. Na początku roku wyłoniliśmy zwycięzców pierwszej edycji ENEA Akademii Talentów, której celem jest wsparcie rozwoju młodych talentów. 22 uczniów otrzymało stypendia w wysokości 3.000 zł. 9 szkół nagrodziliśmy grantami o wartości 10.000 zł. Młodzi ludzie wsparcie finansowe wykorzystują na rozwój talentów i pasji, szkoły za otrzymane granty realizują projekty na rzecz rozwoju talentów swoich podopiecznych.

W marcu rozpoczęliśmy również pierwszy na skalę całej Grupy program honorowego krwiodawstwa „Energii mamy we krwi”, czerpiąc inspirację z działań lokalnych klubów istniejących przy Elektrowni Kozienice oraz kopalni Bogdanka. Już pierwsza odsłona w Poznaniu pokazała, że inicjatywa cieszy się powodzeniem i ma wielu entuzjastów, którzy chętnie oddają cząstkę siebie dla ratowania zdrowia i życia innych. Ta nowa prospołeczna inicjatywa wyraża kwintesencję wartości, którymi kierujemy się w Grupie ENEA: odpowiedzialności, zaangażowania i bezpieczeństwa.

Z poważaniem,

Mirosław Kowalik

Prezes Zarządu ENEA S.A.

I kwartał

Zabezpieczone dostawy węgla

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 zapewni dostawę 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 Szlaga przestał pełnić funkcję Prezesa Zarządu spółki Lubelski Węgiel Bogdanka S.A. Do czasu powołania jego następcy obowiązki Prezesa Zarządu pełnił Sławomir Karlikowski, Zastępca Prezesa Zarządu ds. Produkcji. 19 marca Rada Nadzorcza LW Bogdanka podjęła uchwałę w sprawie powołania Artura Wasila na stanowisko Prezesa Zarządu od 21 marca br.

Rada Nadzorcza ENEA Centrum po zakończonym 27 marca br. postępowaniu kwalifikacyjnym podjęła uchwałę o powołaniu z dniem 28 marca. Sławomira Jankiewicza na stanowisko prezesa zarządu ENEA Centrum oraz Krzysztofa Kierzkowskiego na stanowisko członka zarządu ds. IT i rozwoju Enei Centrum.

Pozytywna ocena wniosku o dofinansowanie farmy wiatrowej Jastrowie

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

Zmiany w radzie nadzorczej ENEA S.A.

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

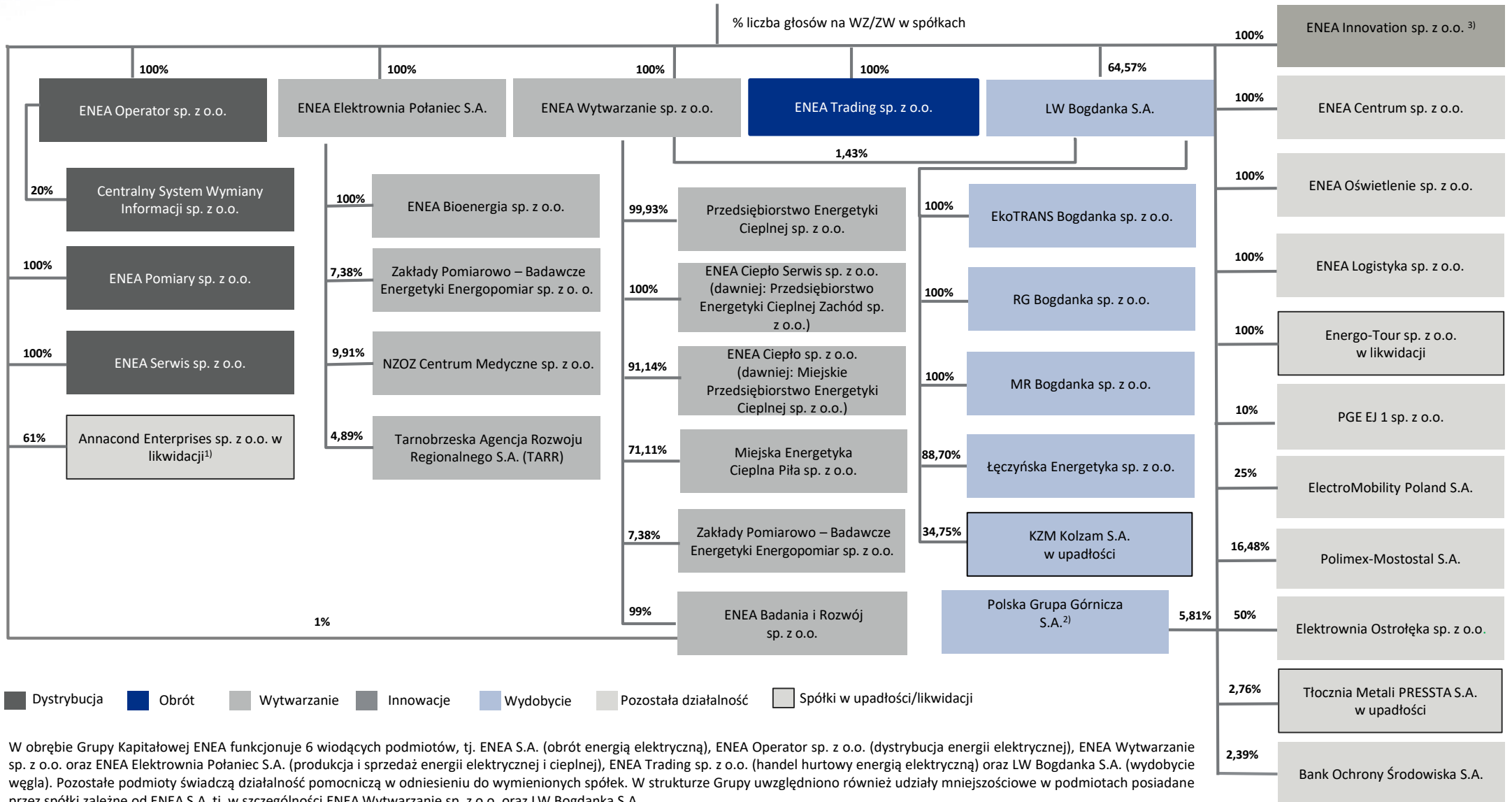
Blżej rozpoczęcia realizacji budowy bloku energetycznego w Elektrowni Ostrołęka

27 marca Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o., kontrolowana przez ENEA S.A. i Enerę 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. Wyrażenie takiej zgody przez Elektrownię Ostrołęka sp. z o.o. nie jest równoznaczne z podjęciem przez zarząd ENEA S.A. decyzji o wyborze Generalnego Wykonawcy, nie oznacza więc rozstrzygnięcia postępowania. Konieczna jest jeszcze m.in. zgoda Rady Nadzorczej ENEA S.A.



2. Organizacja i działalność Grupy ENEA

ENEA S.A.



Dystrybucja
 Obrót
 Wytwarzanie
 Innowacje
 Wydobycie
 Pozostała działalność
 Spółki w upadłości/likwidacji

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

¹⁾ W dniu 28 lutego 2018 r. spółka Annacond Enterprises sp. z o.o. została postawiona w stan likwidacji.

²⁾ Podwyższenie kapitału zakładowego Spółki PGG S.A. zostało zarejestrowane 6 kwietnia 2018 r. zwiększając udział ENEA S.A. w kapitale zakładowym z 5,81% na 7,66%

³⁾ W dniu 17 kwietnia 2018 r. uległa zmianie firma Spółki ENEA Innovation sp. z o.o. na ENEA Innowacje sp. z o.o.

Restrukturyzacja majątkowa

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

Dezinwestycje kapitałowe

W okresie styczeń – marzec 2018 r. nie prowadzono istotnych działań w zakresie dezinwestycji kapitałowych.

Zmiany w organizacji Grupy

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

Inwestycje kapitałowe

Obszar	Data	Spółka	Zdarzenie
1Q 2018			
Pozostała działalność	23 marca 2018 r.	Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o.	Nabycie przez ENEA S.A. od Energa S.A. 1.201.036 udziałów Spółki Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o. - ENEA S.A. posiada łącznie 50,00 % w kapitale zakładowym Spółki.
Pozostała działalność	29 marca 2018 r.	Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o.	W dniu 27 lutego 2018 r. nastąpiło zarejestrowanie przez KRS przekształcenia Elektrowni Ostrołęka S.A. 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.
Pozostała działalność	3 stycznia 2018 r.	ElectroMobility Poland S.A.	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 oczekuje na rejestrację w KRS.
Pozostała działalność	3 stycznia 2018 r.	ElectroMobility 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.

Obszar	Data	Spółka	Zdarzenie
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 tym 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.
Wytwarzanie	01 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. uchwałę o podwyższeniu kapitału zakładowego Spółki z 5.000 zł do 2.005.000 zł., w dniu 1 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
Zdarzenia po okresie sprawozdawczym			
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 r. KRS zarejestrował ww. podwyższenie.

Szczegółowy opis inwestycji kapitałowych zamieszczony jest w skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy Kapitałowej ENEA za okres od 1 stycznia do 31 marca 2018 r.

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 nabydzie 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 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 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 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 %.

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. zawarły 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.

Współkontrola została objęta 22 grudnia 2017 r. Koszty transakcyjne związane z nabyciem akcji wyniosły 2 mln zł.

W dniu 31 stycznia 2018 roku uchwałą Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia spółki Polska Grupa Górnicza S.A. został podwyższony kapitał zakładowy spółki Polska Grupa Górnicza S.A. (PGG) zgodnie z postanowieniami Umowy Inwestycyjnej z dnia 31 marca 2017 roku, zawartej pomiędzy Węglokoks S.A., Fundusz Inwestycji Polskich Przedsiębiorstw Fundusz Inwestycyjny Zamknięty Aktywów Niepublicznych, Towarzystwo Finansowe Silesia sp. z o.o., PGE Górnictwo Energetyka Konwencjonalna S.A., Energa Kogeneracja sp. z o.o., PGNiG Termika S.A., ENEA S.A. oraz PGG, w której Inwestorzy zobowiązali się do dokapitalizowania PGG wraz z pozostałymi Inwestorami, na łączną kwotę 1.000.000.000 zł (jeden miliard złotych), z udziałem ENEA S.A. na kwotę 300.000.000 zł (trzysta milionów złotych) wkładem pieniężnym, w trzech transzach. Pierwsze dokapitalizowanie (I transza) miało miejsce w dniu 3 kwietnia 2017 r., a drugie w dniu 14 czerwca 2017 r.

W wyniku podjętej uchwały, o której mowa powyżej, ENEA S.A. w dniu 31 stycznia 2018 roku zawarła umowę objęcia akcji pomiędzy ENEA a PGG, przyjmując ofertę objęcia 900.000 (dziewięćset tysięcy) nowych akcji w drodze subskrypcji prywatnej o wartości nominalnej 100 zł każda i łącznej wartości nominalnej 90.000.000 zł (dziewięćdziesiąt milionów złotych) za wkład pieniężny w wysokości 90.000.000 zł (dziewięćdziesiąt milionów złotych). Akcje serii B są akcjami zwykłymi, imiennymi i winny być opłacane wyłącznie wkładami pieniężnymi w całości przed zarejestrowaniem podwyższenia kapitału zakładowego.

Realizacja Umowy Inwestycyjnej z Energa S.A. i Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. w sprawie 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.

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.

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.

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.

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.

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 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 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.

WYTWARZANIE

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


**OBSZARY
BIZNESOWE
GRUPY ENEA**
**DYSTRYBUCJA**

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

WYDOBYCIE

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

**OBRÓT**

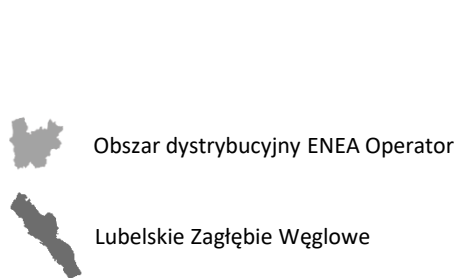
Obrót detaliczny:

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

Obrót hurtowy:

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

Wydobycie

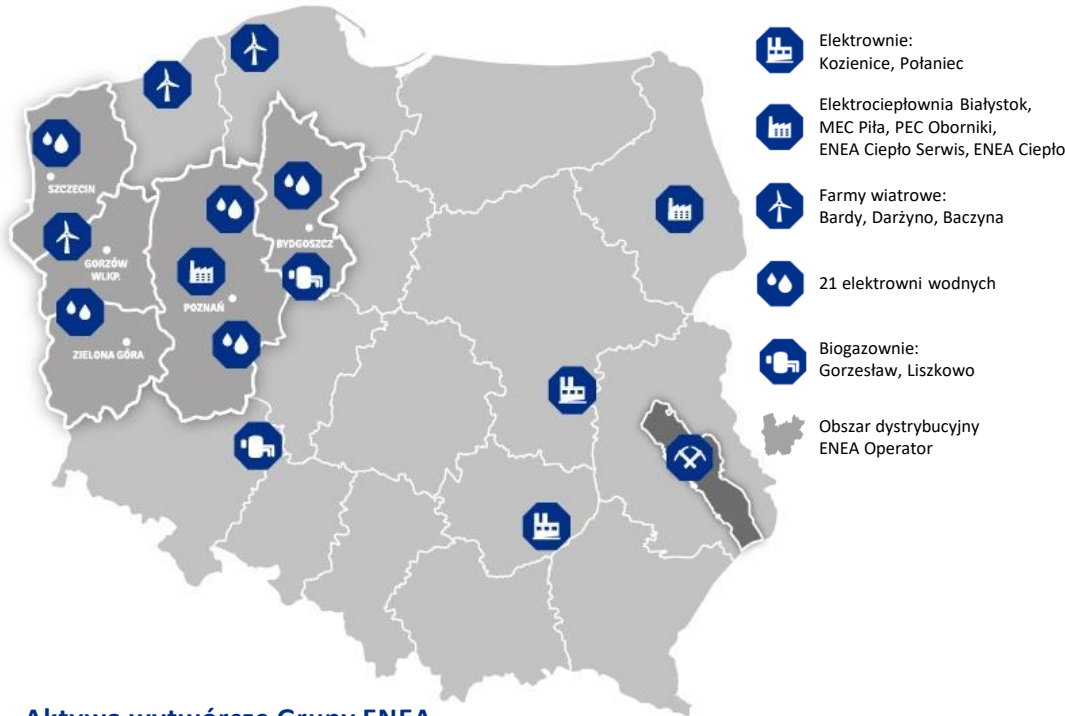


LW Bogdanka jest jednym z liderów rynku producentów węgla kamiennego w Polsce, wyróżniających się na tle branży pod względem osiągniętych wyników finansowych, wydajności wydobycia węgla kamiennego oraz planów inwestycyjnych zakładających udostępnienie nowych złóż. Sprzedawany przez Spółkę węgiel kamienny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

Wyszczególnienie	1Q 2017	1Q 2018	Zmiana
Produkcja netto [tys. ton]	2 422	2 095	-13,5%
Sprzedaż węgla [tys. ton]	2 389	1 967	-17,7%
Zapasy (na koniec okresu) [tys. ton]	158	152	-3,8%
Roboty chodnikowe [km]	8,1	9,0	11,1%



Wytwarzanie



Aktywa wytwórcze Grupy ENEA

Wyszczególnienie	Moc zainstalowana elektryczna [MW _e]	Moc osiągnąca elektryczna [MW _e]	Moc zainstalowana cieplna [MW _t]
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 Baczyna (Lubno I i Lubno II)	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
Razem	6 256,6	6 196,1	1 008,0

Produkcja energii elektrycznej i ciepła – ENEA Wytwarzanie Dane dotyczące ENEA Wytwarzanie w Elektrowni Kozienice

Wyszczególnienie	1Q 2017	1Q 2018	Zmiana
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej (netto) [GWh], w tym:	3 462	4 131	19,3%
Produkcja netto ze źródeł konwencjonalnych [GWh], w tym:	3 342	4 007	19,9%
ENEA Wytwarzanie (z wyłączeniem współspalania biomasy)	3 199	3 878	21,2%
ENEA Wytwarzanie - Segment Ciepło (Elektrociepłownia Białystok - z wyłączeniem spalania biomasy)	124	110	-11,3%
MEC Piła	19	19	0,0%
Produkcja z odnawialnych źródeł energii [GWh], w tym:	120	124	3,3%
Spalanie biomasy	31	38	22,6%
ENEA Wytwarzanie - Segment OZE (elektrownie wodne)	41	57	39,0%
ENEA Wytwarzanie - Segment OZE (farmy wiatrowe)	46	27	-41,3%
ENEA Wytwarzanie - Segment OZE (biogazownie)	2	2	0,0%
Produkcja ciepła brutto [TJ]	2 175	2 362	8,6%

Produkcja energii elektrycznej i ciepła – ENEA Elektrownia Połaniec

Wyszczególnienie	1Q 2017 (w tym GK ENEA)*	1Q 2018
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej (netto) [GWh], w tym:	2 049	(294)
ENEA Elektrownia Połaniec – produkcja netto ze źródeł konwencjonalnych	1 524	(207)
ENEA Elektrownia Połaniec – produkcja z odnawialnych źródeł energii (spalanie biomasy – zielony blok)	314	(66)
ENEA Elektrownia Połaniec – produkcja z odnawialnych źródeł energii (współspalanie biomasy)	211	(21)
Produkcja ciepła brutto [TJ]	653	(107)

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

Wytwarzanie

Zakup energii elektrycznej na rynku hurtowym przez ENEA Wytwarzanie

W okresie pierwszego kwartału 2018 r. wolumenowa wysokość zakupów energii elektrycznej w Elektrowni Kozienice wyniosła 1.252,8 GWh. Zakupów dokonano na potrzeby działalności w zakresie obrotu energią 637,9 GWh. Dodatkowo w ramach działania Rynku Bilansującego dokonano zakupu energii w wysokości 614,9 GWh. W Segmencie Ciepło wolumen zakupów. W okresie pierwszego kwartału 2018 r. wyniósł 5,5 GWh - zakup na Rynku Bilansującym to 4,8 GWh, zakup w obrocie to 0,7 GWh.

Co do zasady obrót energią (sprzedaż = zakup) jest realizowany w ramach możliwości rynkowych gwarantujących osiągnięcie zakładanego efektu finansowego oraz w celu ograniczania skutków awarii (w przypadku braku dyspozycyjności JW.). Zakup w ramach obrotu uwzględnia już wzrost mocy dyspozycyjnej wraz z blokiem 11. Zakup energii elektrycznej w ramach obrotu w okresie pierwszego kwartału 2018 r. dotyczył głównie Elektrowni Kozienice i stanowił 51 % całego zakupu energii. Zakup energii elektrycznej w ramach Rynku Bilansującego stanowił 49 %. Zakup wynika z bieżącego bilansowania KSE 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.

Zakup energii elektrycznej na rynku hurtowym przez ENEA Elektrownia Połaniec

W okresie pierwszego kwartału 2018 r. wolumenowa wysokość zakupów energii elektrycznej w ENEA Elektrownia Połaniec wyniosła 712,391 GWh. Zakupów dokonano na potrzeby działalności w zakresie obrotu energią w ilości 371,829 GWh. Dodatkowo, w ramach mechanizmów Rynku Bilansującego, dokonano zakupu energii w ilości 340,561 GWh.

Sprzedaż energii elektrycznej przez ENEA Wytwarzanie

Wolumen sprzedaży energii elektrycznej w ENEA Wytwarzanie w okresie styczeń – marzec 2018 r. wyniósł 11.371 GWh. Sprzedaż była realizowana przez poszczególne segmenty w zależności od obowiązków ustawowych i zawartych umów.

Sprzedaż energii elektrycznej w ramach sprzedaży własnej w Elektrowni Kozienice

Sprzedaż energii elektrycznej w ramach sprzedaży własnej w Elektrowni Kozienice w okresie styczeń – marzec 2018 r. wyniosła 5.018,0 GWh. W tym okresie ENEA Wytwarzanie miała ustawowy obowiązek sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej na giełdzie towarowej (art. 49a UPE), którą wykonała na poziomie 16 %. Pozostała sprzedaż to sprzedaż w ramach Grupy ENEA 83 % oraz na Rynek Bilansujący (PSE S.A.) 1 %.

Sprzedaż energii elektrycznej w ramach Segmentu Ciepło

W Segmencie Ciepło sprzedaż energii elektrycznej w okresie styczeń – marzec 2018 r. wyniosła 154 GWh gdzie sprzedaż w ramach Grupy ENEA stanowiła 95,6 %, sprzedaż w ramach Rynku Bilansującego (PSE S.A.) 2,4 %, a sprzedaż do odbiorców końcowych wyniosła 2 %.

Sprzedaż energii elektrycznej w ramach Segmentu OZE

W Segmencie OZE sprzedaż energii elektrycznej w okresie styczeń – marzec 2018 r. wyniosła 86 GWh (poza Grupą ENEA – 0 %, w ramach Grupy ENEA – 100 %).

Sprzedaż energii elektrycznej w ramach obszaru Wiatr

Sprzedaż energii elektrycznej w ramach obszaru Wiatr w okresie styczeń– marzec 2018 r wyniosła 27.315,391 MWh, w marcu 4.032,347 MWh.

Sprzedaż energii elektrycznej w ramach Spółek Zależnych

Sprzedaż energii elektrycznej w ramach Spółek zależnych w okresie pierwszego kwartału 2018 r. wyniosła 18,7 GWh.

Sprzedaż energii elektrycznej przez ENEA Elektrownia Połaniec

W okresie pierwszego kwartału 2018 r. wolumenowa wysokość sprzedaży energii elektrycznej w ENEA Elektrownia Połaniec wyniosła 2.916,741 GWh, z czego 274.662 GWh to energia z OZE.

Zaopatrzenie w paliwa – ENEA Wytwarzanie

Dane dotyczące ENEA Wytwarzanie w Elektrowni Kozienice

Rodzaj paliwa	1Q 2017		1Q 2018	
	Ilość [tys. ton]	Koszt ¹⁾ [mln zł]	Ilość [tys. ton]	Koszt ¹⁾ [mln zł]
Węgiel kamienny	1 635	336	1 601	363
Biomasa	84	11	85	13
Olej opałowy (ciężki) ²⁾	2	3	1	1
Olej opałowy (lekki) ³⁾	0	0	3	8
Gaz [tys. m ³] ⁴⁾	5 037	6	4 983	6
RAZEM		356		391

ENEA Wytwarzanie – Elektrownia Kozienice

Podstawowym paliwem używanym do wytwarzania energii elektrycznej jest węgiel kamienny (miał energetyczny). Głównym dostawcą węgla dla ENEA Wytwarzanie – ż/w Elektrownia Kozienice w okresie pierwszego kwartału 2018 r. była spółka LW Bogdanka S.A. (ok. 80,6 % dostaw). Ponadto, dostawy węgla były realizowane przez Polską Grupę Górniczą S.A. (ok. 12,4 % dostaw), Węglokoks S.A. (ok. 1,9 % dostaw) i Jastrzębską Spółkę Węglową S.A. (ok. 5,2 %).

W Elektrowni Kozienice w okresie pierwszego kwartału 2018 r. nie było prowadzone współspalanie biomasy.

1) Z transportem

2) Paliwo rozpałkowe w Elektrowni Kozienice

3) Paliwo rozpałkowe Bloku 11

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

Wytwarzanie

ENEA Wytwarzanie – Segment Ciepło

Podstawowymi paliwami używanymi w ENEA Wytwarzanie w Segmencie Ciepło (Elektrociepłownia Białystok) są: węgiel i biomasa - głównie w postaci zrębki leśnej, zrębki z wierzby energetycznej, pozostałości z produkcji rolnej oraz peletu z łuski słonecznika. W okresie styczeń – marzec 2018 r. ilość dostarczonej biomasy wyniosła ok. 84,7 tys. ton, a dostawy realizowane były przez 11 podmiotów. Były one nieznacznie mniejsze niż w identycznych okresach w latach ubiegłych z powodu m.in. z długotrwałej awarii urządzeń jednego z kotłów biomasowych. Ponad 29 tys. ton biomasy dostarczone zostało na teren ENEA Wytwarzanie - Segment Ciepło transportem kolejowym.

W okresie pierwszego kwartału 2018 r. dostawy węgla do ENEA Wytwarzanie - Segment Ciepło były realizowane przez LW Bogdanka oraz Polska Grupa Górnicza sp. z o.o.

Zaopatrzenie w węgiel – ENEA Elektrownia Połaniec

Rodzaj paliwa	IQ 2017		IQ 2018	
	Ilość [tys. ton]	Koszt ¹⁾ [mln zł]	Ilość [tys. ton]	Koszt ¹⁾ [mln zł]
Węgiel kamienny	794,8	152,9	794,5	177,4
Biomasa	409,3	68,3	227,8	43,3
Olej opałowy	1,7	3,3	1,7	2,9
RAZEM	1 205,8	224,5	1 024	223,6

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

1) Z transportem



Transport węgla – ENEA Wytwarzanie

ENEA Wytwarzanie – Elektrownia Kozienice

Jedynym środkiem transportu wykorzystywanym dla dostaw węgla kamiennego do Elektrowni Kozienice w okresie styczeń – marzec 2018 r. był transport kolejowy. Przewoźnik PKP Cargo S.A. zrealizował ok. 82,2 % dostaw, natomiast firma Koleje Czeskie sp. z o.o. zrealizowała ok. 17,6 % dostaw, pozostałą ilość przewieźli inni przewoźnicy.

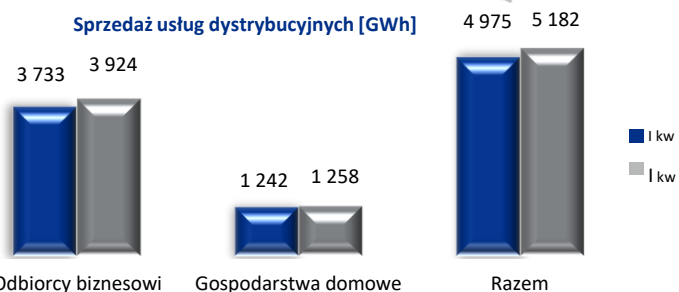
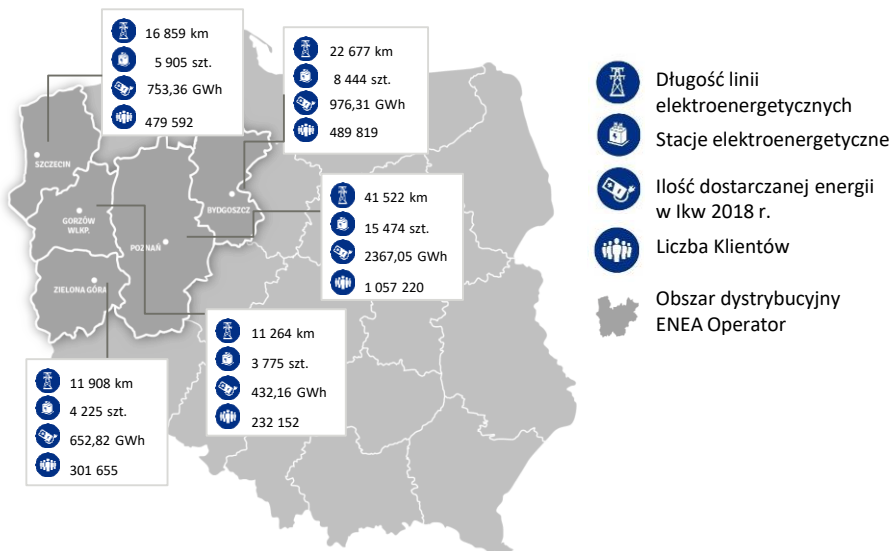
ENEA Wytwarzanie – Segment Ciepło

Dostawy węgla do ENEA Wytwarzanie - Segment Ciepło w okresie pierwszego kwartału 2018 r. były realizowane transportem kolejowym przez przewoźnika PKP Cargo S.A.

Transport węgla – ENEA Elektrownia Połaniec

Transport węgla w ENEA Elektrownia Połaniec w trakcie pierwszych 3 miesięcy 2018 r. realizowany był przez PKP Cargo S.A.

Dystrybucja



Wskaźniki techniczne

Wyszczególnienie:	1Q 2017	1Q 2018	Zmiana
SAIDI przerwy planowane i nieplanowane z katastrofalnymi (WN, SN) [minuty]	40,16	38,88	-3,19%
SAIFI przerwy planowane i nieplanowane z katastrofalnymi (WN, SN) [szt.]	0,73	0,7	-4,11%

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 I kwartale 2018 wskaźniki osiągnęły minimalnie niższy poziom w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego, przy czym uwzględniają one krytyczne zjawiska pogodowe, które miały miejsce w styczniu br.

Wyszczególnienie:	1Q 2017	1Q 2018	Zmiana
% realizacji umów w terminie ref. 18 m-cy (IV gr.) [%]	96,83	100,00	3,27%
% realizacji umów w terminie ref. 18 m-cy (V gr.) [%]	95,98	99,59	3,76%

Pozostałe wskaźniki techniczne

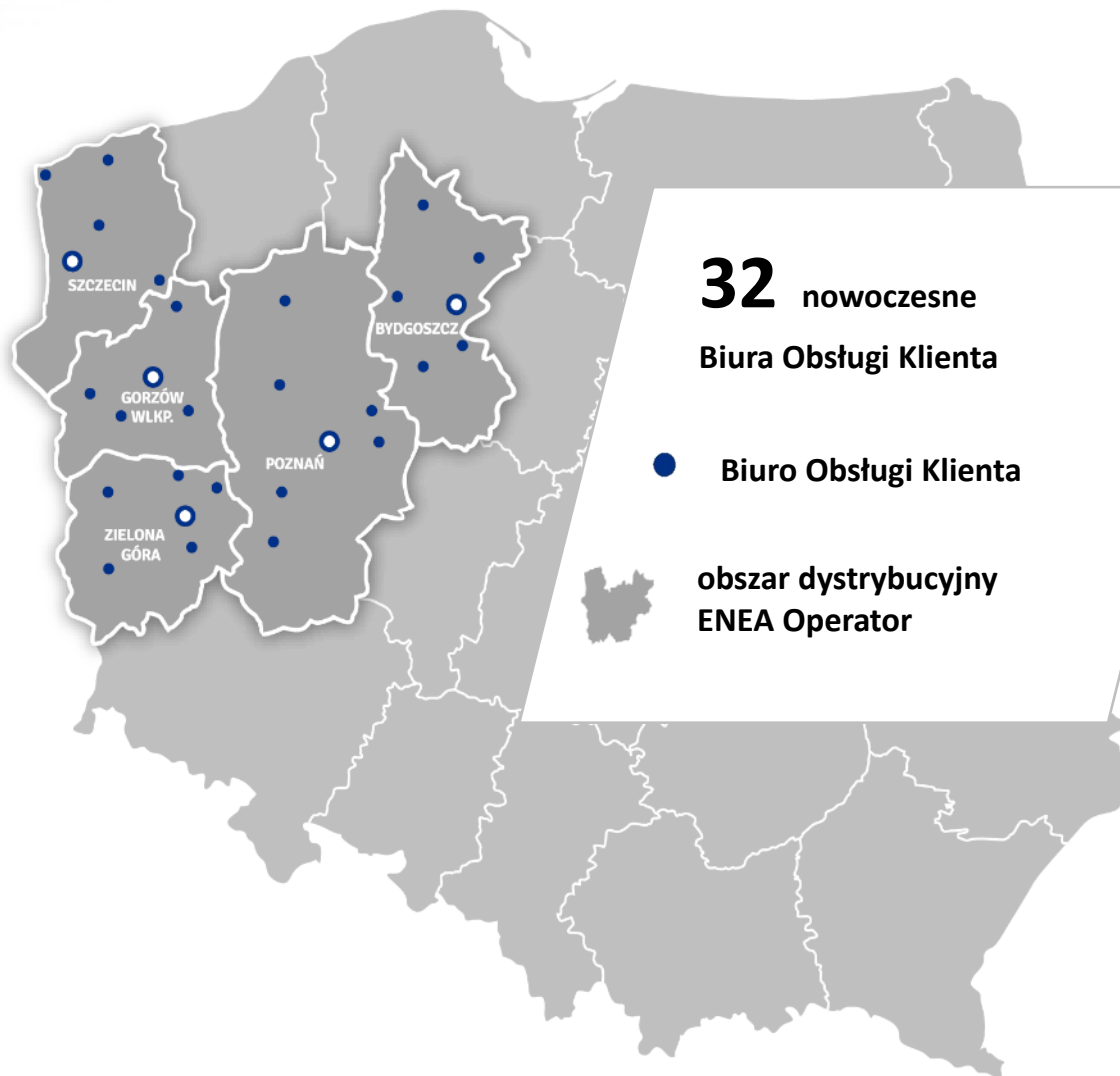
Wyszczególnienie:	1Q 2017	1Q 2018	Zmiana
Wskaźnik strat sieciowych [%]	5,77	5,96	0,19 p.p

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

Sprzedaż usług dystrybucyjnych

Wyszczególnienie:	1Q 2017	1Q 2018	Zmiana
Sprzedaż usług dystrybucyjnych [GWh]	4 975	5 182	4,16%
Liczba odbiorców na koniec okresu [szt.]	2 527 320	2 560 438	1,31%

Obrót



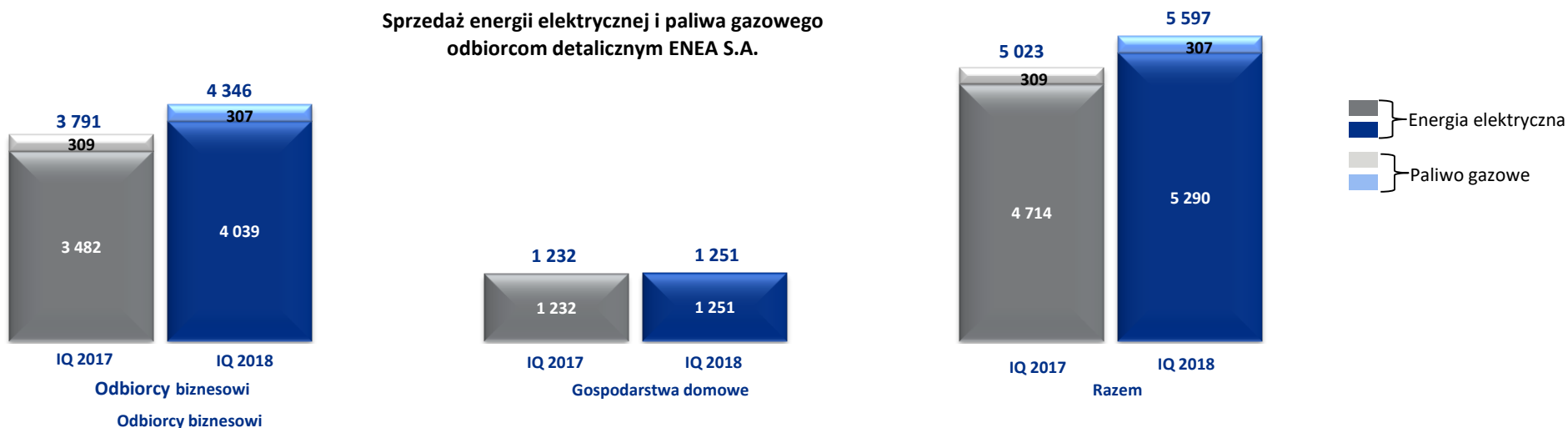
Obrót

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

W I kwartale 2018 r. w stosunku do analogicznego okresu 2017 r. nastąpił istotny wzrost łącznego wolumenu sprzedaży o 574 GWh, tj. o ponad 11 %. Wzrost wolumenu sprzedaży dotyczył sprzedaży energii elektrycznej (o 576 GWh, tj. o ponad 12 %). Łączny wzrost wolumenowy sprzedaży energii elektrycznej przełożył się na zwiększenie przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 114 mln zł, w stosunku do analogicznego okresu 2017 r. Przychody ze sprzedaży paliwa gazowego wzrosły natomiast o 2 mln zł. W efekcie łączny przychód ze sprzedaży w I kwartale 2018 r. wzrósł o 116 mln zł, tj. o ponad 10 % w stosunku do analogicznego okresu 2017 r.

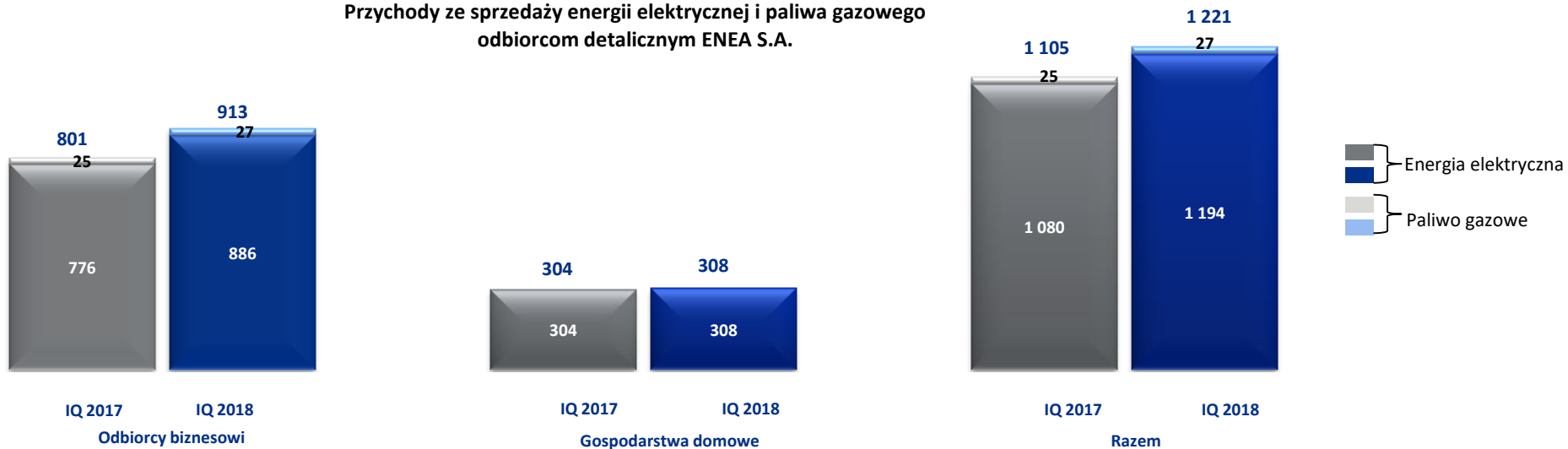
Sprzedaż energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym ENEA S.A.

GWh



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

mln zł



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

Misja

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

Wizja

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

Podstawowy budżet inwestycyjny w wysokości 26,4 mld zł

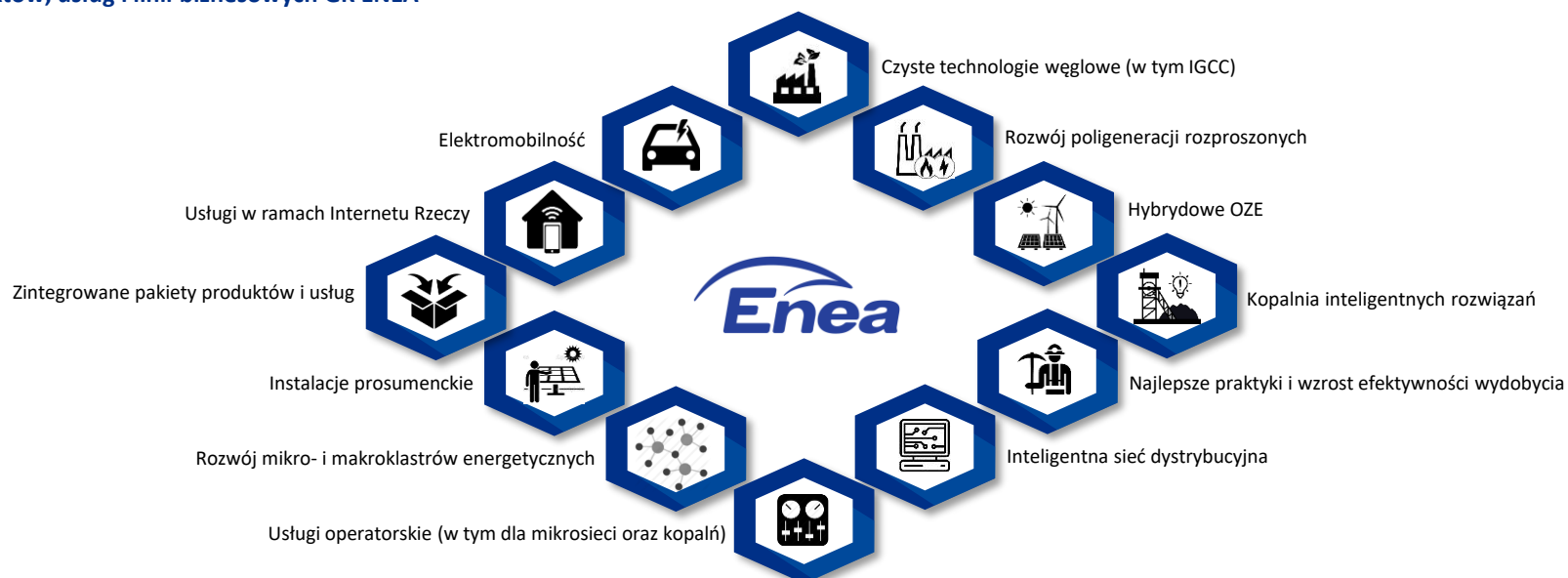
Szacowane nakłady inwestycyjne GK ENEA w latach 2016-2030 [mln zł, ceny bieżące]

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

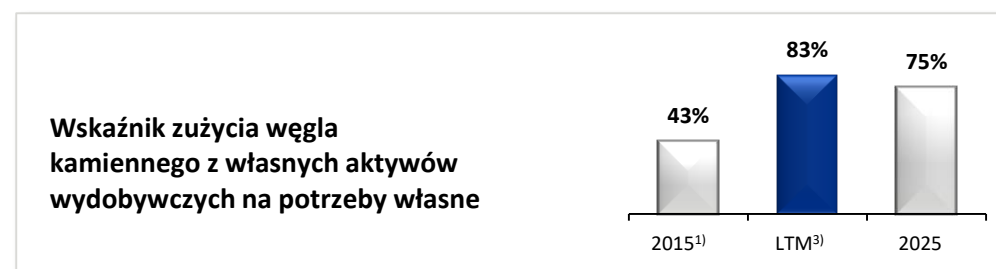
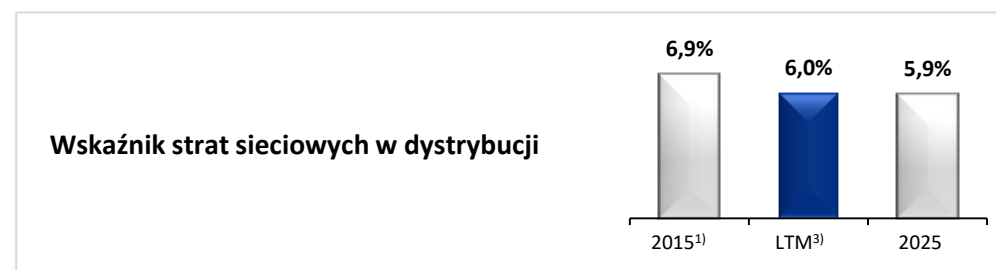
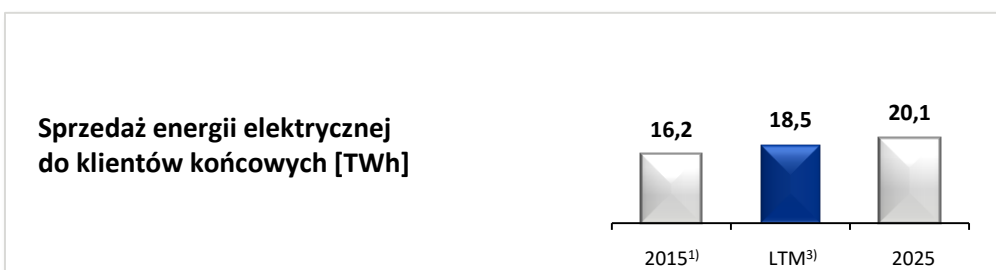
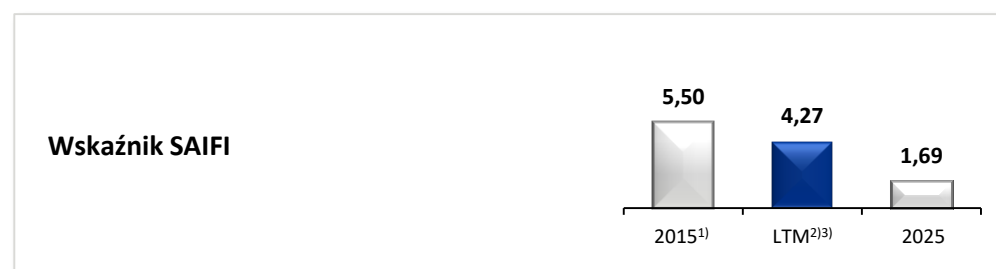
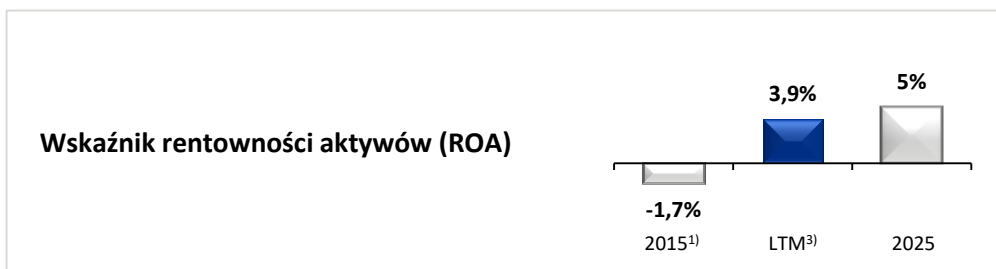
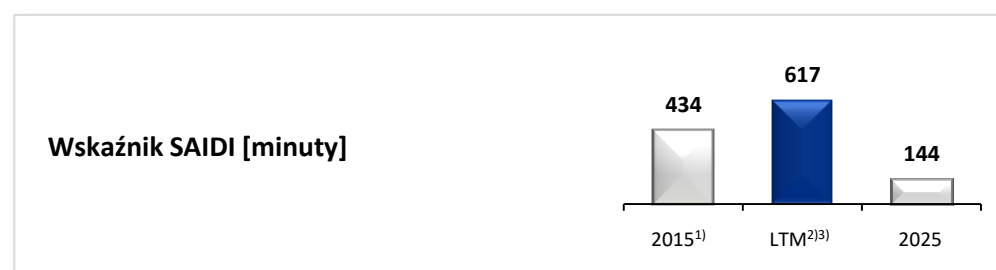
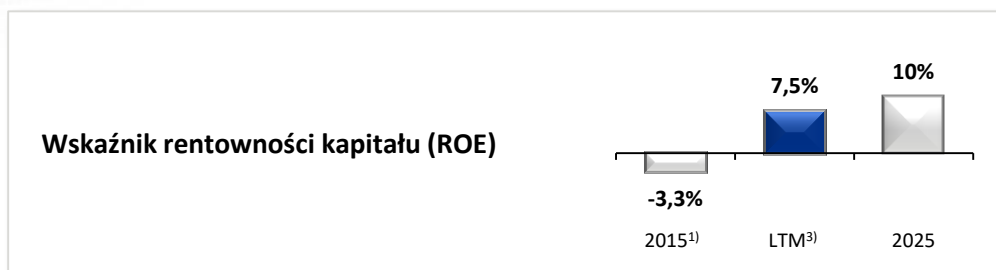
1) Potencjał CAPEX zachowując wskaźnik dług netto / EBITDA na bezpiecznym poziomie

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

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



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



¹⁾ Rok odniesienia

²⁾ Wzrost wskaźników na skutek zjawisk pogodowych o niespotykanej sile

³⁾ LTM obejmujący okres IIQ 2017 – IQ 2018

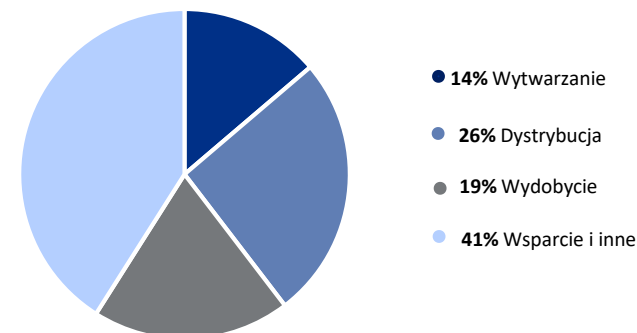
Obszar	Trend 2018 r.	Główne czynniki
Wydobycie	Pod presją	(+) Stabilizacja ceny węgla (+) Drążenie nowych chodników (-) Wzrost kosztów stałych (wynagrodzenia i materiały) (-) Modernizacje tras kolejowych (-) Utrudnienia geologiczne 1Q 2018
Wytwarzanie	Pod presją	(+) Wzrost wolumenu produkcji energii elektrycznej (-) Potencjalnie niższy wolumen darmowych CO ₂ (-) Wzrost cen CO ₂ , węgla oraz kosztów transportu (-) Wzrost kosztów stałych (przede wszystkim w wyniku oddania do użytkowania Bloku nr 11)
Dystrybucja	Stabilna	(+) Wzrost wolumenu sprzedaży usług dystrybucji (+) Optymalizacja zarządzania majątkiem (+) Prace nad poprawą jakości usług (obniżenie wskaźników SAIDI i SAIFI) (-) Koszty operacyjne modelowe zgodnie z opublikowanym przez URE dokumentem „Koszty operacyjne dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na lata 2016 – 2020”
Obrót	Pod presją	(+) Rozwój kanałów sprzedaży i oferty produktowej (+) Wzrost wolumenu sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym (-) Postępująca erozja marży I w segmencie obrotu (-) Wzrost kosztów obowiązków ekologicznych, w tym wzrost podstaw obowiązków i istotny wzrost ceny Praw Majątkowych OZE „zielonych”

Nakłady inwestycyjne w 1Q 2018

Nakłady inwestycyjne [mln zł]	1Q 2017	1Q 2018	Stopień realizacji Planu	Plan 2018
Wytwarzanie	244,6	60,2	10,1%	596,0
Dystrybucja	150,0	113,0	11,7%	966,6
Wydobycie	65,4	84,8	17,1%	496,0
Wsparcie i inne	34,3	179,4	49,7%	360,8
RAZEM wykonanie Planu	494,3	437,4	18,1%	2 419,4
Inwestycje kapitałowe ¹⁾	1 347,1	0	-	-
RAZEM nakłady GK ENEA	1 841,4	437,4	-	-

1) Nie ujęte w Planie rzeczowo-finansowym GK ENEA

Nakłady inwestycyjne w 1Q 2018



Inwestycje zrealizowane w 1Q 2018

Wydobycie

- Pozyskanie nowych koncesji:
 - ubieganie się o koncesję na wydobywanie w obszarze K-6 i K-7
- Utrzymanie parku maszynowego - zakup i montaż maszyn oraz urządzeń oraz remonty okresowe modernizacje lokomotyw podwieszanych oraz remont przenośnika zgrzeblowego podścianowego
- Inne inwestycje rozwojowe i odtworzeniowe:
 - wykonanie 9,0 km nowych wyrobisk
 - rozbudowa obiektu unieszkodliwiania odpadów wydobywczych
 - inwestycje odtworzeniowe w Zakładzie Przeróbki Mechanicznej Węgla, m.in. modernizacja konstrukcji stalowych rektyfikacja mostu oraz projekt na zabudowę separatora elektromagnetycznego
 - Instalacje energetyczne, telekomunikacyjne i mechaniczne

Wytwarzanie

ENEA Wytwarzanie:

- W dniu 30.03.2018r., 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.
- kontynuacja zabudowy instalacji SCR wraz z modernizacją elektrofiltrów dla bloków nr 9 i 10 w ramach programu modernizacji bloków 2 x 500 MW

ENEA Elektrownia Połaniec:

- wykonanie połączenia między instalacją SCR a kotłem dla bloków nr 4

Dystrybucja

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

Inwestycje planowane do końca 2018 r. w ramach aktualnie posiadanych aktywów

Wydobycie

Inwestycje rozwojowe	Pozyskanie nowych koncesji: <ul style="list-style-type: none"> kontynuacja procesu ubiegania się o uzyskanie koncesji w obszarach K-6, K-7. Utrzymanie parku maszynowego: <ul style="list-style-type: none"> zakup i montaż nowych maszyn i urządzeń modernizacje i remonty maszyn i urządzeń
Inwestycje operacyjne	Nowe wyrobiska i modernizacja istniejących: <ul style="list-style-type: none"> wykonanie wyrobisk, głównie chodników przyścianowych, przecinek ścianowych i technologicznych oraz pozostałych wyrobisk technologicznych i udostępniających, umożliwiających eksploatację ścian modernizacje wyrobisk górniczych
Inne inwestycje	Inne inwestycje rozwojowe i odtworzeniowe: <ul style="list-style-type: none"> rozbudowa obiektu unieszkodliwiania odpadów wydobywczych w Bogdance kontynuacja prac związanych z „Zintegrowanym systemem zarządzania produkcją” oraz projektem „Kopalnia Inteligentnych Rozwiązań” obiekty rozdzielni maszyn wyciągowych i pozostałe układy elektroenergetyczne – realizowane m. in. modernizacja wentylatorów głównych w szybie 1.4, układu napędowego i sygnalizacji szybowej i inne zabudowa żurawia wieżowego ochrona środowiska – planowana jest budowa pompowni na rowie RE Żelazny wraz z odprowadzeniem wód dołowych, pompownia na rowie C w Nadrybiu oraz pompownia na rz. Dolna Piwonia

Wytwarzanie

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

Dystrybucja

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



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

Nowy blok o mocy 1.075 MW_e 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

Praca Bloku B-11 w 1Q 2018 roku

Produkcja energii elektrycznej brutto [MWh]	1 473 096,5
Średnie miesięczne obciążenie brutto [MW]	753



Status prac przy kluczowych projektach inwestycyjnych

Inwestycja	Status projektu	CAPEX 1Q 2018 [mln zł]	Całkowity CAPEX [mln zł]	Zaawansowanie prac [%]	Planowany termin zakończenia	
Wytwarzanie ENEA	Modernizacja bloku nr 10 w ramach Programu modernizacji bloków 2 x 500 MW	<ul style="list-style-type: none"> ✓ W I kwartale 2018 r. zakończono następujące prace: ✓ Prace w części budowlanej zakończone dnia 20 grudnia 2017 r. ✓ Prace modernizacyjne w części elektrycznej zakończone dnia 31 grudnia 2017 r. ✓ Prace na instalacjach pomocniczych turbozespołu zakończone dnia 9 lutego 2018 r. ✓ Montaż części AKPiA i zabezpieczeń zakończony dnia 31 stycznia 2018 r. ✓ Prace na układzie ciśnieniowym kotła zakończone dnia 19 lutego 2018 r. ✓ Modernizacja turbozespołu zaawansowana w 97 %. ✓ Prognozowane uruchomienie bloku po modernizacji do dnia 28 kwietnia 2018 r. 	3,58	89,165	97%	2018
	Modernizacja bloku nr 9 w ramach Programu modernizacji bloków 2 x 500 MW	W 2018 r. planowana jest modernizacja bloku nr 9. Prace na bloku nr 9 rozpoczną się po uruchomieniu bloku nr 10. Ze względu na zmianę terminu uruchomienia bloku nr 10 podpisano aneks nr 3 z GE Power Sp. z o.o. na przesunięcie modernizacji turbozespołu bloku 9 z dnia 1 stycznia 2018 r. na termin do dziesięciu dni od dnia zakończenia pozytywnego ruchu próbnego bloku nr 10.	14,25	16,76	9%	2019
	Modernizacja bloku nr 6	W I kwartale 2018 roku zrealizowano: <ul style="list-style-type: none"> ✓ Otwarcie ofert w postępowaniu przetargowym na „Modernizację kotła bloku nr 6” w dniu 23 lutego 2018 r. ✓ Wybór Wykonawcy dla zadania „ Modernizacja kotła bloku nr 6” zamieszczony na stronie ✓ Podpisanie umowy na „Modernizację kotła bloku nr 6” planowane na dzień 10 maja 2018 r. ✓ Rozpoczęcie robót „ Modernizacji kotła bloku nr 6” planowane jest na dzień 2 lipca 2018 r. ✓ Podpisano umowę na zadanie „ Modernizacja turbozespołu bloku nr 6” 	0,48	0,48	1%	2018
	Dostosowanie ENEA Wytwarzanie sp. z o.o. Segment Elektrownie Systemowe do konkluzji BAT – Modernizacja Elektrofiltru bloku nr 6	Umowa podpisania w dniu 25 października 2017 r. z firmą Balcke -Durr Polska Sp. z o.o. Wykonawca dostarczył projekty wykonawcze we wszystkich branżach do dnia 19 lutego 2018 r. Rozpoczęcie prac na obiekcie planowane jest od dnia 2 lipca 2018 r. W miesiącu marcu nastąpiła prefabrykacja elementów do modernizacji elektrofiltru.	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	30 września 2016 r. podpisano umowę z firmą Rafako na wykonanie zabudowy instalacji katalitycznego odzotowania spalin wraz z modernizacją elektrofiltrów dla kotłów AP - 1650 bloków nr 9 i 10. Zawarto Umowę na usługę Inżyniera Umowy. Trwa realizacja instalacji dla bloku nr 10. W I kwartale 2018r., zrealizowano: <ul style="list-style-type: none"> ✓ Zakończono część odbiorów częściowych poszczególnych elementów, natomiast nie podpisano kompleksowego protokołu odbioru pomontażowego. ✓ Sprawowano bieżący nadzór inwestorski m. in. nad wykonywaniem montażu: kanałów zimnego powietrza, izolacji reaktorów oraz kanałów spalin oraz realizacją prac rozruchowych. ✓ Rada Techniczna ENEA Wytwarzanie sp. z o.o. dokonywała sukcesywnej i terminowej oceny dokumentacji dostarczanej przez Wykonawcę. ✓ W dniu 13 kwietnia 2018 r. instalacja SCR bloku nr 10 osiągnęła gotowość do dmuchania kotła nr 10. ✓ Obecnie na ukończeniu są prace montażowe w branży technologicznej, elektrycznej i AKPiA oraz trwają równoległe odbiory częściowe i prace rozruchowe. ✓ Do dnia 28 kwietnia 2018 r. zaplanowano osiągnięcie gotowości instalacji SCR bloku nr 10 do uruchomienia bloku nr 10. 	15,35	116,917	37%	2019

Status prac przy kluczowych projektach inwestycyjnych

Inwestycja	Status projektu	CAPEX 1Q 2018 [mln zł]	Całkowity CAPEX [mln zł]	Zaawansowanie prac [%]	Planowany termin zakończenia
ENEA Wytwarzanie Zabudowa instalacji odsiarczania spalin kotłów K7 i K8	Zawarto Umowę z NFOŚiGW na dofinansowanie inwestycji w formie kredytu. 29 września 2017 r. instalacja została oddana do eksploatacji. W I kwartale 2018r., kontynuowano prace związane z zakończeniem inwestycji, tj.: <ul style="list-style-type: none"> ✓ Regulacja i optymalizacja pracy IOS przez Wykonawcę w celu osiągnięcia parametrów gwarantowanych. ✓ Montaż w gardzieli reaktora dodatkowego elementu, mającego na celu zmianę rozkładu przepływu w reaktorze oraz ocenę jego wpływu na prace instalacji. ✓ Test instalacji na sorbencie od innego dostawcy. ✓ W dniach 20-23 lutego 2018 r. wykonano powtórne pomiary parametrów gwarantowanych, ✓ Raport z tych pomiarów stwierdza, że instalacja osiąga wszystkie parametry techniczne i środowiskowe za wyjątkiem zużycia wody do procesu i temperatury procesu. W dniu 12 marca 2018r Wykonawca zgłosił Instalację do odbioru końcowego; ✓ Zawarto z Wykonawcą Aneks do Umowy zmieniający termin zakończenia inwestycji na dzień 15 marca 2018 r. (działanie to uzyskało zgodę Zarządu EW i KI GK ENEA). ✓ Przygotowano i uzgodniono treść Porozumienia z Wykonawcą, które ma na celu określenie warunku usunięcia w/w wad Instalacji. Zawarcie Porozumienia warunkuje podpisanie protokołu odbioru Końcowego. ✓ Aktualnie trwa procedura związana z zawarciem tego Porozumienia. Następnie przewidziane jest podpisanie protokołu odbioru końcowego. 	2,09	81,43	97%	2018
ENEA Elektrownia Połaniec Zabudowa instalacji SCR - blok nr 4	Uruchomiona instalacja SCR blok 4	8,6	34,4	95%	2018
Projekt Feniks blok 5	Wydane NTP dla modernizacji turbiny oraz NTP dla modernizacji generatora i dostawy nowego transformatora blokowego	0	127,4	2%	2020



Obszar Handlu Detalicznego

Działania zrealizowane w 1Q 2018

- Rozwój oferty produktowej SMART HOME o pakiet Ogrzewanie
- Wdrożenie pilotażowe bazowego produktu w linii produktowej ENEA ECO
- Przygotowanie oferty produktowej opartej na usłudze DSR
- Pilotażowe uruchomienie nowego kanału sprzedaży dla klientów SOHO



Obszar Obsługi Klienta

- Uruchomienie serwisów samoobsługowych dla Klientów dostępnych na IVR
- Otwarcie zwizualizowanych 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



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 dostawy muł do Kozienic 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.



- Rozwój linii produktowej ENEA ECO w zakresie produktów łączonych,
- Komunikacja i rozwój linii produktowej ENEA SMART m.in. w zakresie do sprzedaży nowych modułów
- Rozwój linii produktowej ENEA+FACHOWIEC
- Wdrożenie produktu związanego z efektywnością zużycia dla segmentu klientów biznesowych
- Wdrożenie nowego billingu gazowego oraz rozwój oferty DUAL FUEL
- Rozwój programu lojalnościowego STREFA ZAKUPU
- Prace przygotowawcze do wymagań RODO



- Zakończenie projektu nowej wizualizacji wszystkich 32 Biur Obsługi Klienta
- 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.
- Uruchomienie nowego Elektronicznego Biura Obsługi Klientów i wprowadzenie zmian na podstronach obsługowych serwisu 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 uruchomienie Infolinii biznesowej oraz wdrożenie platformy CRM
- 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 nakładanych przez wchodzące w maju 2018 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



- Zmiana podejścia do wartościowania działań zarządzania portfelem na rynku hurtowym
- Realizacja interdyscyplinarnego projektu wdrożenia rynku mocy mającego na celu maksymalizację przychodów finansowych i optymalizacji podejścia zarządzania kosztami w zakresie remontów i inwestycji dla jednostek wytwórczych dla GK ENEA
- Optymalizacja i poszukiwanie dalszych synergii w zarządzaniu portfelem produktów energetycznych z wykorzystaniem potencjału GK ENEA i rynków hurtowych
- Rozwój narzędzi wspomagających generację rozproszoną w związku ze zmianami mechanizmu wsparcia źródeł odnawialnych wchodzących w życie po 1 stycznia 2018 r.
- Uzgodnienie warunków dostaw węgla na 2019r. 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”

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.



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 – marzec 2018 r. ENEA S.A. nie emitowała obligacji w ramach niniejszego programu. Na 31 marca 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 dzień 31 marca 2018 do dyspozycji pozostaje kwota 550 mln zł.

30%



Stopień wykorzystania
źródła finansowania

21%



Stopień wykorzystania
źródła finansowania

Wykorzystane źródła finansowania zewnętrznego

Poniżej zamieszczono podsumowanie wykorzystanych umów kredytowych oraz programów emisji obligacji z tytułu których ENEA posiadała zobowiązania na dzień 31 marca 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
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	950 mln zł	- finansowanie niezabezpieczone na aktywach
		kredyt do 475 mln zł	czerwiec 2030	475 mln zł	
		kredyt do 946 mln zł	wrzesień 2032	946 mln zł	

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

Spółki Grupy Kapitałowej ENEA nie emitowały w I kwartale 2018 r. papierów wartościowych. Zadłużenie nominalne z tytułu wyemitowanych przez ENEA S.A. obligacji na 31 marca 2018 r. wyniosło łącznie 5.563 mln zł.

Udzielone poręczenia i gwarancje

W trakcie pierwszych trzech miesięcy 2018 r. spółki z Grupy Kapitałowej ENEA nie udzielały poręczeń i gwarancji o wartości znaczącej.

Na 31 marca 2018 r. łączna wartość poręczeń i gwarancji korporacyjnych udzielonych przez ENEA S.A. na zabezpieczenie zobowiązań spółek z Grupy Kapitałowej ENEA wyniosła 123.535,8 tys. zł, natomiast łączna wartość gwarancji bankowych wystawionych na zlecenie ENEA S.A. i stanowiących zabezpieczenie zobowiązań spółek z Grupy Kapitałowej ENEA wyniosła 289.996,0 tys. zł.

Transakcje zabezpieczające ryzyko stopy procentowej

W ramach realizacji Polityki Zarządzania Ryzykiem Stóp Procentowych, w okresie trzech 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 trzech 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 – marzec 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 31 marca 2018 r.

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 2017r., 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

Wykonawcza Umowa Programu Emisji Obligacji na kwotę 946 mln zł została zawarta pomiędzy ENEA jako gwarantem, ENEA Operator jako emitentem oraz PKO Bankiem Polskim jako agentem. W ramach umowy 28 marca 2017 r. został zawarty aneks wydłużający dostępność środków z Programu do 29 grudnia 2017 r. Termin wykupu obligacji – ratalny, jednak nie później niż 15 lat od daty emisji. Oprocentowanie obligacji może być stałe lub zmienne oparte o stawkę WIBOR powiększoną o marżę, z rewizją oprocentowania po 4 lub 5 latach. Program jest wykorzystany w pełnej wysokości.

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

Na 31 marca 2018 r. ENEA Wytwarzanie wyemitowała w ramach ww. Programu obligacje w łącznej wysokości 350 mln zł. Wykup obligacji jest jednorazowy i przypada na marzec 2020 r.

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

Program w całości wykorzystany przez ENEA Wytwarzanie. Oprocentowanie obligacji oparte jest na stałej stopie procentowej. 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.

Pozostałe umowy

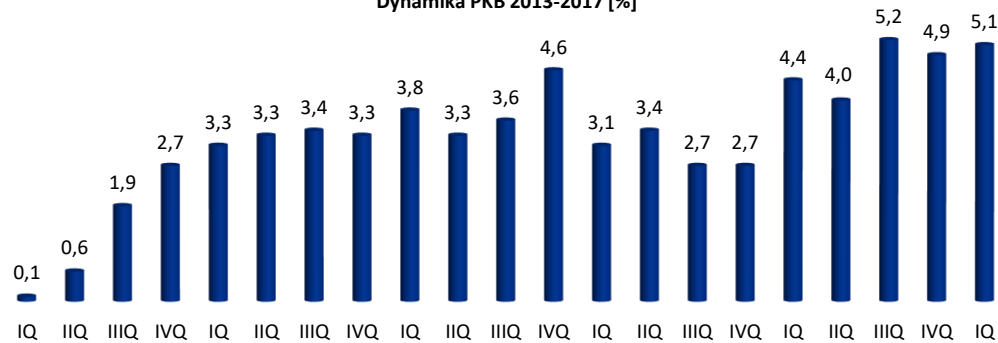
ENEA S.A. w latach ubiegłych zawarła także wewnątrzgrupowe umowy programowe emisji obligacji ze spółkami zależnymi, które służą finansowaniu inwestycji w segmencie OZE i segmencie Ciepło. Programy te są w całości wykorzystane i wykupywane w ratach. Łączna kwota obligacji do wykupu w ramach tych programów na 31 marca 2018 r. wynosiła 70,1 mln zł.

Sytuacja makroekonomiczna

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

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

Dynamika PKB 2013-2017 [%]



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

Zgodnie z szacunkami GUS w I kwartale 2018 r. produkcja sprzedana przemysłu była wyższa niż przed rokiem o 5,6 %. Tempo wzrostu produkcji sprzedanej przemysłu w skali roku było jednak wolniejsze niż w poprzednim kwartale. Zwiększyła się sprzedaż w większości sekcji, z wyjątkiem górnictwa i wydobywania. Wzrost produkcji obserwowano we wszystkich głównych grupowaniach przemysłowych, najwyższy w zakresie dóbr związanych z energią.

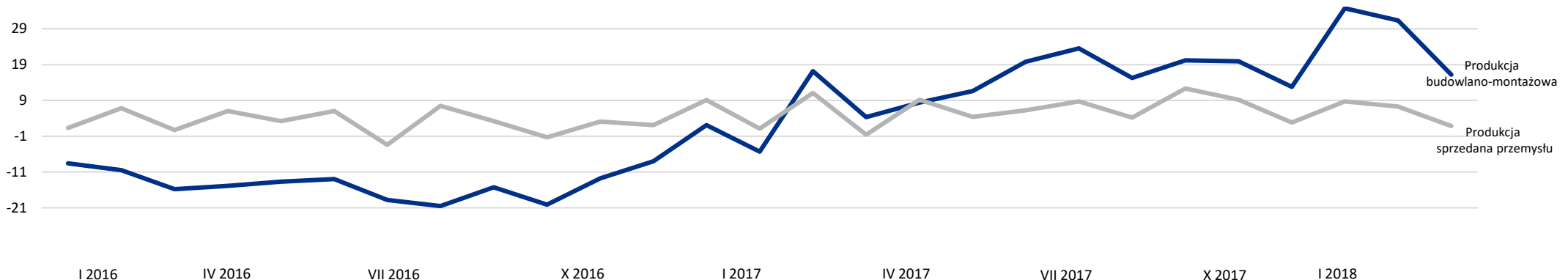
W okresie styczeń-marzec 2018 r. produkcja budowlano-montażowa zrealizowana na terenie kraju była o ok. 26,1 % wyższa niż w roku poprzednim. Wzrost notowano we wszystkich działach budownictwa, najwyższy w przedsiębiorstwach specjalizujących się w budowie obiektów inżynierii lądowej i wodnej.

W okresie styczeń-marzec 2018 r. wzrost cen konsumpcyjnych był słabszy niż w ostatnim kwartale 2017 roku. W marcu 2018 ceny towarów i usług konsumpcyjnych wzrosły w skali roku w nieco mniejszym stopniu niż w lutym 2018 r. W I kwartale 2018 roku wskaźnik cen konsumpcyjnych wyniósł 1,5 % w porównaniu do 2,0 % wskaźnika w okresie I kwartału 2017 roku.

Poniżej zamieszczono podstawowe dane makroekonomiczne dla lat 2015-2018.

Wyszczególnienie ⁰	j.m.	2015	2016	2017	IQ 2018
PKB	zmiana w %	3,8	2,9	4,6	5,1
Produkcja sprzedana przemysłu	zmiana w %	6,0	3,6	6,6	5,6
Produkcja budowlano - montażowa	zmiana w %	3,7	-2,6	7,0	26,1
Inflacja	w %	-0,9	-0,6	2,0	1,5

Dynamika miesięcznej produkcji krajowej 2016-2018 [%]



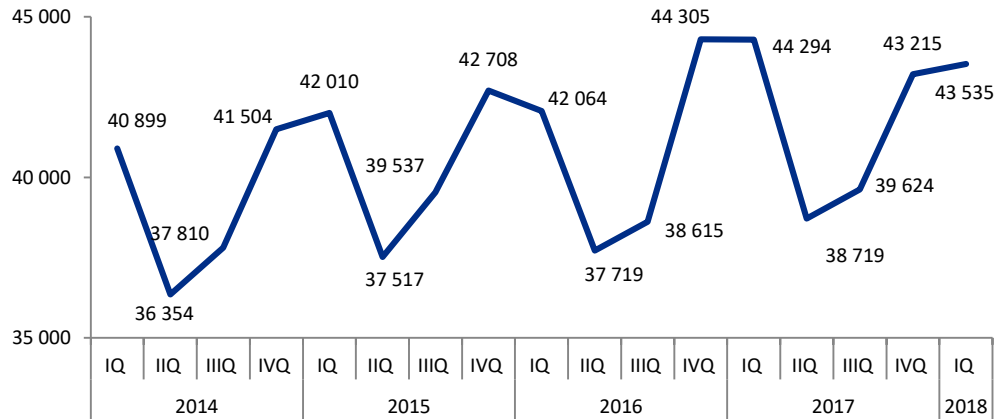
Źródło: <http://stat.gov.pl> oraz opracowanie GUS pn. *Informacja o sytuacji społeczno-gospodarczej kraju w I kwartale 2018 roku* oraz *Szybki szacunek produktu krajowego brutto za pierwszy kwartał 2018 roku*

Sytuacja na rynku energii elektrycznej

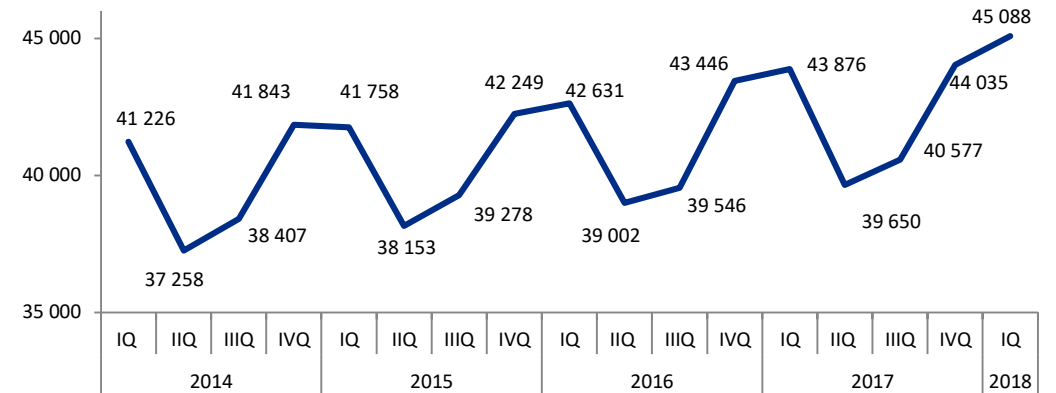
Produkcja energii elektrycznej

Zgodnie z danymi publikowanymi przez Polskie Sieci Energetyczne krajowa produkcja energii elektrycznej w I kwartale 2018 r. wyniosła 43.535 tys. GWh.

Krajowa produkcja energii elektrycznej [GWh]

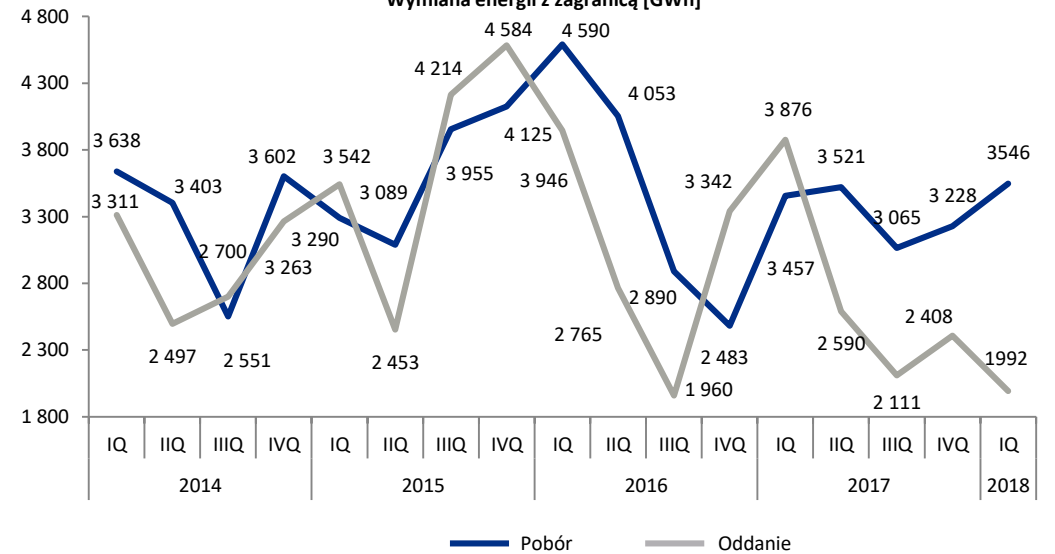


Krajowe zużycie energii elektrycznej [GWh]



Rodzaje elektrowni	IQ 2017	IQ 2018
Zawodowe na węglu kamiennym	21 626	21 839
Zawodowe na węglu brunatnym	14 024	12 277
Przemysłowe	2 829	2 799
Gazowe	1 577	2 597
Zawodowe wodne	692	781
Wiatrowe	3 506	3 168
Inne odnawialne	40	74

Wymiana energii z zagranicą [GWh]



Źródło: <https://www.pse.pl/mapa-raportow>

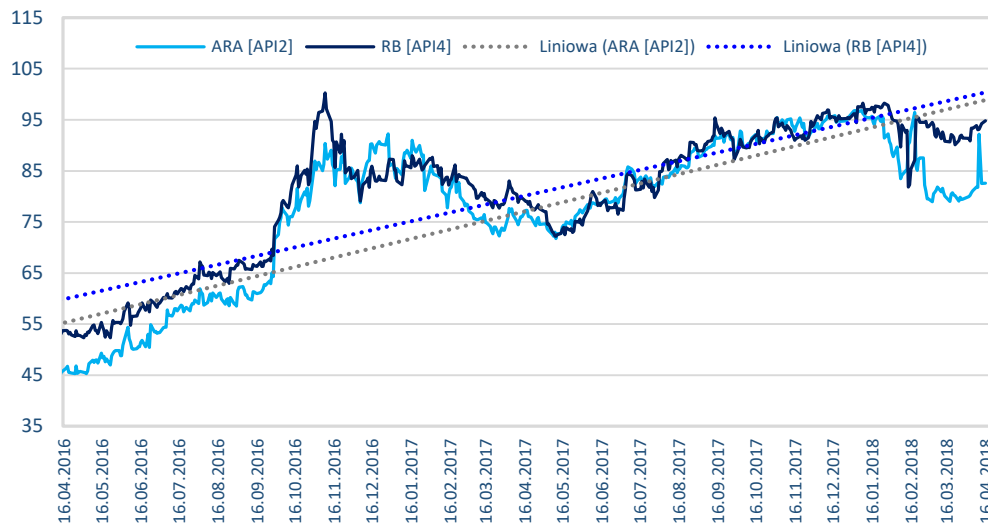
Ceny rynkowe węgla w I kwartale 2018 r.

Sytuacja na światowym rynku węgla w 1Q 2018 była mocno zróżnicowana. Podczas gdy rynek Azji – Pacyfiku wyróżniał się rosnącym trendem cen surowca, sytuacja w obszarze Atlantyku charakteryzowała się względną stabilizacją z tendencją do spadków. Słabość popytu w Europie wynikała z wzrostu produkcji energii z OZE (w tym z wiatru w Niemczech), rosnącej dostępności węgla rosyjskiego względem niskich wolumenów importowanych dotychczas głównie z USA czy Kolumbii. Dodatkowo ceny węgla osłabił sezonowy spadek stawek frachtowych w Europie oraz relatywnie łagodne temperatury w okresie zimowym, które przełożyły się na niską aktywność handlową przy stosunkowo wysokich stanach zapasów u europejskich producentów węgla. Fundamentalnie za wzrosty cen na rynku azjatyckim odpowiadał głównie silny popyt indyjskich nabywców, którego beneficjentem był rynek południowo-afrykańskiego węgla w RPA.

W 1Q 2018 średnia cena spot 1 tony węgla w portach ARA wynosiła około 87,64 USD i była o 6,1 % niższa w ujęciu kwartalnym i o 8,4 % wyższa w ujęciu rocznym. Kwartalne ceny oscylowały w przedziale 97-79 USD/t przy średniej dynamice zmian na poziomie -0,2 % w danym okresie. Średnia cena spot 1 tony węgla z RPA w 1Q 2018 wyniosła około 93,85 USD/t i była nieznacznie wyższa o 0,9 % względem 4Q 2017 jednak znacząco wzrosła o 12,9 % w ujęciu rocznym. W analizowanym okresie ceny wahały się w przedziale 98-82 USD/t przy neutralnej dynamice zmian.

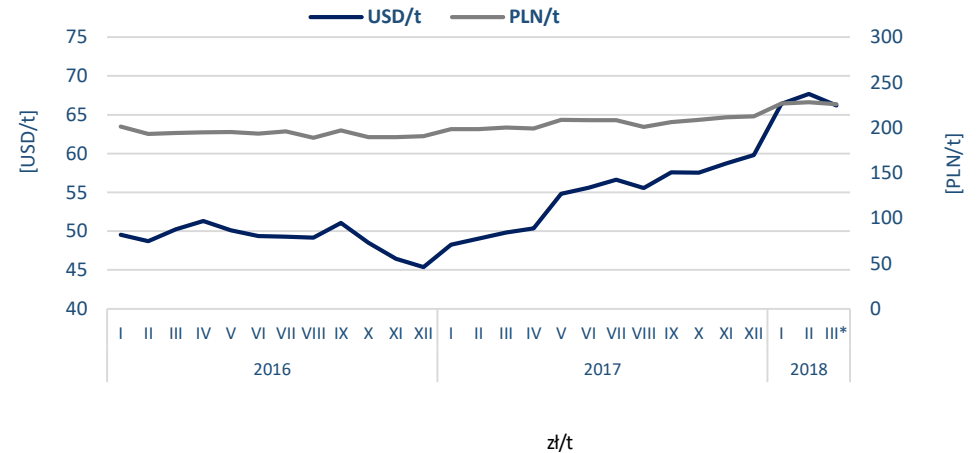
Spadkowe tendencje w europejskich terminalach węglowych ARA w 1Q 2018 nie przełożyły się na notowania polskiego indeksu węglowego PSCMI1, który pozostaje w trendzie wzrostowym od sierpnia 2017 roku. Czynniki fundamentalnymi wspierającymi notowania cen węgla w analizowanym okresie była utrzymująca się luka podażowa na rynku krajowym i związany z nią wzrost importu przy stosunkowo niskich stanach zapasów węgla u producentów krajowych. Logistyczne problemy z transportem surowca do odbiorców końcowych, niska produkcja energii z wiatru oraz wydłużenie okresu grzewczego, dodatkowo wspierały notowania w okresie. Średnia wartość indeksu PSCMI1 w Q1/18 wyniosła 10,42 zł/GJ i była wyższa odpowiednio o 9,11 % q/q i 16,98 % r/r. Uwzględniając notowania w USD oraz prognozę notowań 10,38 zł/GJ na miesiąc marzec br., średnia wartość indeksu w okresie wyniosła 66,20 USD/t [+13 % q/q i +35 % r/r].

Global Coal Spot Prices [USD/t]



Źródło: Zestawienie własne dla danych gC, ICE.

Polish Steam Coal Market Index - PSCMI1 [Q1/18]



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



Ceny hurtowe energii elektrycznej

Średnia cena na rynku SPOT w pierwszym kwartale 2018 r. była wyższa o 19,3 % w porównaniu do analogicznego okresu 2017 r. W szczególności ceny wzrosły w okresie od lutego do marca. Na ceny wpływ miały następujące czynniki:

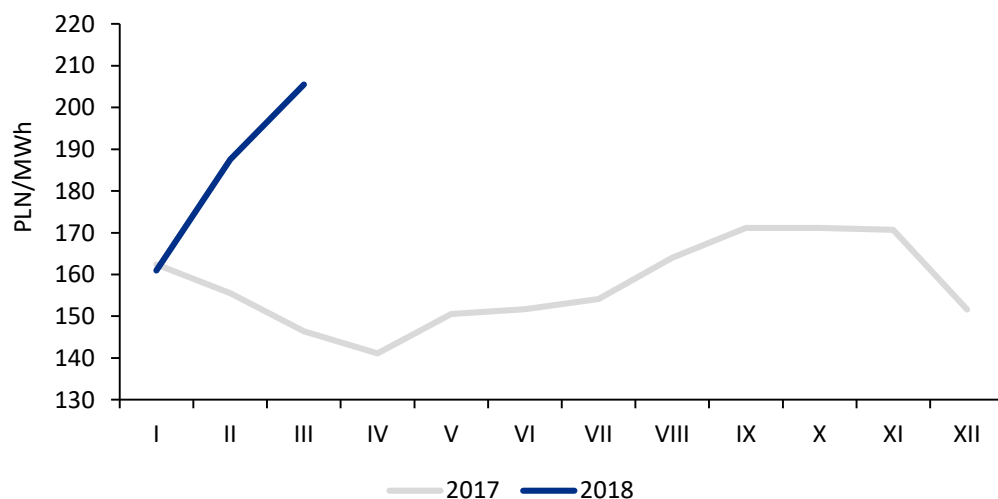
- niższy poziom dostępnej mocy w systemie KSE
- niski poziom generacji energii przez elektrownie wiatrowe
- duży wpływ warunków atmosferycznych - temperatura poniżej średnich wieloletnich
- zwiększenie zapotrzebowania

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

Okres	Średnia cena [zł/MWh]	Zmiana [%]
I Q 2017	154,87	-
I Q 2018	184,66	↑ 19,3%

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z TGE.

Średnie ceny energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z TGE.

Na rynku terminowym obserwowaliśmy wzrosty cen energii elektrycznej. W trakcie okresu sprawozdawczego cena produktu BASE Y-19 wzrosła z poziomu 183,25 zł/MWh na początku stycznia do 197,00 zł/MWh na koniec marca.

Tabela 2. Ceny na rynku terminowym

Produkt	Cena na koniec notowań [zł/MWh]	Zmiana r/r [%]	Średnia cena z okresu notowań [zł/MWh]	Zmiana r/r [%]
BASE Y-16	167,50		166,49	
BASE Y-17	162,00	↓ -3,3%	159,31	↓ -4,3%
BASE Y-18	177,65	↑ 9,7%	167,00	↑ 4,8%
BASE Y-19 ¹⁾	197,00	↑ 10,9%	180,81	↑ 1,9%

1) na koniec marca 2018 r.

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

Ceny i wolumeny transakcji - BASE Y-19



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

Na rynku terminowym TGE obserwuje się zwiększoną płynność - gdy porówna się obroty w pierwszym kwartale 2017 r. i 2018 r. między produktami BASE Y-18 a BASE Y-19 (wynosi ona ok. 94,1 %). Główną przyczyną takiego stanu rzeczy może być wprowadzenie 30 % tzw. obligi giełdowego

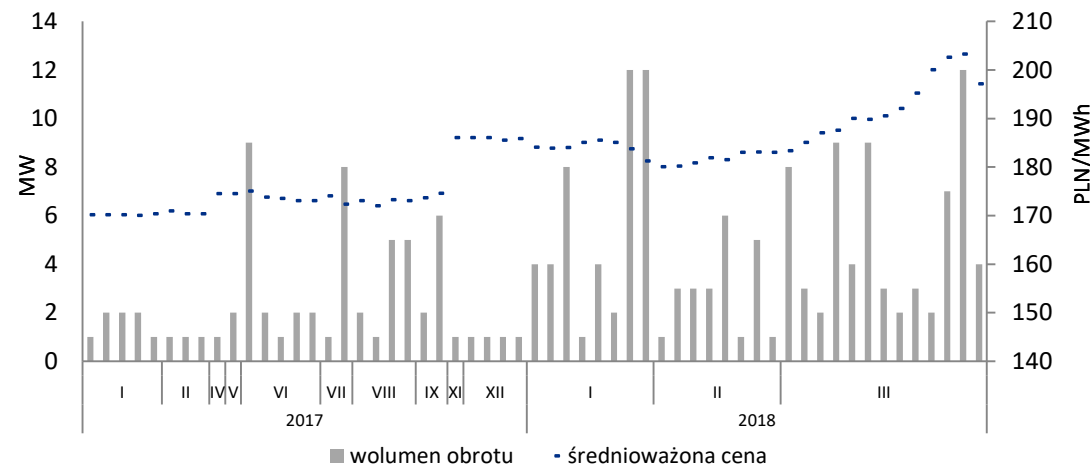
Podobnie do BASE Y-19 zmieniały się ceny PEAK Y-19. Na początku stycznia wycena rynkowa tego produktu wynosiła 230,50 zł/MWh, a na koniec września 2017 r. 240,00 zł/MWh.

W trakcie pierwszego kwartału 2018 r. na rynku terminowym energii elektrycznej obserwowaliśmy wzrost cen. Był on powiązany m.in. z dużą zmiennością cen uprawnień do emisji CO₂ (rozpiętość pomiędzy max a min – 6,02 EUR/t). Istotne znaczenie dla kształtowania się sytuacji na rynku miał również zwiększony, w porównaniu do wolumenu obrotu produktem BASE Y-18 w analogicznym okresie roku poprzedniego, wolumen obrotu produktem BASE Y-19 na TGE.

Czynnikami niepewności pozostają:

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

Ceny i wolumeny transakcji - BASE Y-20



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

Obowiązki w zakresie uzyskiwania świadectw pochodzenia energii

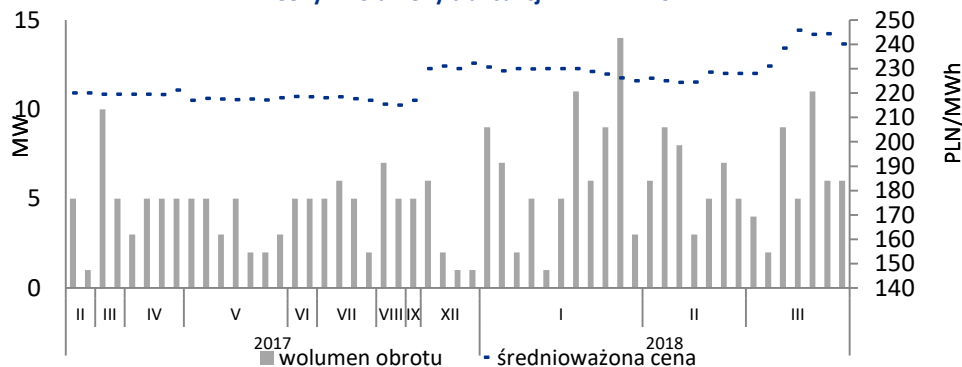
Zgodnie z obowiązującymi przepisami przedsiębiorstwa energetyczne sprzedające energię elektryczną odbiorcom końcowym w 2017 r. zobligowane są do uzyskania i umorzenia następujących rodzajów świadectw pochodzenia:

- dla energii wytworzonej w odnawialnych źródłach, tzw. świadectwa „zielone” obowiązek na poziomie 15,4 % sprzedaży odbiorcom końcowym
- dla energii wytworzonej z biogazu rolniczego, nowe świadectwa ustanowione nowelizacją Ustawy o odnawialnych źródłach energii z dnia 20 lutego 2015 r. obowiązek na poziomie 0,60 % sprzedaży odbiorcom końcowym
- dla energii wytworzonej w kogeneracji opalanej metanem tzw. świadectwa „fioletowe” obowiązek na poziomie 1,8 % sprzedaży odbiorcom końcowym
- dla energii wytworzonej w jednostkach kogeneracyjnych gazowych lub o łącznej mocy zainstalowanej do 1 MW, tzw. świadectwa „żółte” – obowiązek na poziomie 7,0 %
- dla energii wytworzonej w pozostałych źródłach kogeneracyjnych, tzw. świadectwa „czerwone” – obowiązek na poziomie 23,2 %
- świadectw efektywności energetycznej, tzw. świadectw „białych” obowiązek na poziomie 1,5 %

Do końca czerwca 2018 r. realizowany jest obowiązek za rok 2017.

Na kolejnym slajdzie przedstawiona została struktura cenowa kontraktacji na rynku sesyjnym TGE na poszczególne prawa majątkowe w okresie styczeń – marzec 2018 r. W analizie pominięto PM „zielone” PMOZE ze względu na brak obrotu i całkowite zastąpienie ich przez PMOZE_A.

Ceny i wolumeny transakcji - PEAK Y-19



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

W okresie pierwszego kwartału 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.

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

		Średnia cena IQ 2018		Zmiana do IVQ 2017		Cena maksymalna	Cena minimalna
			%	zł/MWh	zł/MWh	zł/MWh	zł/MWh
OZEX_A (PM „zielone”)		63,04	↑ 45%	19,57	82,10	45,01	
OZEX_BIO (PM „błękitne”)		319,07	↑ 0,8%	2,50	322,00	316,5	
KGMX (PM „żółte”)	2017	117,55	↑ 0,6%	0,70	119,00	116,5	
	2018	106,33	-	-	110,00	104,05	
KECX (PM „czerwone”)	2017	9,72	↓ -0,2%	-0,02	9,85	9,77	
	2018	-	-	-	-	-	
KMETX (PM „fioletowe”)	2017	55,38	↑ 0,3%	0,17	63,00	55,30	
	2018	-	-	-	-	-	
EFX (PM „białe”) ¹⁾		711,61	↑ 58%	261,50	900,00	450,00	
EFFX (PM „białe”)		1459,07	↑ 17%	212,80	1500,00	1400,00	
EF17 (PM „białe”)		613,77	↑ 36%	164,00	900,00	400,00	

1) wartości podane w jednostce zł/toe Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z TGE.

Limity uprawnień do emisji dwutlenku węgla i ich ceny rynkowe

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

Z najbardziej aktualnych danych o liczbie wydanych uprawnień na 2017 r., publikowanych przez Komisję Europejską, wynika, że najwięcej niewydanych uprawnień mają Włochy, Rumunia i Wielka Brytania a Malta, jako jedyne państwo, wydała już wszystkie. Zgodnie z kwietniową publikacją KE wartość zweryfikowanych emisji za 2016 r. spadła o 2,7% w stosunku do 2015 r.

KE opublikowała również dane o liczbie umorzonych uprawnień. Niemal wszystkie instalacje znajdujące się w systemie EU ETS dotrzymały terminu umorzeń emisji dla 2016 r. 17 sierpnia 2017 r. w Dzienniku Urzędowym UE opublikowano nowe, bardziej rygorystyczne, konkluzje BAT, które wyznaczają wyższe niż obecnie obowiązujące normy emisji tlenków azotu, dwutlenku siarki, rtęci oraz pyłów zawieszonych m.in. w dużych elektrowniach węglowych (4 lata na dostosowanie).

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. KE opublikowała informacje na temat przydziałów z rezerwy NER na lata 2013-2020 – do tej pory wydano 144,3 mln uprawnień EUA z 480,2 mln. Państwa członkowskie UE rozpoczęły dystrybucję darmowych alokacji dla roku 2018 (do 23 marca 2018 r. wydano 631,14 z 756,58 mln uprawnień EUA).

Ceny uprawnień do emisji CO2 znajdują się na najwyższym poziomie od 2011 roku.

Tabela 4. Zmiana cen EUA i CER

Produkt	Cena [EUR/t]		Zmiana %
	Początek stycznia 2018 r.	Koniec marca 2018 r.	
EUA Spot	7,78	13,26	↑ 70,4%
CER Spot	0,17	0,19	↑ 11,8%
EUA gru-18	7,81	13,28	↑ 70,0%
CER gru-18	0,17	0,19	↑ 11,8%

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ICE.

Notowania jednostek EUA oraz CER



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych BlueNext oraz ICE.



3. Sytuacja finansowa

Skonsolidowany rachunek zysków i strat – 1Q 2018

[tys. zł]	1Q 2017	1Q 2018	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	1 502 805	2 017 076	514 271	34,2%
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	118 771	136 510	17 739	14,9%
Przychody ze sprzedaży gazu	35 551	32 954	-2 597	-7,3%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	828 528	692 829	-135 699	-16,4%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	161	1 693	1 532	951,6%
Przychody ze sprzedaży praw do emisji CO ₂	5 705	22 532	16 827	295,0%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	14 882	18 291	3 409	22,9%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	44 858	43 230	-1 628	-3,6%
Przychody ze sprzedaży węgla	158 429	23 438	-134 991	-85,2%
Przychody ze sprzedaży netto	2 709 690	2 988 553	278 863	10,3%
Amortyzacja	283 847	363 351	79 504	28,0%
Koszty świadczeń pracowniczych	386 987	410 009	23 022	5,9%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	285 611	605 657	320 046	112,1%
Zakup energii i gazu na potrzeby sprzedaży	792 416	854 942	62 526	7,9%
Usługi przesyłowe	261 823	103 201	-158 622	-60,6%
Inne usługi obce	149 899	199 827	49 928	33,3%
Podatki i opłaty	106 327	122 996	16 669	15,7%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	2 266 910	2 659 983	393 073	17,3%
Pozostałe przychody operacyjne	16 238	58 468	42 230	260,1%
Pozostałe koszty operacyjne	72 652	44 970	-27 682	-38,1%
Strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	-3 787	-3 290	497	13,1%
Zysk operacyjny	382 579	338 778	-43 801	-11,4%
Koszty finansowe	45 957	62 384	16 427	35,7%
Przychody finansowe	66 183	17 905	-48 278	-72,9%
Udział w wynikach jednostek stowarzyszonych i współkontrolowanych	-	12 609	12 609	100,0%
Zysk przed opodatkowaniem	402 805	306 908	-95 897	-23,8%
Podatek dochodowy	81 615	52 840	-28 775	-35,3%
Zysk netto okresu sprawozdawczego	321 190	254 068	-67 122	-20,9%
EBITDA	666 426	702 129	35 703	5,4%

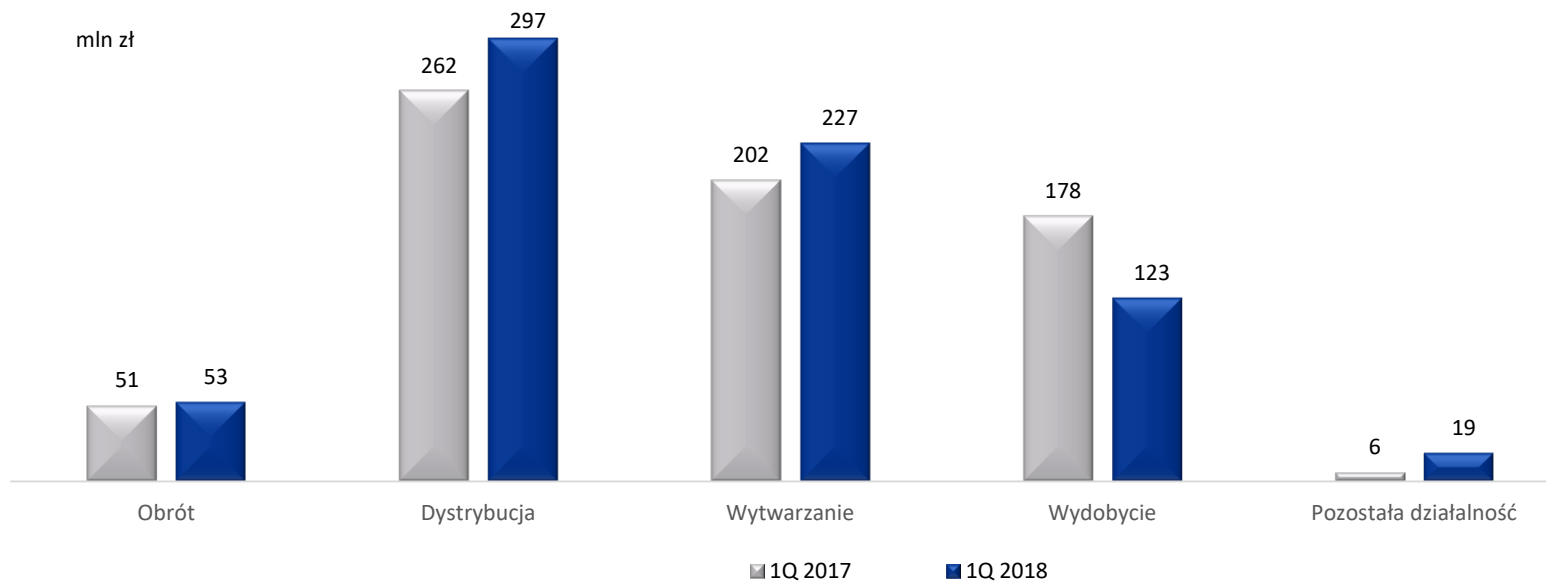
1Q 2018:

Czynniki zmiany EBITDA GK ENEA:

- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 514 mln zł, wynika głównie z wyższego wolumenu sprzedaży o 2.631 GWh przy jednoczesnym spadku średniej ceny sprzedaży o 1% oraz wyższych przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży energii ciepłej o 18 mln zł wynika z wyższego wolumenu sprzedaży o 578 793 GJ (głównie w wyniku przejścia EEP) przy jednoczesnym spadku średniej ceny sprzedaży
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży gazu ziemnego o 3 mln zł głównie w wyniku zmiany prezentacji przychodów ze sprzedaży gazu – usługi dystrybucji (wdrożenie MSSF 15 od 1 stycznia 2018)
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych o 136 mln zł głównie w wyniku zmiany prezentacji przychodów z tytułu opłat przenoszonych (wdrożenie MSSF 15 od 1 stycznia 2018)
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży świadectw pochodzenia o 1,5 mln zł wynika głównie z przejścia EEP oraz wzrostu średniej ceny zielonych certyfikatów
- (+) wyższe przychody z tytułu sprzedaży praw do emisji CO₂ o 17 mln zł wynikają głównie z działań handlowych podejmowanych na Rynku Bilansującym i zmian w produkcji energii elektrycznej
- (-) spadek sprzedaży węgla o 135 mln zł wynika z wyższego wolumenu dostaw wewnątrzgrupowych
- (-) wzrost kosztów świadczeń pracowniczych o 23 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 320 mln zł wynika z przejścia EEP w końcówce 1Q 2017, oddania do użytkowania instalacji SCR w Elektrowni Połaniec – zużycie wody amoniakalnej, rozpoczęcia eksploatacji Bloku 11, przy jednoczesnym wzroście kosztów zużycia węgla i uprawnień do emisji CO₂ dla całego segmentu wytwarzanie
- (-) wzrost kosztów zakupu energii elektrycznej i gazu o 63 mln zł wynika głównie ze wzrostu średnich cen zakupu pomimo niższych wolumenów:
 - (-) energia elektryczna: cena: +5,4 %; wolumen: - 186 GWh
 - (-) gaz ziemny: cena: + 8,0 %; wolumen: - 3 GWh
 - oraz
 - (-) wyższego kosztu zakupu PM w wyniku wzrostu średniej ceny o 36,3% oraz zmiany podstawy obowiązku z 15,40 % do 17,5 %
- (+) spadek kosztów usług przesyłowych o 159 mln zł głównie w wyniku zmiany prezentacji kosztów opłat przenoszonych (wdrożenie MSSF 15 od 1.01.2018), przy jednoczesnym wzroście opłaty przesyłowej stałej w taryfie PSE
- (-) wzrost kosztów usług obcych o 50 mln zł wynika głównie z nabycia EEP
- (-) wzrost podatków i opłat o 17 mln zł wynika m.in. z nabycia EEP oraz ze zwiększenia wartości majątku trwałego związanego z zakończonymi procesami inwestycyjnymi, w tym Blok 11
- (+) wzrost wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 70 mln zł:
 - (+) wyższe przychody z tytułu odszkodowań, kar i grzywien o 29 mln zł
 - (+) spadek odpisów aktualizujących wartość należności przeterminowanych oraz należności nieściągalnych o 20 mln zł
 - (+) niższe rezerwy na potencjalne roszczenia o 18 mln zł (w tym 17 mln zł rezerwa na wypowiedziane umowy na zakup PM OZE)
 - (+) wyższe saldo zwrotów od ubezpieczyciela o 12 mln zł
 - (-) wyższy wzrost rezerw na bezumowne korzystanie z korytarzy przesyłowych 6 mln zł

Wyniki na poszczególnych obszarach działalności GK ENEA

EBITDA [tys. zł]	1Q 2017	1Q 2018	Zmiana	Zmiana %
Obrót	50 822	53 290	2 468	4,9%
Dystrybucja	262 373	297 469	35 096	13,4%
Wytwarzanie	202 247	227 209	24 962	12,3%
Wydobycie	178 269	123 280	-54 989	-30,8%
Pozostała działalność	6 065	19 079	13 014	214,6%
Pozycje nieprzypisane i wyłączenia	-33 350	-18 198	15 152	45,4%
EBITDA Razem	666 426	702 129	35 703	5,4%



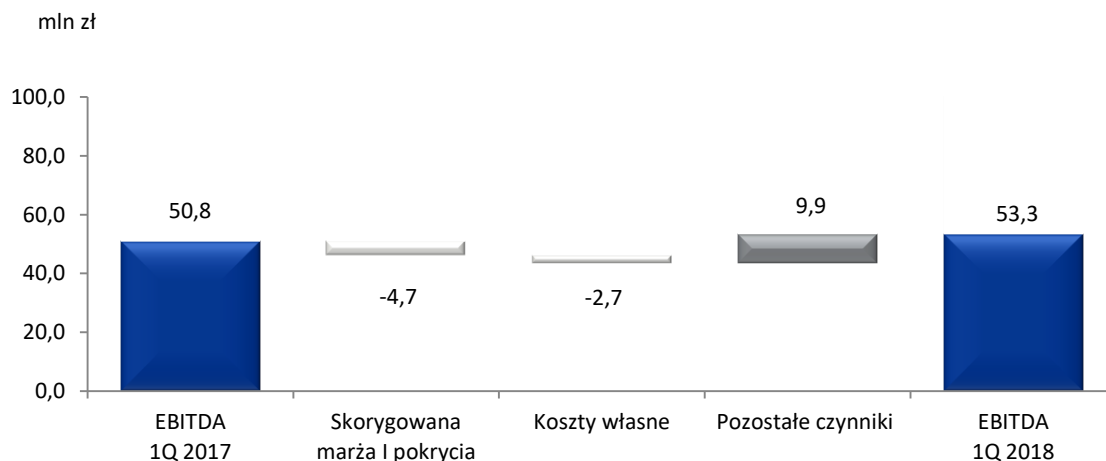
Obszar Obrotu

[tys. zł]	1Q 2017	1Q 2018	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	1 447 113	1 938 539	491 426	34,0%
EBIT	50 605	53 148	2 543	5,0%
Amortyzacja	217	142	-75	-34,6%
EBITDA	50 822	53 290	2 468	4,9%
CAPEX ¹⁾	188	-	-188	-100,0%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	38%	40%	2 p.p.	

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

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

1) Bez inwestycji kapitałowych ENEA S.A.



1Q 2018 Czynniki zmiany EBITDA:

Marża i pokrycia

- (-) spadek średniej ceny sprzedaży energii o 1,5%
- (-) wyższe koszty obowiązków ekologicznych o 30,1%
- (-) wzrost średniej ceny zakupu energii o 1,6%
- (-) spadek wyniku na obrocie paliwem gazowym
- (+) wzrost wolumenu sprzedaży energii o 12,2%
- (+) spadek rezerwy z tytułu roszczeń wypowiedzianych umów PM OZE o 16,8 mln zł

Koszty własne

- (-) wyższe koszty bezpośrednie sprzedaży o 1 mln zł
- (-) wyższe koszty ogólnego zarządu o 2 mln zł

Pozostałe czynniki

- (+) niższe koszty darowizn o 4 mln zł
- (+) niższe odpisane należności o 1 mln zł
- (+) niższe odpisy aktualizujące należności o 1 mln zł
- (+) wzrost przychodów z tytułu świadczenia usług w zakresie handlu hurtowego o 3 mln zł

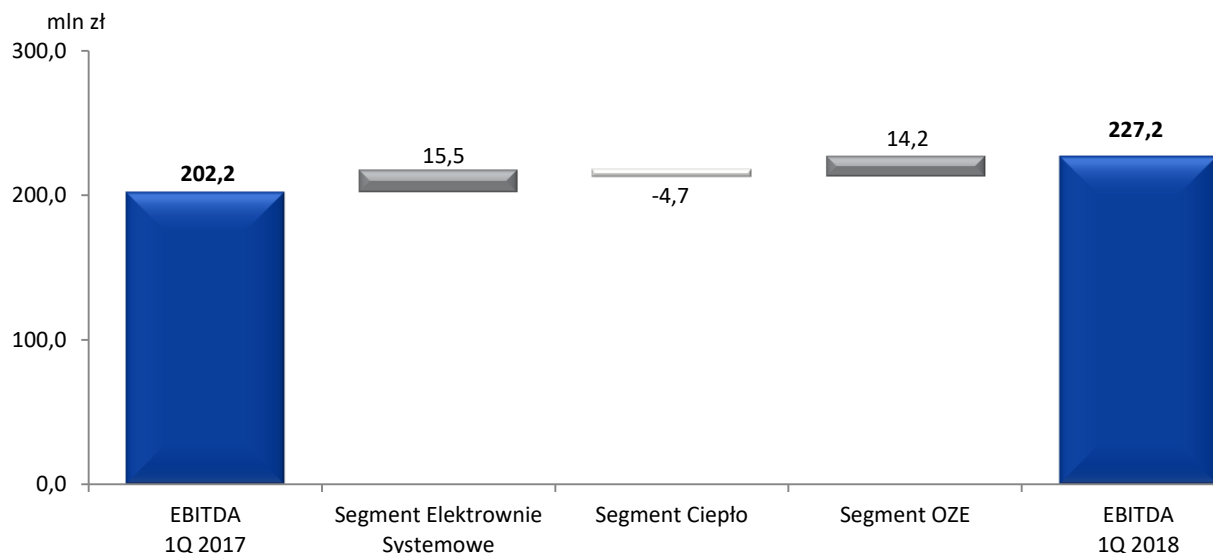
Obszar Wytwarzania

[tys. zł]	1Q 2017	1Q 2018	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	889 763	1 644 313	754 550	84,8%
energia elektryczna	755 149	1 450 037	694 888	92,0%
świadcstwa pochodzenia	6 409	30 122	23 713	370,0%
sprzedaż uprawnień do emisji CO ₂	5 811	22 569	16 758	288,4%
ciepło	115 953	134 110	18 157	15,7%
pozostałe	6 441	7 475	1 034	16,1%
EBIT	134 543	84 118	-50 425	-37,5%
Amortyzacja	67 704	143 091	75 387	111,3%
EBITDA	202 247	227 209	24 962	12,3%
CAPEX	244 595	60 228	-184 367	-75,4%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	24%	34%	10 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 marca 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 biomasą o zainstalowanej mocy brutto 225 MW.

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



1Q 2018 Czynniki zmiany EBITDA:

Elektrownie Systemowe

- (+) ENEA Elektrownia Połaniec 10,6 mln zł
- (+) wzrost marży na wytwarzaniu o 13,6 mln zł
- (+) wzrost marży na obrocie i na Rynku Bilansującym o 4,5 mln zł
- (+) wyższe przychody z Regulacyjnych Usług Systemowych o 2,4 mln zł
- (-) wzrost kosztów stałych o 16,0 mln zł

Segment Ciepło

- (-) wzrost kosztów zużycia materiałów i surowców o 18,2 mln zł, w tym wzrost kosztów emisji CO₂ o 9,6 mln zł, wzrost kosztów zużycia węgla o 4,2 mln zł, wzrost kosztów zużycia biomasy o 3,7 mln zł
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła o 5,9 mln zł
- (+) wzrost przychodów ze świadectw pochodzenia o 2,4 mln zł
- (+) wzrost przychodów z energii elektrycznej w ramach koncesji na wytwarzanie o 1,2 mln zł
- (+) niższe koszty zakupu energii na potrzeby sprzedaży o 0,8 mln zł
- (+) ENEA Elektrownia Połaniec 2,2 mln zł

Segment OZE

- (+) Obszar Woda (+4,9 mln zł): wzrost przychodów z energii elektrycznej o 4,5 mln zł, wzrost przychodów ze świadectw pochodzenia o 1,4 mln zł, wzrost kosztów stałych o 0,4 mln zł
- (-) Obszar Wiatr (-1,4 mln zł): spadek przychodów z energii elektrycznej o 3,8 mln zł; spadek kosztów stałych o 2,0 mln zł
- (-) Obszar Biogaz (-0,2 mln zł): spadek przychodów ze świadectw pochodzenia o 0,2 mln zł
- (+) ENEA Elektrownia Połaniec 10,8 mln zł (w tym 1,2 mln zł ENEA Bioenergia Sp. z o.o.)

Obszar Dystrybucji

[tys. zł]	1Q 2017	1Q 2018	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	839 784	705 691	-134 093	-16,0%
<i>usługi dystrybucyjne do odbiorców końcowych</i>	807 878	674 222	-133 656	-16,5%
<i>opłaty za przyłączenie do sieci</i>	13 487	9 951	-3 536	-26,2%
<i>pozostałe</i>	18 419	21 518	3 099	16,8%
EBIT	142 538	171 267	28 729	20,2%
Amortyzacja	119 835	126 202	6 367	5,3%
EBITDA	262 373	297 469	35 096	13,4%
CAPEX	149 976	113 032	-36 944	-24,6%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	22%	15%	-7 p.p.	

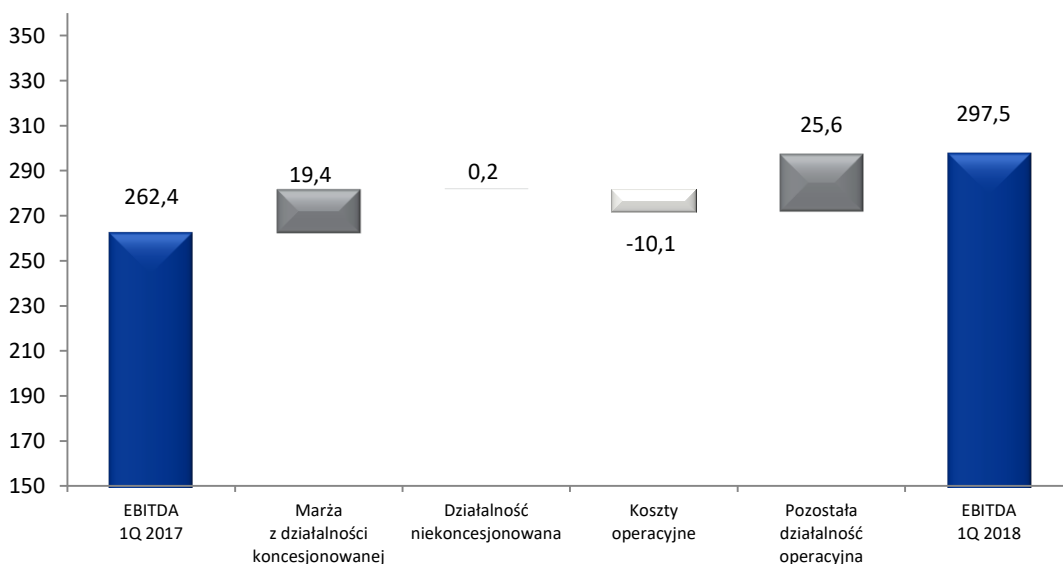
Enea Operator sp. z o.o. odpowiada za dystrybucję energii elektrycznej do 2,6 mln Klientów w zachodniej i północno-zachodniej Polsce na obszarze 58,2 tys. km².

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

W obszarze Dystrybucji prezentowane są dane finansowe spółek:

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

mln zł



1Q 2018 Czynniki zmiany EBITDA:

Marża z działalności koncesjonowanej

- (-) niższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym o 134 mln zł (w tym zmiana prezentacji przychodów - bez opłat przenoszonych w wysokości 156 mln zł)
- (+) niższe koszty zakupu usług przesyłowych o 156 mln zł (w tym zmiana prezentacji kosztów - bez opłat przenoszonych w wysokości 162 mln zł)
- (-) niższe przychody z tytułu opłat za przyłączenie do sieci o 4 mln zł wynikają głównie z kwartalnych odpisów MSR w 2017 (od 1 stycznia 2018 zmiana standardu - MSSF 15)
- (-) wyższe koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej (saldo) o 1 mln zł

Koszty operacyjne

- (-) wyższe koszty usług obcych o 6 mln zł głównie w obszarach dotyczących usług IT, obsługi klienta i pomiarów
- (-) wyższe koszty podatków i opłat o 5 mln zł są efektem zrealizowanych inwestycji w zakresie majątku sieciowego

Pozostała działalność operacyjna

- (+) wyższe pozostałe przychody operacyjne o 13 mln zł wynikają głównie z wpływu odszkodowań od ubezpieczyciela
- (+) niższe pozostałe koszty operacyjne o 13 mln zł są konsekwencją odpisów należności z roku poprzedniego

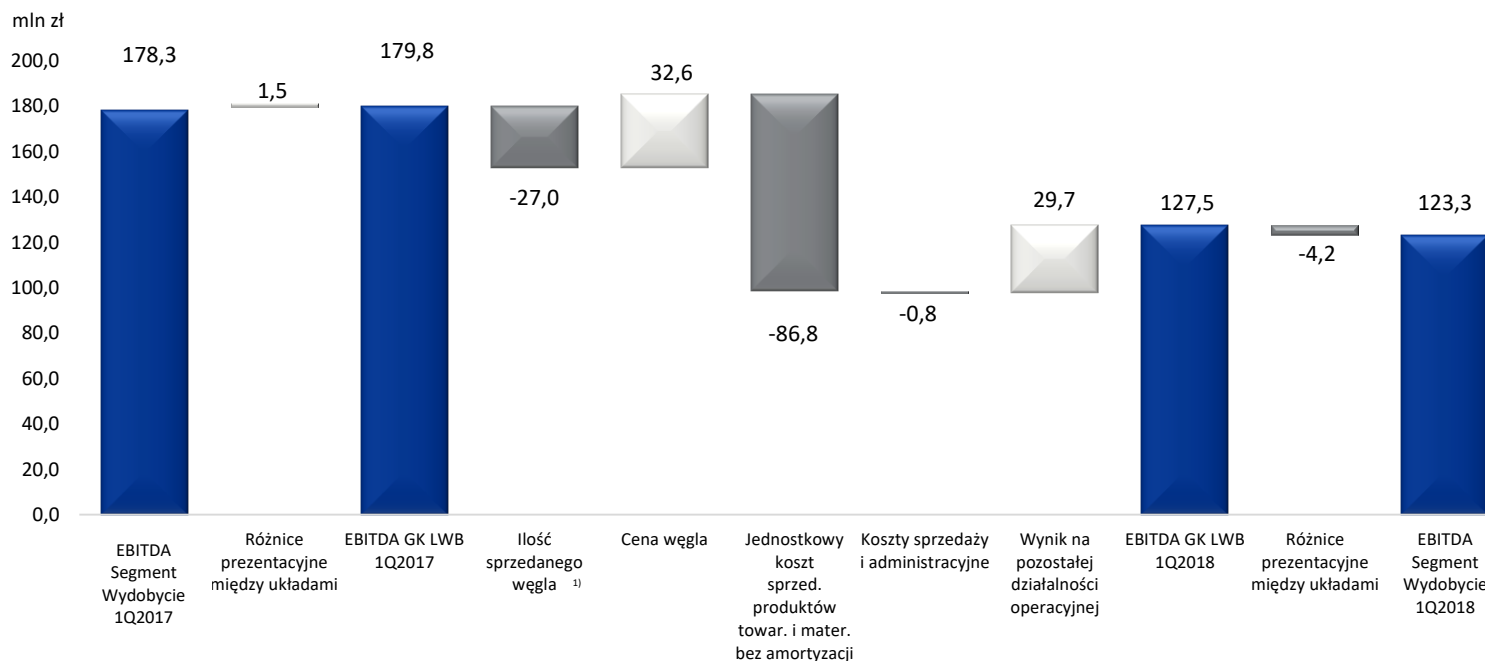
Obszar Wydobywania

[tys. zł]	1Q 2017	1Q 2018	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	465 237	398 697	-66 540	-14,3%
<i>węgiel</i>	448 829	384 604	-64 225	-14,3%
<i>pozostałe produkty i usługi</i>	13 944	10 093	-3 851	-27,6%
<i>towary i materiały</i>	2 464	4 000	1 536	62,3%
EBIT	89 593	39 203	-50 390	-56,2%
Amortyzacja	88 676	84 077	-4 599	-5,2%
EBITDA	178 269	123 280	-54 989	-30,8%
CAPEX	65 426	84 806	19 380	29,6%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	12%	8%	-4 p.p.	

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

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

Głównymi odbiorcami jest energetyka zawodowa i przemysłowa.



¹⁾ Suma wpływu na przychody i koszty

1Q 2018 Czynniki zmiany EBITDA:

- (-) spadek przychodów ze sprzedaży węgla: niższa sprzedaż ilościowa (-422 tys. t), przy wyższej cenie
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży pozostałych produktów i usług: niższe przychody z tytułu transportu węgla (przewoźne)
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży materiałów – w 2018 roku zanotowano wyższe ceny stali, co przełożyło się na wzrost wartości sprzedanego złomu stalowego
- (-) wzrost jednostkowego kosztu sprzedanych produktów, towarów i materiałów bez amortyzacji – wzrost nominalnych kosztów:
 - *usług obcych - przede wszystkim koszt prac sobotnio-niedzielnich,
 - *materiałów - wyższe wydobycie brutto, problemy geologiczno-hyrotechniczne – konieczność zabezpieczania ścian i ciągłości wydobycia
 - *wynagrodzeń (wyplacona podwyżka wynagrodzeń, 3 raty dodatkowej nagrody motywacyjnej oraz wzrost średniego zatrudnienia)
- przy spadku sprzedaży węgla handlowego o 422 tys. t.
- (+) wyższy wynik na pozostałej działalności operacyjnej: głównie rozliczenie umowy zawartej pomiędzy LW Bogdanka S.A. a konsorcjum firm Mostostal Warszawa S.A. oraz Acciona Infraestructuras - dodatni wpływ na wynik EBITDA 28,7 mln zł

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

Obszar Pozostałej działalności

[tys. zł]	1Q 2017	1Q 2018	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	129 576	140 571	10 995	8,5%
EBIT	-4 065	6 248	10 313	253,7%
Amortyzacja	10 130	12 831	2 701	26,7%
EBITDA	6 065	19 079	13 014	214,6%
CAPEX	9 898	8 415	-1 483	-15,0%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	3%	3%	-	

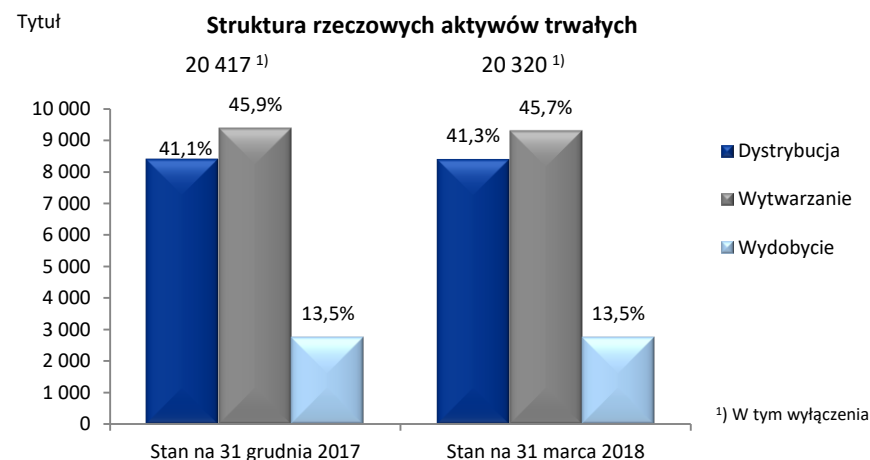


W obszarze Pozostałej działalności prezentowane są spółki z obszarów:

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

Sytuacja majątkowa – struktura aktywów i pasywów Grupy Kapitałowej ENEA

Aktywa [tys. zł]	Na dzień:		Zmiana	Zmiana %
	31 grudnia 2017	31 marca 2018*		
Aktywa trwałe	22 080 914	22 151 920	71 006	0,3%
Rzeczowe aktywa trwałe	20 416 867	20 320 144	-96 723	-0,5%
Użytkowanie wieczyste gruntów	105 571	105 363	-208	-0,2%
Wartości niematerialne	418 248	414 723	-3 525	-0,8%
Nieruchomości inwestycyjne	26 981	26 724	-257	-1,0%
Inwestycje w jednostkach zależnych i współkontrolowanych	355 152	538 692	183 540	51,7%
Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	501 945	475 059	-26 886	-5,4%
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej	-	79 257	79 257	100,0%
Dłużne aktywa finansowe w zamortyzowanym koszcie	-	7 741	7 741	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	47 087	16 358	53,2%
Koszty doprowadzenia do zawarcia umowy	-	15 297	15 297	100,0%
Środki zgromadzone w ramach Funduszu Likwidacji Kopalń	121 806	121 833	27	0,02%
Aktywa obrotowe	6 232 080	5 867 758	-364 322	-5,8%
Prawa do emisji CO ₂	595 533	384 479	-211 054	-35,4%
Zapasy	846 187	805 199	-40 988	-4,8%
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe	1 903 568	1 609 528	-294 040	-15,4%
Koszty doprowadzenia do zawarcia umowy	-	16 733	16 733	100,0%
Aktywa z tytułu umów z klientami	-	283 563	283 563	100,0%
Należności z tytułu bieżącego podatku dochodowego	149 859	181 585	31 726	21,2%
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej	-	73 634	73 634	100,0%
Dłużne aktywa finansowe w zamortyzowanym koszcie	-	537	537	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	2 512 314	-174 812	-6,5%
Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży	-	186	186	100,0%
Razem aktywa	28 312 994	28 019 678	-293 316	-1,0%



Czynniki zmian aktywów trwałych (wzrost o 71 mln zł):

- spadek rzeczowych aktywów trwałych o 97 mln zł wynika głównie ze spadku wartości urządzeń technicznych, budynków i lokali w wyniku ich umorzenia
- wzrost inwestycji w jednostkach zależnych o 184 mln zł wynika głównie z objęcia nowych udziałów w podwyższonym kapitale Polskiej Grupy Górniczej Sp. z o.o., Elektrowni Ostrołęka Sp. z o.o. oraz podwyższenia kapitału zakładowego ElectroMobility Poland S.A.

Czynniki zmian aktywów obrotowych (spadek o 364 mln zł):

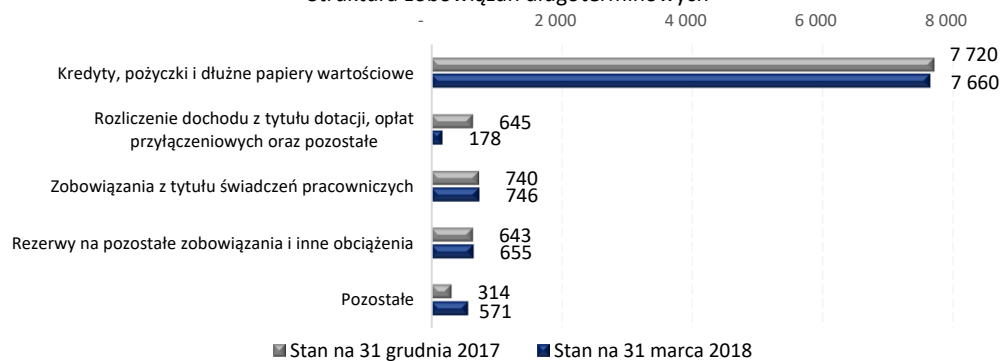
- spadek środków pieniężnych i ich ekwiwalentów o 175 mln zł wynika głównie z prowadzonej działalności inwestycyjnej w GK ENEA
- spadek wartości praw do emisji CO₂ o 211 mln zł wynika głównie z umorzenia części praw do emisji CO₂ nabytych w 2017 roku

* Dane za 1Q 2018 uwzględniają zmiany, wynikające z wprowadzenia MSSF 9, natomiast pozycje bilansowe za 2017 nie uwzględniają nowych kategorii aktywów. Dane przekształcone za 31.12.2017 r. zostały zaprezentowane w Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym za 1Q 2018.

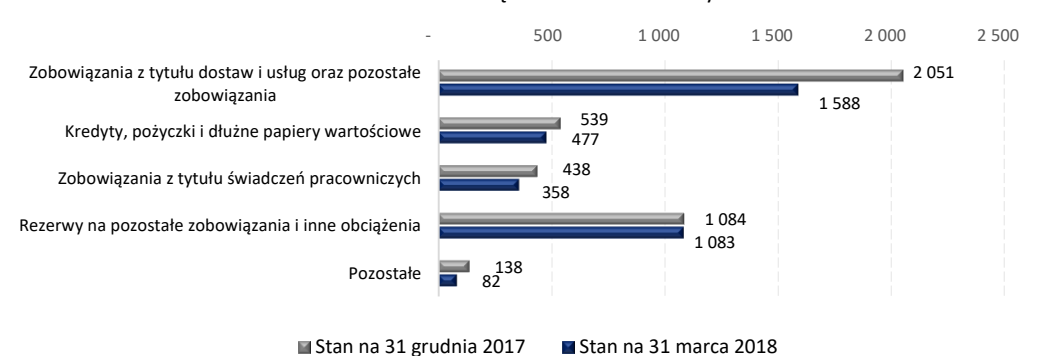
Sytuacja majątkowa – struktura aktywów i pasywów Grupy Kapitałowej ENEA

Pasywa [tys. zł]	Na dzień:		Zmiana	Zmiana %
	31 grudnia 2017	31 marca 2018		
Razem kapitał własny	13 999 669	14 621 681	622 012	4,4%
Kapitał zakładowy	588 018	588 018	-	-
Kapitał z nadwyżki ceny emisyjnej nad wartością nominalną	3 632 464	3 632 464	-	-
Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów finansowych	741	767	26	3,5%
Pozostałe kapitały	-27 101	-27 101	-	-
Kapitał rezerwowy z wyceny instrumentów zabezpieczających	25 967	2 980	-22 987	-88,5%
Zyski zatrzymane	8 858 130	9 489 791	631 661	7,1%
Udziały niekontrolujące	921 450	934 762	13 312	1,4%
Razem zobowiązania	14 313 325	13 397 997	-915 328	-6,4%
Zobowiązania długoterminowe	10 063 012	9 809 804	-253 208	-2,5%
Zobowiązania krótkoterminowe	4 250 313	3 588 193	-662 120	-15,6%
Razem pasywa	28 312 994	28 019 678	-293 316	-1,0%

Struktura zobowiązań długoterminowych



Struktura zobowiązań krótkoterminowych



Czynniki zmian zobowiązań długoterminowych (spadek o 253 mln zł)

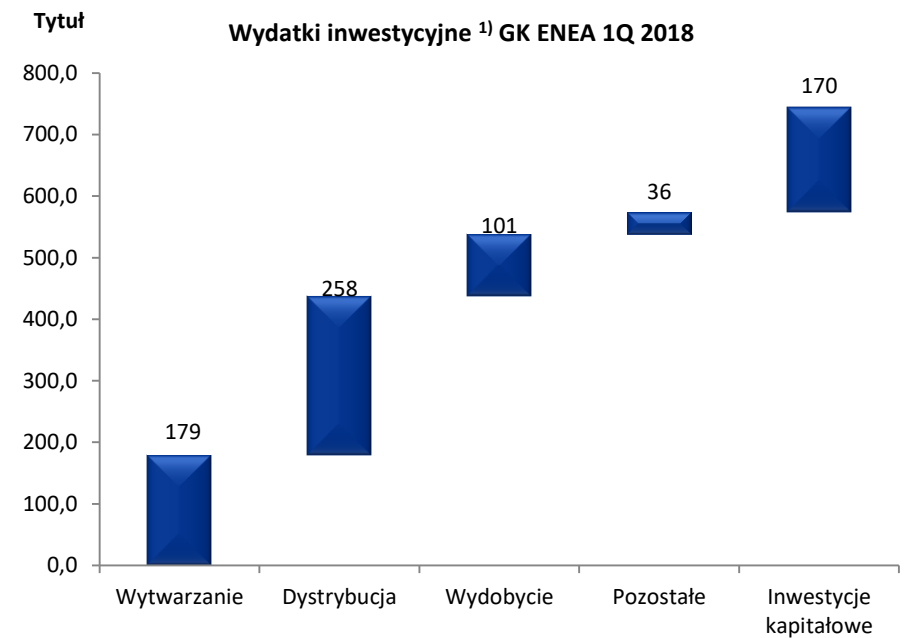
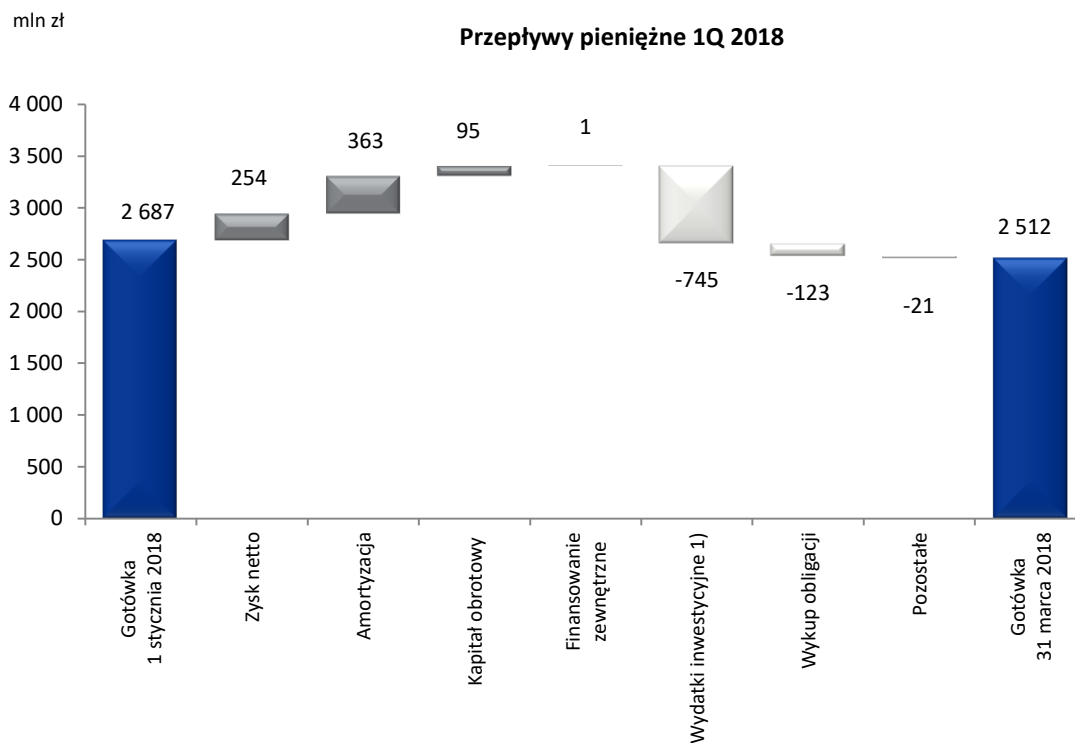
- 60 mln zł spadek kredytów, pożyczek i dłużnych papierów wartościowych - wynika głównie z reklasyfikacji zobowiązań długoterminowych na krótkoterminowe, w tym m.in.: rozpoczęte w 1Q2018 spłaty kapitału kredytu z EBI przeznaczonego na finansowanie wieloletniego planu inwestycyjnego w celu modernizacji i rozbudowy sieci energetycznych ENEA Operator, ratalnego wykupu obligacji wyemitowanych w ramach „Umowy Programowej do kwoty 700 mln zł” i „Umowy Programowej do kwoty 1000 mln” z BGK
- 467 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 rozliczenia międzyokresowe przychodów
- 86 mln wzrost rezerwy z tytułu odroczonego podatku dochodowego
- 166 mln: wzrost zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych o 96 mln zł, zobowiązania z tytułu umów z klientami 70 mln (nowa pozycja bilansowa po wdrożeniu MSSF 15)

Czynniki zmian zobowiązań krótkoterminowych (spadek o 662 mln zł)

- 463 mln zł spadek zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych wynika m.in. niższych zobowiązań z tytułu środków trwałych w budowie, niższych zobowiązań z tytułu zakupu rzeczowych i niematerialnych aktywów trwałych, niższych zobowiązań z tytułu zakupu energii i zobowiązań handlowych
- 63 mln zł zmiana w pozycji kredyty, pożyczki i dłużne papiery wartościowe wynika z wykupu I transzy obligacji o wartości nominalnej 75 mln zł przez LWB Bogdanka oraz reklasyfikacji zobowiązań z długoterminowych na krótkoterminowe
- 81 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 rozliczenia międzyokresowe przychodów

Sytuacja pieniężna Grupy Kapitałowej ENEA

Rachunek przepływów pieniężnych [tys. zł]	1Q 2017	1Q 2018	Zmiana	Zmiana %
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	572 270	733 332	161 062	28,1%
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(1 732 991)	(730 302)	1 002 689	57,9%
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	55 166	(177 842)	-233 008	-422,4%
Zwiększenie / (Zmniejszenie) netto stanu środków pieniężnych	(1 105 555)	(174 812)	930 743	84,2%
Stan środków pieniężnych na początek okresu sprawozdawczego	2 340 217	2 687 126	346 909	14,8%
Stan środków pieniężnych na koniec okresu sprawozdawczego	1 234 662	2 512 314	1 277 652	103,5%



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

Analiza wskaźnikowa¹⁾

	1Q 2017	1Q 2018
Wskaźniki rentowności		
ROE -rentowność kapitału własnego	9,6%	7,0%
ROA -rentowność aktywów	5,1%	3,6%
Rentowność netto	11,9%	8,5%
Rentowność operacyjna	14,1%	11,3%
Rentowność EBITDA	24,6%	23,5%
Wskaźniki płynności i struktury finansowej		
Wskaźnik bieżącej płynności	1,5	1,6
Pokrycie majątku trwałego kapitałami własnymi	64,3%	66,0%
Wskaźnik zadłużenia ogólnego	46,7%	47,8%
Dług netto / EBITDA	2,4	2,0
Wskaźniki aktywności gospodarczej		
Cykl rotacji należności krótkoterminowych w dniach *	63	58
Cykl rotacji zobowiązań z tyt. dostaw i usług oraz pozostałych w dniach **	56	62
Cykl rotacji zapasów w dniach	34	33



* 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

¹⁾ Definicje wskaźników zamieszczone zostały na str.78

Prognozy wyników finansowych

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

Zasady sporządzenia skróconych sprawozdań finansowych

Skrócone sprawozdania finansowe odpowiednio ENEA S.A. oraz Grupy Kapitałowej ENEA zawarte w ramach rozszerzonego skonsolidowanego raportu ENEA S.A. za okres sprawozdawczy sporządzone zostały zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Rachunkowości oraz Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (MSR/MSSF) zatwierdzonymi przez Unię Europejską. Skrócone sprawozdania finansowe zostały sporządzone przy założeniu kontynuowania działalności gospodarczej w dającej się przewidzieć przyszłości.

Zarząd Spółki nie stwierdza na dzień podpisania skróconych sprawozdań finansowych faktów i okoliczności, które wskazywałyby na zagrożenia dla możliwości kontynuowania działalności w okresie 12 miesięcy po dniu bilansowym na skutek zamierzonego lub przymusowego zaniechania, bądź istotnego ograniczenia dotychczasowej działalności. Dane finansowe zaprezentowane w sprawozdaniach, jeżeli nie wskazano inaczej, zostały wyrażone w tys. zł.

Przewidywana sytuacja finansowa

W 1Q 2018 r. wyniki operacyjno-finansowe Obszaru Wydobywania GK ENEA pozostawały pod znaczącym wpływem utrudnień o charakterze geologicznym i hydrotechnicznym. Zażegnane trudności wpłynęły jednak na niższe wydobycie netto w omawianym okresie. 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 Wydobywania wpływ mają: ciągłe poszukiwanie optymalizacji procesów i innowacyjnych rozwiązań, stabilizacja cen materiałów 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 czy zwiększanie zatrudnienia. Pozwala to na planowanie robót górniczych w dłuższej perspektywie czasowej w oparciu o własne zasoby, co umożliwi racjonalne zarządzanie kosztami, pozbawione wpływu czynników zewnętrznych związanych z sytuacją na rynku pracy czy ogólną sytuacją w sektorze wydobywania.

Obszar Wytwarzania, który w 1Q 2018 r. odpowiadał za 32 % EBITDA GK ENEA, pozostaje niezmiennie pod wpływem wymagającej sytuacji na rynku energii. Skoncentrowana na węglu kamiennym produkcja wiąże się z ekspozycją na ryzyko związane z kosztami emisji dwutlenku węgla, które w omawianym okresie wzrosły w sposób istotny. Na wyniki Obszaru Wytwarzania wpływ będzie miała również ilość uzyskiwanych darmowych uprawnień do emisji CO₂, 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 w roku 2018-2019 duże remonty bloków wytwórczych, które wymuszają stosunkowo długie okresy zawieszenia produkcji energii elektrycznej. Mniejsza produkcja dotychczasowych aktywów wytwórczych będzie rekompensowana przez Blok 11, który został oddany do eksploatacji w grudniu 2017 r. oraz poprzez optymalne wykorzystanie możliwości produkcyjnych dwóch zespołów źródeł wytwórczych, którymi pozostają Elektrownia Kozienice i Elektrownia Połaniec.

W podsegmencie OZE obserwowany jest wzrost przychodów ze sprzedaży „zielonych certyfikatów”, związany ze wzrostem ceny rynkowej w omawianym okresie. Na dobre wyniki podsegmentu wpływ będzie miała znacząca optymalizacja kosztów stałych oraz stabilny wolumen produkowanej energii elektrycznej.

Obszarem konsekwentnie stabilizującym przewidywalność przepływów finansowych jest Dystrybucja, która odpowiada za 42 % wyniku EBITDA GK ENEA. Na wyniki tego Obszaru wpływ mają przede wszystkim dwa elementy: spadek średniego ważonego kosztu kapitału przyjmowanego przez Urząd Regulacji Energetyki (URE) dla kalkulacji taryf (WACC) - 7,197 % w 2015 r., 5,675 % w 2016 r., 5,633 % w 2017 r. - oraz wprowadzenie przez URE od 2016 r. tzw. taryfy jakościowej. Należy zwrócić uwagę, że dopiero EBITDA roku 2019 może zostać obciążona istotnym wpływem zdarzeń pogodowych, jakie miały miejsce w trzecim kwartale 2017 r. Zdarzenia te miały ogromny wpływ na uzyskane w 2017 r. wskaźniki SAIDI i SAIFI, przy czym GK ENEA prowadzi działania mające na celu uwzględnienie przez regulatora ich katastrofalnego charakteru. Chcąc zapewnić realizację wskaźników wyznaczanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki GK ENEA realizuje inwestycje w Obszarze Dystrybucji podnosząc bezpieczeństwo i stabilność realizowanych dostaw energii. Mając na uwadze zapewnienie również stabilnych przepływów finansowych w przyszłości Grupa ENEA planuje utrzymać nakłady inwestycyjne związane z rozwojem sieci na niezmiennym poziomie w kolejnych latach.

W Obszarze Obrotu działania operacyjne niezmiennie koncentrują się na zwiększaniu przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego – dzięki ciągle rozwijanej ofercie produktowej pozyskiwani są nowi Klienci, zwiększa się również wolumen sprzedawanej energii i gazu. Negatywnie na wyniki finansowe Obszaru Obrotu wpływa rosnąca konkurencja na rynku wywierająca presję na realizowane ceny sprzedaży. W bieżącym okresie wynik Obszaru Obrotu może ulec pewnemu obniżeniu 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.

Pozycja finansowa Grupy pozostaje bezpieczna, między innymi dzięki stosunkowo wysokiemu stanowi środków pieniężnych, wynoszącemu na koniec 1Q 2018 r., wraz z krótkoterminowymi aktywami finansowymi utrzymywanymi do terminu wymagalności oraz aktywami finansowymi wycenianymi w wartości godziwej przez wynik, ok. 2,5 mld zł. Dzięki stałej dyscyplinie, poszukiwaniu optymalizacji kosztowych oraz dbałości o odpowiednie wykorzystanie zasobów Grupa w korzystny sposób zapewnia finansowanie inwestycji ze środków własnych, jak i pochodzących z instytucji finansujących.

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



4. Akcje i akcjonariat

Struktura kapitału zakładowego

Wysokość kapitału zakładowego ENEA S.A. na dzień publikacji raportu za I kwartał 2018 r. wynosi 441.442.578 zł i dzieli się na 441.442.578 akcji zwykłych na okaziciela o wartości nominalnej 1 zł każda.

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

Struktura akcjonariatu

Wszystkie akcje Spółki są akcjami zdematerializowanymi na okaziciela zarejestrowanymi w Krajowym Depozycie Papierów Wartościowych. Poniższa tabela przedstawia strukturę akcjonariatu ENEA S.A. na dzień publikacji raportu okresowego za I kwartał 2018 r., tj. na 24 maja 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%
RAZEM	441 442 578	100,00%

Od dnia publikacji poprzedniego raportu okresowego tj. od dnia 23 marca 2018 r. nie wystąpiły zmiany w strukturze znaczących akcjonariuszy Spółki.

Notowania akcji ENEA S.A. na Giełdzie Papierów Wartościowych

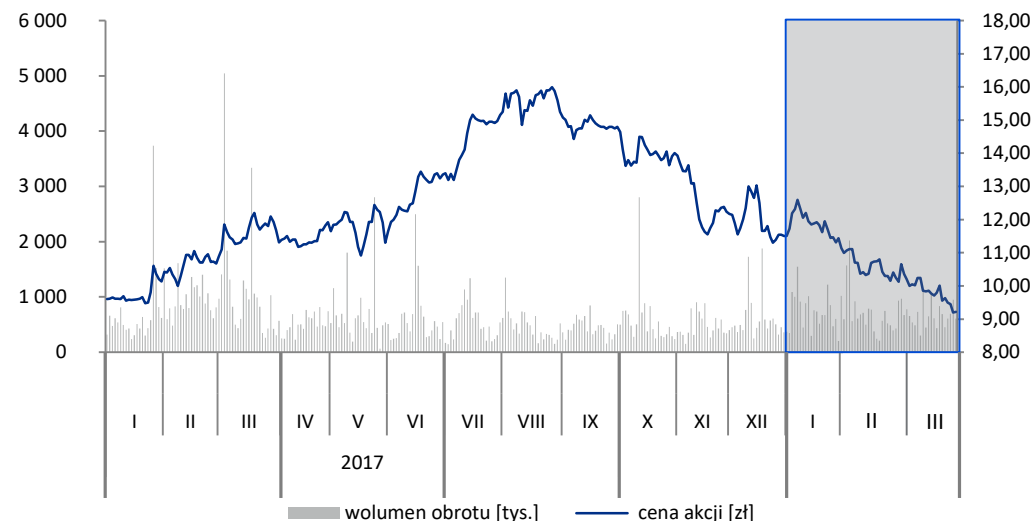
Akcje ENEA S.A. notowane są na Giełdzie Papierów Wartościowych (GPW) od 17 listopada 2008 r. Udział akcji Spółki w indeksach na koniec marca 2018 r.



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

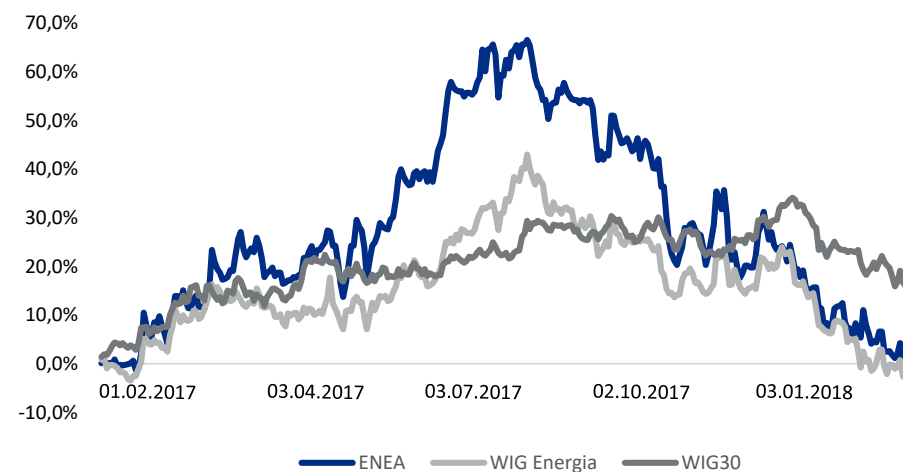
Dane	1Q 2018
Liczba akcji [szt.]	441.442.578
Minimum [zł]	9,2
Maximum [zł]	12,60
Kurs na koniec okresu [zł]	9,22
Kurs na koniec poprzedniego okresu [zł]	11,5
Średni wolumen [szt.]	714 952

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



W okresie pierwszego kwartału 2018 r. kurs akcji Enei spadł z 11,50 zł do 9,22 zł, tj. o 2,28 zł, czyli 19,8%. Najwyższy kurs zamknięcia w okresie styczeń 2017-marzec 2018 akcje Enei osiągnęły 28 sierpnia 2017 r., natomiast najniższy - 28 marca 2018 r.

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





5. Władze

Skład osobowy Zarządu ENEA S.A.

Od początku 2018 r. w skład Zarządu Spółki wchodziły następujące osoby: Mirosław Kowalik - Prezes Zarządu, Zbigniew Piętka - Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych, Piotr Adamczak - Wiceprezes Zarządu ds. Handlowych oraz Piotr Olejniczak - Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych.

Mirosław Kowalik

Prezes Zarządu



Piotr Adamczak

Wiceprezes Zarządu ds. Handlowych



Piotr Olejniczak

Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych



Zbigniew Piętka

Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych



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

Mirosław Kowalik jest absolwentem Wydziału Elektrycznego Akademii Morskiej w Gdyni. Ukończył studia menedżerskie MBA (program Rotterdam School of Management we współpracy z Uniwersytetem Gdańskim oraz Gdańską Fundacją Kształcenia Menedżerów) uzyskując tytuł Executive Master of Business Administration. Jest absolwentem studiów podyplomowych Zarządzanie Finansami Przedsiębiorstw w Szkole Głównej Handlowej w Warszawie. Odbił również wiele specjalistycznych szkoleń produktowych oraz w zakresie zarządzania, w tym ostatnio czteroletnie niestacjonarne studia doktoranckie oraz dwuletnie podyplomowe studia Executive Doctor of Business Administration na Instytucie Nauk Ekonomicznych Polskiej Akademii Nauk.

Zakres kompetencji: Przewodniczy pracom Zarządu oraz bezpośrednio koordynuje działalność Spółki i Grupy Kapitałowej ENEA zgodnie z przyjętą Strategią.

Piotr Adamczak jest związany z branżą energetyczną od ponad 20 lat. Karierę zawodową rozpoczął w Zakładzie Energetycznym Poznań. Kierował Wydziałem Organizacji Rynku w EnergoPartner Wielkopolska. W latach 2002-2011 pracował w Energetyce Poznańskiej, a po konsolidacji w Grupie Energetycznej ENEA S.A., na stanowiskach Kierownika Biura, Kierownika Wydziału i Dyrektora Pionu, zajmował się centralizacją i realizacją zadań w zakresie hurtowego obrotu energią elektryczną, zadań operatora handlowo-technicznego, operatora handlowego, a także współpracą handlową z OZE. Od 2011 r. pracował na stanowisku Kierownika Biura, a od 2013 r. Dyrektora Departamentu Obrotu w ENEA Trading, gdzie zajmował się działalnością handlową na rynkach energii elektrycznej, praw majątkowych do świadectw pochodzenia, uprawnień do emisji oraz współpracą handlową z OZE na rzecz spółek Grupy ENEA. Piotr Adamczak jest absolwentem Politechniki Poznańskiej na kierunku Elektrotechnika na Wydziale Elektrycznym. Ukończył również Studia Podyplomowe w zakresie Ekonomicznych Problemów Transformacji Elektroenergetyki w Szkole Głównej Handlowej w Warszawie oraz podyplomowe studium Zarządzania obrotem energii elektrycznej w Wyższej Szkole Handlu i Usług w Poznaniu.

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

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 Departamentu Rynków Kapitałowych w firmie IPOPEMA Securities. Przez siedem lat pracował dla KPMG Advisory jako menadżer oraz wicedyrektor w zespole Corporate Finance. Piotr Olejniczak w latach 1996-2001 był związany z BRE Corporate Finance, gdzie awansował od stanowiska Senior Consultant do Area Manager. Prace zawodową rozpoczął w firmie Doradca Consultants Ltd. jako młodszy konsultant w Departamencie Doradztwa Finansowego.

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

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

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-Świnoujście, gdzie w latach 1994-2007 był kierownikiem Działu Energetycznego – Głównym Energetykiem. Zbigniew Piętka jest absolwentem Wydziału Elektrycznego Politechniki Szczecińskiej. Ukończył również studia podyplomowe na Politechnice Warszawskiej z zakresu zarządzania przedsiębiorstwem energetycznym w warunkach rozwoju rynków energii.

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

Skład osobowy Rady Nadzorczej ENEA S.A.

W dniu 13 marca 2018 roku do Spółki wpłynęła datowana na ten sam dzień rezygnacja Pan Pawła Skopińskiego z pełnienia funkcji członka Rady Nadzorczej ENEA S.A.

W dniu 22 marca 2018 roku do Spółki wpłynęło oświadczenie Ministra Energii z tego samego dnia o skorzystaniu przez Ministra Energii z uprawnienia do powołania na podstawie § 24 ust. 1 Statutu Spółki członka Rady Nadzorczej ENEA S.A. Zgodnie z ww. uprawnieniem z dniem 22 marca 2018 roku do składu Rady Nadzorczej Spółki powołany został Pan Ireneusz Kulka.

W dniu 16 kwietnia 2018 roku Zarząd ENEA S.A. powziął informację o datowanym na dzień 13 kwietnia 2018 roku oświadczeniu Ministra Energii w sprawie odwołania Członka Rady Nadzorczej Spółki zgodnie z uprawnieniem przysługującym na podstawie § 24 ust. 1 Statutu Spółki. Zgodnie z ww. uprawnieniem z dniem 15 kwietnia 2018 roku ze składu Rady Nadzorczej Spółki odwołany został Pan Ireneusz Kulka.

Ponadto, w dniu 16 kwietnia 2018 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie ENEA S.A. odwołało ze składu Rady Nadzorczej ENEA S.A. Pana Rafała Bargiela oraz Pana Piotra Kossaka, a także powołało w skład Rady Nadzorczej Spółki Pana Ireneusza Kulkę oraz Pana Pawła Jabłońskiego, przy czym uchwała dotycząca powołania Pana Pawła Jabłońskiego, weszła w życie z chwilą podjęcia z mocą obowiązującą od dnia pozyskania przez kandydata pozytywnej opinii Rady do spraw spółek z udziałem Skarbu Państwa i państwowych osób prawnych, tj. od dnia 20.04.2018 r.

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

Stanisław Kazimierz Hebda, Przewodniczący Rady Nadzorczej

Data powołania: 28 grudnia 2017 r.

Stanisław Kazimierz Hebda jest Dyrektorem Generalnym w Ministerstwie Energii. Posiada ponad 28-letni staż zawodowy, w tym 15 lat na stanowiskach kierowniczych. Stanisław Kazimierz Hebda jest urzędnikiem mianowanym służby cywilnej. Ekspert w zakresie nadzoru właścicielskiego nad spółkami Skarbu Państwa. Reprezentował Skarb Państwa w radach nadzorczych. Zasiadał w Komisji Egzaminacyjnej do rad nadzorczych przy Ministrze Skarbu Państwa. Stanisław Kazimierz Hebda jest absolwentem Szkoły Głównej Planowania i Statystyki (obecnie Szkoła Główna Handlowa). Studiował na Wydziale Ekonomiki Produkcji, Specjalizacja 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.

Rafał Szymański, Sekretarz Rady Nadzorczej

Data powołania: 2 lipca 2015 r.

Rafał Szymański jest pracownikiem Ministerstwa Energii w Departamencie Nadzoru. W ramach obowiązków zawodowych odpowiada m.in. za nadzór właścicielski wobec spółek z udziałem Skarbu Państwa. Dotychczas był pracownikiem Ministerstwa Skarbu Państwa, gdzie m.in. pełnił funkcję Naczelnika Wydziału nadzorującego spółki sektora elektroenergetycznego z udziałem Skarbu Państwa. Rafał Szymański ukończył studia na Uniwersytecie Warmińsko-Mazurskim w zakresie Inżynierii ekologicznej oraz Podyplomowe Studia Funkcjonowanie Rynku Energii w Szkole Głównej Handlowej. Z dniem 24 sierpnia 2017 r. delegowany do czasowego wykonywania czynności Członka Zarządu ds. Korporacyjnych ENEA S.A. na okres nieprzekraczający trzech miesięcy do czasu powołania nowego Członka Zarządu ds. Korporacyjnych ENEA S.A.

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: 22 marca 2018 r.

Ireneusz Kulka jest doświadczonym menadżerem posiadającym wieloletnie doświadczenie w zarządzaniu przedsiębiorstwami. Jego specjalizacją jest szeroko rozumiany obszar klientki 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 ¹⁾	Przewodniczący
Roman Stryjski ¹⁾	Członek
Piotr Mirkowski ¹⁾	Członek
Sławomir Brzeziński	Członek
Wojciech Klimowicz	Członek

Komitet ds. Nominacji i Wynagrodzeń

Imię i nazwisko	Funkcja
Rafał Szymański	Przewodniczący
Stanisław Hebda	Członek
Tadeusz Mikłosz	Członek
Paweł Jabłoński	Członek
Piotr Mirkowski	Członek

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

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

Imię i nazwisko	Funkcja	Liczba akcji ENEA S.A. na 23 marca 2018 r.	Liczba akcji ENEA S.A. na 24 maja 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

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 utrzymujący się obecnie trend wzrostowy.

BŁĘKITNE

W obszarze PMOZE-BIO (świadectw pochodzenia energii z biogazu rolniczego) sytuacja diametralnie zmieniła się w stosunku do obowiązku umorzeniowego dla 2016 r. W pierwszej połowie roku 2017 ceny osiągały poziom nawet 470 PLN/MWh. Wycena instrumentu zbliżyła się do poziomu „jOz” (300,03 PLN/MWh) dopiero po publikacji pierwszego projektu nowelizacji Ustawy o OZE w czerwcu 2017r. 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 2016r. 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 2019r.;
- PMEF-2017 – świadectwa efektywności energetycznej wydawane dla zakończonych inwestycji dla wniosków składanych w 2017r. (poza systemem przetargowym), które, podobnie jak PM „kogeneracyjne” wygasną po 30 czerwca 2018r.;
- PMEF-2018 – świadectwa efektywności energetycznej wydawane dla zakończonych inwestycji dla wniosków składanych w 2018r. (poza systemem przetargowym), które, podobnie jak PM „kogeneracyjne” wygasną po 30 czerwca 2019r.;
- PMEF_F – świadectwa efektywności energetycznej wydawane dla nierozpoczętych inwestycji zgodnie z Ustawą z dnia 20 maja 2016, nie mające daty wygaśnięcia.

W dniu 20 lipca 2017r. opublikowane zostały wyniki ostatniego przetargu dla inwestycji w zakresie efektywności energetycznej ogłoszonego przez URE 21 września 2016r. 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.

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. Przełożono się to na wycenę PMEF_F na poziomie 1500 PLN/toe (zbliżonej 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 25,75zł 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 renegocjacji kontraktów długoterminowych na sprzedaż praw majątkowych zgodnie z obowiązującą strony klauzulą adaptacyjną. Szacowana całkowita wartość zobowiązań umownych Enei wynosiła ok. 1.187 mln zł netto.

Kontynuacja współpracy przy budowie pierwszej w Polsce elektrowni jądrowej

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

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

Zgodnie z Umową Wspólników Strony zobowiązują się wspólnie, w proporcji do posiadanych udziałów, sfinansować działania w ramach fazy wstępnej Projektu (Etap rozwoju). Zaangażowanie finansowe Enei w okresie Etapu rozwoju nie przekroczy kwoty ok. 107 mln zł. W I kwartale 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.

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.

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.

Nowe projekcje dla ścieżek cenowych energii

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

Budowa portfela wytwórczego

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

Rating

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

Portfel gazowy

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

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

Sytuacja w krajowym sektorze górnictwa węgla kamiennego

Ścieżka cenowa energii elektrycznej będzie silnie uzależniona od kosztów pozyskania paliwa produkcyjnego. Konieczność restrukturyzacji sektora górnictwa w średnim terminie bez wątpienia przełoży się na zmianę cen dostarczanych 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.

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.

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

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

Przepisy Dyrektywy MCP są istotne z punktu widzenia spółek, w których udziały posiada ENEA Wytwarzanie sp. z o.o. i w których zlokalizowane są tzw. „średnie obiekty energetycznego spalania” zdefiniowane wprost w dyrektywie MCP. Do grona tych Spółek należą: Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej sp. z o.o. w Obornikach (PEC Oborniki), Miejska Energetyka Ciepła Piła sp. z o.o. w Pile (MEC Piła) oraz Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej sp. z o.o. w Białymstoku (MPEC Białystok).¹⁾

REMIT

REMIT – rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (ang. Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency). Na mocy rozporządzenia rynek energii elektrycznej podlega ścisłym, restrykcyjnym zasadom publikacji i jawności wszystkich informacji, które mogą mieć wpływ na ceny produktów energetycznych na hurtowym rynku energii, w tym bezwzględny zakaz manipulacji rynkowej. Z REMIT wynika obowiązek rejestracji każdego uczestnika rynku w krajowym rejestrze uczestników rynku. Uczestnik rynku zobowiązany jest do raportowania danych na temat transakcji zawieranych na hurtowych rynkach energii, w tym składanych zleceń. Raportowaniu w EW 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.

Nowelizacja ustawy o OZE

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

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

Ustawa z 20 lipca 2017 r. - Prawo wodne

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

Ustawa o rynku mocy

28 grudnia 2017 r. Prezydent RP podpisał ustawę o rynku mocy. Głównym celem ustawy jest zapewnienie ciągłości i stabilności dostaw energii elektrycznej dla przemysłu i gospodarstw domowych. Rynek mocy ma zapewnić zachęty do inwestycji i działań modernizacyjnych w energetyce. Rynek ten dotyczy tzw. mocy dyspozycyjnej netto, którą mogą oferować wytwórcy oraz sterowane odbiory energii. Zgodnie z ustawą celem rynku mocy jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii w horyzoncie średnio i długoterminowym – tzw. wystarczalności mocy wytwórczych. Głównym elementem rynku mocy będą aukcje, do których będzie można zgłosić jednostki wytwórcze, dla których dokonano rejestracji ogólnej.

Harmonogram procesów rynku mocy na rok 2018:

Rozpoczęcie certyfikacji ogólnej – 3 kwietnia 2018 r.

Zakończenie certyfikacji ogólnej – 29 maja 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.

W Grupie Enea powstał interdyscyplinarny zespół składający się z pracowników głównych spółek grupy, w tym odpowiedzialnych za wytwarzanie i obrót. Zespół 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. Obecnie trwa certyfikacja ogólna, w ramach której wszystkie aktywa Enea Wytwarzanie i Enea Elektrownia Połaniec zostały zgłoszone. Obecnie trwają również przygotowania do rejestracji w ramach aukcji głównej.

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

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 w UE na dzień 01 stycznia 2020 r. Główne cele regulacji wyznaczono dokumentem polityki energetyczno-klimatycznej UE przyjętym uchwałą Rady Europejskiej w październiku 2014r. 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).

Kluczowymi celami Pakietu Zimowego będą:

Kluczowym zakresem regulacji Dyrektywy MPC jest określenie: norm emisji trzech rodzajów zanieczyszczeń powietrza – dwutlenku siarki (SO₂), tlenków azotu (NO_x) i cząstek stałych (pyłów) dla średnich obiektów energetycznego spalania (z ang. medium combustion plants), jak również terminów, w których konieczne jest wypełnienie obowiązku przestrzegania stosownych wielkości zanieczyszczeń powietrza

1) dekarbonizacja:

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

- wprowadzenie kryterium kwalifikacji jednostek do rynku mocy - standardu emisyjności EPS 550g CO₂/kWh przewidzianego dla jednostek wytwórczych biorących udział w rynku mocy (eliminujący wsparcie dla jednostek węglowych).

Aktualny okres przejściowy dla zastosowania EPS 550 przewidziany w projekcie Rozporządzenia rynkowego to 5 lat od wejścia w życie Rozporządzenia, natomiast cel negocjacyjny RP to przynajmniej 10 lat, tj. 2030 rok lub 15 lat – do 2035r.

Poniżej progu 550 g CO₂/kWh znajdzie się np. wykorzystanie węgla w blokach energetycznych pracujących w kogeneracji.

2) intensywny rozwój odnawialnych źródeł energii (nowelizacja Dyrektywy OZE tj. RED II);

Proponowana pierwotnie trajektoria liniowa dla zwiększenia udziału OZE w miksie energetycznym UE (tj. 30% do 35 % udziału w rynku energii UE do 2030r.) zastąpiona została aktualnie projektem 3-ch punktów referencyjnych tj.:

- 16 % udziału OZE w miksie energetycznym na poziomie unijnym na 2022r.
- 40 % udziału OZE w miksie energetycznym na poziomie unijnym na 2025r.
- 60% udziału OZE w miksie energetycznym na poziomie unijnym na 2027r.

3) wzrost efektywności energetycznej, wiążący cel na poziomie UE - 35% do 2030r. (projekt Dyrektywy o Efektywności Energetycznej), powiązanej ze wsparciem (transformacji, modernizacji) w obszarze ciepłownictwa i chłodziwnictwa;

4) rozwój i wsparcie elektromobilności w UE, w pierwszej kolejności w transporcie publicznym (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 (implementacja bezpośrednia);
- Dyrektywy w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej,
- wprowadzenie obligatoryjnego obowiązku budowania Krajowych Zintegrowanych Planów na rzecz Rozwoju Energii i Klimatu – pierwszy etap do 2030 roku, przedkładanych Komisji Europejskiej, zapewniający kontrolę realizacji zakładanych celów przez Komisję UE.

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

7) cykliczna weryfikacja przez KE potrzeby funkcjonowania Rynków Mocy w oparciu o tzw. europejską ocenę wystarczalności mocy.

Mechanizmy wsparcia w procesie transformacji rynku energii, zwłaszcza dla obszaru Europy Wschodniej, w tym Polski:

- Fundusz pn.: “Transition of Coal Dependent Regions” lub “Just Transition Found” – propozycja Komisarza Caniete; dla wsparcia zaawansowanych “czystych” technologii węglowych , np. IGCC;

W ramach systemu EU ETS, powiązane z realizacją celów klimatycznych:

- Fundusz Modernizacyjny - dla celów modernizacji systemów energetycznych w krajach członkowskich o niskim dochodzie;

Polska postuluje podwojenie środków Funduszu Modernizacyjnego, oraz rozszerzenie kategorii kierunków finansowania o elektromobilność, ciepłownictwo sieciowe i kogenerację.

- Fundusz Innowacji - dla zapewnienia wsparcia finansowego rozwoju OZE, wychwytywania i składowania dwutlenku węgla oraz innowacyjnych projektów niskoemisyjnych.

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 przyłączy do sieci elektroenergetycznej.

Z perspektywy zatwierdzonej na rok 2018 Taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej stwierdzić należy, że dla omawianego roku, wpływ regulacji jakościowej na możliwy do uzyskania przez Spółkę przychód jest nieznaczący.

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 umieszczenia na fakturze wielkości przerwy w dostawach podlegających bonifikacie. Obecnie bonifikaty, o których mowa powyżej udzielane są odbiorcom na ich wnioski. 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.¹⁾

Zwolnienie z obowiązku taryfowania gospodarstw domowych

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

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.²⁾

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

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.

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

²⁾ bp.me.gov.pl/files/upload/21394/Wnioski%20z%20analiz%20prognostycznych_2014-08-11.pdf

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 2018r. 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 (przejsiowej, 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 zacznie obowiązywać od 25 maja 2018 r. Wprowadza nowe zasady przetwarzania danych osobowych i nakłada na administratorów danych nowe obowiązki. RODO przewiduje wysokie administracyjne kary pieniężne za nieprzestrzeganie przepisów rozporządzenia oraz prawo do odszkodowania dla osób, których prawa do ochrony danych osobowych zostały naruszone. Obecnie ENEA S.A. przygotowuje się do nadchodzących zmian i wdraża określone w RODO obowiązki dla administratorów danych.

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 skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej ENEA za IQ 2018 r.

Uprawnienia do emisji CO₂

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

Polska realizuje zgodnie z planem założenia sprzedaży 78,03 mln uprawnień do emisji CO₂ w 2018 r. Miejszem sprzedaży polskich jednostek EUA jest platforma aukcyjna giełdy EEX, z którą Polska powtórnie podpisała umowę na sprzedaż uprawnień do emisji. Aukcje odbywają się w co drugą środę - na każdej z nich, z wyjątkiem aukcji przeprowadzanych w sierpniu, przedmiotem sprzedaży jest 3,547 mln EUA. W okresie styczeń-marzec 2018 r. Polska sprzedała 21,28 mln uprawnień do emisji CO₂ uzyskując z tego tytułu 219,70 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			35 470 000	45%
2018-06-06	3 547 000			39 017 000	50%
2018-06-20	3 547 000			42 564 000	55%
2018-07-04	3 547 000			46 111 000	59%
2018-07-18	3 547 000			49 658 000	64%
2018-08-01	1 773 500			51 431 500	66%
2018-08-29	1 773 500			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 do dostosowania bloków do nowych wymagań środowiskowych. Prawo, wychodząc naprzeciw problemom przedsiębiorców, przewiduje możliwość skorzystania z mechanizmów derogacyjnych. Złagodzenie wymagań dyrektywy IED w postaci derogacji pozwala zyskać dodatkowy czas na dostosowanie jednostek wytwórczych do zaostrzonych norm emisji zanieczyszczeń do powietrza.

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

Elektrownia Kozienice - bloki 1-10

2018/2017	SO ₂			NO _x			Pył			*CO ₂		Produkcja energii elektrycznej brutto [MWh]
	Emisja SO ₂ [Mg]	Wskaźnik emisji SO ₂ [kg/MWh]	Opłata za emisję SO ₂ [tys.zł]	Emisja NO _x [Mg]	Wskaźnik emisji NO _x [kg/MWh]	Opłata za emisję NO _x [tys.zł]	Emisja pyłu [Mg]	Wskaźnik emisji pyłu [kg/MWh]	Opłata za emisję pyłu [tys. zł]	Emisja CO ₂ [Mg]	Wskaźnik emisji CO ₂ [kg/MWh]	
IQ 2018	1 424,02	0,517	754,7	1 899,98	0,690	1 007,0	47,45	0,017	16,6	2 334 907,47	847	2 755 356,34
IQ 2017	2 813,27	0,814	1 491,0	3 441,57	0,996	1 824,0	63,97	0,019	22,4	2 979 727,06	862	3 456 517,38
Zmiana %	-49,38	-36,49	-49,38	-44,79	-30,72	-44,79	-25,82	-10,53	-25,89	-21,64	-1,74	-20,29

Elektrownia Kozienice – blok 11 vs. bloki 1-10

IQ 2018	SO ₂			NO _x			Pył			*CO ₂		Produkcja energii elektrycznej brutto [MWh]
	Emisja SO ₂ [Mg]	Wskaźnik emisji SO ₂ [kg/MWh]	Opłata za emisję SO ₂ [tys.zł]	Emisja NO _x [Mg]	Wskaźnik emisji NO _x [kg/MWh]	Opłata za emisję NO _x [tys.zł]	Emisja pyłu [Mg]	Wskaźnik emisji pyłu [kg/MWh]	Opłata za emisję pyłu [tys. zł]	Emisja CO ₂ [Mg]	Wskaźnik emisji CO ₂ [kg/MWh]	
**Blok 11	282,66	0,192	149,8	458,71	0,311	243,1	23,77	0,016	8,3	1 104 838,57	750	1 473 096,50
Bloki 1-10	1 424,02	0,517	754,7	1 899,98	0,690	1 007,0	47,45	0,017	16,6	2 334 907,47	847	2 755 356,34
Różnica %	-80,15	-62,86	-80,15	-75,86	-54,93	-75,86	-49,91	-5,88	-50,00	-52,68	-11,45	-46,54

*Spółka wnosi opłatę za przydział darmowych uprawnień CO₂.

**Dane z uwzględnieniem emisji zanieczyszczeń z kociołni rozruchowej.

W IQ 2018 roku bloki 500 MW nr 9 i 10 znajdowały się w postoju.

ENE A Elektrownia Połaniec

2018/2017	SO ₂			NO _x			Pył			Produkcja energii elektrycznej brutto [MWh]
	Emisja SO ₂ [Mg]	Wskaźnik emisji SO ₂ [kg/MWh]	Opłata za emisję SO ₂ [tys.zł]	Emisja NO _x [Mg]	Wskaźnik emisji NO _x [kg/MWh]	Opłata za emisję NO _x [tys.zł]	Emisja pyłu [Mg]	Wskaźnik emisji pyłu [kg/MWh]	Opłata za emisję pyłu [tys. zł]	
IQ 2018	2 355,57	0,98	1 248,45	1 734,54	0,72	919,31	141,63	0,06	49,57	2 412 843,80
IQ 2017	1 695,65	0,76	898,69	2 832,36	1,26	1 501,15	103,98	0,05	36,39	2 242 196,20
Zmiana %	38,92	28,95	38,92	-38,76	-42,86	-38,76	36,21	20,00	36,22	7,61

ENE A Połaniec S.A. korzysta z derogacji wynikającej z dyrektywy IED – derogacja naturalna 17 500 godzin, którą objęty jest kocioł nr 1. Do końca marca 2018 r. z limitu 17 500 godzin wykorzystano 5 888 godzin, w tym, w I kwartale 2018 roku wykorzystano 1 152 godziny. W I kwartale 2018 r. nie stwierdzono przekroczeń standardów emisyjnych określonych w pozwoleniu zintegrowanym.

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 Koźienice (bloki 1-10) - wspólnie z Elektrociepłownią Białystok,
- w zakresie emisji NO_x: Elektrociepłownia Białystok - samodzielnie.

W okresie obowiązywania PPK, tj. od 1 stycznia 2016 r. do 30 czerwca 2020 r., obowiązują roczne, malejące z roku na rok, pułapy emisyjne. Pułap emisyjny w ostatnim roku obowiązywania PPK określony jest na poziomie odpowiadającym standardowi emisyjnemu danego zanieczyszczenia, wynikającemu z dyrektywy IED (dla Elektrowni Koźienice 200 mg/m³_{usr} dla SO₂ i 20 mg/m³_{usr} dla pyłu).

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

Instalacja		SO ₂		Pył		NO _x	
		[Mg]	% wykorzystania	[Mg]	% wykorzystania	[Mg]	% wykorzystania
Elektrownia Koźienice	emisja	1 259,80		36,08		nd.	
	roczny pułap	10 018,00	12,58	1 127,00	3,20	nd.	nd.
Elektrociepłownia Białystok	emisja	101,28		4,15		120,55	
	roczny pułap	1 688,34	6,00	143,37	2,89	966,99	12,47
Razem	emisja	1 361,08		40,23		120,55	
	roczny pułap	11 706,34	11,63	1 270,37	3,17	966,99	12,47

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

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

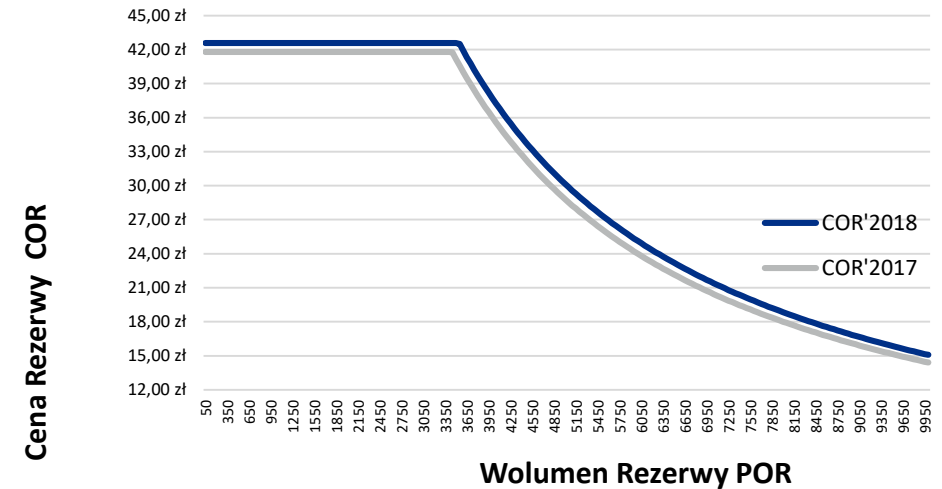
W przypadku niedotrzymania nawet jednego z warunków określonych w punktach a), b), c) zostaje naliczana kara za każde godzinowe przekroczenie liczone od początku roku.

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

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:

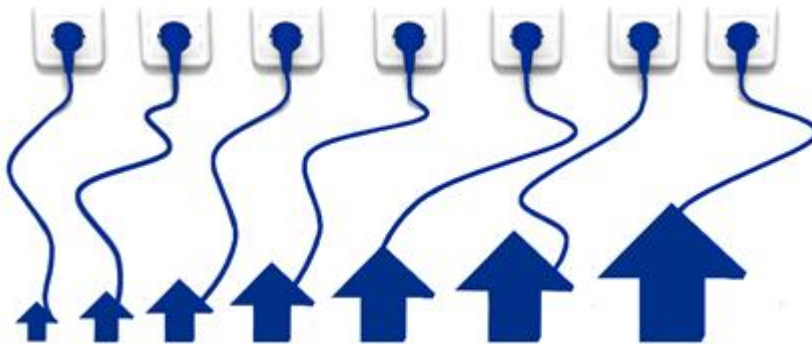


Parametry modelu rozliczeń ORM dla lat 2017-2018:

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.



Społeczna odpowiedzialność biznesu Grupy ENEA w I kwartale 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 S.A. 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 planuje opublikować na przełomie II i III kwartału 2018 roku odrębną publikację pt. „Raport zrównoważonego rozwoju Grupy ENEA 2017”. Grupa od 2011 roku prowadzi praktykę raportowania zrównoważonego rozwoju i odpowiedzialnego biznesu.

Program społeczny - Energię mamy we krwi

W marcu 2018 roku w Grupie ENEA wystartował nowy program społeczny pod patronatem prezesa Enei – „Energię mamy we krwi”. To pierwszy program krwiodawstwa, który swoim zasięgiem obejmie 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 Enei została zaplanowana na cały 2018 rok we wszystkich najważniejszych lokalizacjach, w których działają spółki Grupy. W I kwartale 2018 roku krwioBUS odwiedził spółkę ENEA S.A. w Poznaniu. Zebrałiśmy w ten sposób 17 litrów krwi tj.: 38 jednostek. Akcja prowadzona jest w ścisłej współpracy w Regionalnymi Centrami Krwiodawstwa i Krwiolecznictwa w Polsce. W ramach akcji zostało zorganizowane spotkanie ze specjalistą z Regionalnego Centrum Krwiodawstwa i Krwiolecznictwa w Poznaniu. Było ono okazją do rozmów o honorowym krwiodawstwie i zadawania pytań przez tych, którzy wciąż zastanawiają się nad uczestnictwem w programie.



**Energię
mamy
we krwi!**

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

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 Enei 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 wyróżnionych przez internautów.

AKADEMIA TALENTÓW
TWOJE DZIECKO - ENERGIĄ ŚWIATA

Program grantowy – Potęga poMocy

W I kwartale 2018 roku kontynuowany był program grantowy "Potęga poMocy" realizowany przez Fundację ENEA i dedykowany Pracownikom Grupy ENEA, którzy dzięki niej 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 kwartale 2018 roku odbyła się pierwsza edycja, z czterech zaplanowanych na bieżący rok. W ramach każdej edycji Fundacja ENEA wspiera 3 projekty prospołeczne zgłoszone przez Pracowników Grupy ENEA. Maksymalna kwota wsparcia projektu to 4 tys. zł.

Potęga  poMocy

Akcja – Biegamy – Zbieramy – Pomagamy

W I kwartale 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 tj.: 50 biegaczy z Grupy ENEA zgłosiło już swój udział w 143 zawodach biegowych. 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 najmniej 3 reprezentantów.

**BIEGAMY
ZBIERAMY
POMAGAMY**

Społeczna odpowiedzialność biznesu LW Bogdanka w I kwartale 2018 r. skupiła się wokół realizacji poniższych działań:

Inicjatywy wolontariackie charytatywne w LW Bogdanka

Wolontariat pracowniczy w LW Bogdanka w I kwartale 2018 r. realizowano poprzez organizację akcji:

- „Pozytywnie nakręcenie” - 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
- Promowanego i wspieranego krwiodawstwa, będącego elementem realizacji „Trójstronnego porozumienia na rzecz krwiodawstwa, krwiolecznictwa i dawstwa szpiku”

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 kwartale 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”.

Po pierwsze: bezpieczeństwo

Realizując „Plan poprawy bezpieczeństwa pracy” w Spółce podjęto szereg inicjatyw skierowanych do Załogi, popularyzujących edukację w obszarze BHP. W I kwartale 2018 r. został wydany i rozdystrybuowany wśród pracowników „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 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





Załączniki

Rachunek zysków i strat ENEA S.A. – 1Q 2018*

[tys. zł]	1Q 2017	1Q 2018	Zmiana	Zmiana %
Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom detalicznym	1 079 701	1 193 803	114 102	10,6%
Sprzedaż paliwa gazowego odbiorcom detalicznym	24 969	26 964	1 995	8,0%
Sprzedaż usług dystrybucji odbiorcom posiadającym umowy kompleksowe	420 470	0	-420 470	-100,0%
Sprzedaż energii i paliwa gazowego innym podmiotom	32 441	18 113	-14 328	-44,2%
Sprzedaż usług	980	651	-329	-33,6%
Pozostałe przychody	20	671	651	3255,0%
Podatek akcyzowy	68 480	66 813	-1 667	-2,4%
Przychody ze sprzedaży netto	1 490 101	1 173 388	-316 713	-21,3%
Amortyzacja	754	556	-198	-26,3%
Koszty świadczeń pracowniczych	12 947	14 803	1 856	14,3%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	522	690	168	32,2%
Zakup energii i gazu na potrzeby sprzedaży	938 257	1 063 674	125 417	13,4%
Usługi przesyłowe i dystrybucyjne	420 499	534	-419 965	-99,9%
Inne usługi obce	40 559	43 460	2 901	7,2%
Podatki i opłaty	1 592	1 525	-67	-4,2%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	1 415 130	1 125 242	-289 888	-20,5%
Pozostałe przychody operacyjne	3 147	2 895	-252	-8,0%
Pozostałe koszty operacyjne	36 758	18 430	-18 328	-49,9%
Zysk / (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	66	0	-66	-100,0%
Zysk operacyjny	41 426	32 611	-8 815	-21,3%
Koszty finansowe	45 282	55 750	10 468	23,1%
Przychody finansowe	102 633	71 891	-30 742	-30,0%
Zysk przed opodatkowaniem	98 777	48 752	-50 025	-50,6%
Podatek dochodowy	19 074	4 633	-14 441	-75,7%
Zysk netto okresu sprawozdawczego	79 703	44 119	-35 584	-44,6%
EBITDA	42 180	33 167	-9 013	-21,4%

1Q 2018:

Czynniki zmiany EBITDA ENEA S.A. (spadek o 9 mln zł):

(-) spadek marży i pokrycia o 21 mln zł:

- (-) spadek średniej ceny sprzedaży energii o 1,5%
- (-) wyższe koszty obowiązków ekologicznych o 28,7%
- (-) wzrost średniej ceny zakupu energii o 1,6%
- (+) wzrost wolumenu sprzedaży energii o 12,2%
- (-) spadek wyniku na obrocie paliwem gazowym

(-) wyższe koszty świadczeń pracowniczych (o 2 mln zł):

- (-) wyższe koszty rezerw na świadczenia pracownicze o 1 mln zł
- (-) wyższe koszty wynagrodzeń z pochodnymi o 1 mln zł

(-) wyższe koszty usług obcych (o 3 mln zł):

- (-) wyższe koszty sprzedaży o 1 mln zł
- (-) wyższe koszty związane z reklamą i reprezentacją o 1 mln zł
- (-) wyższe koszty usług doradczych o 1 mln zł

(+) wzrost wyniku na pozostałej działalności operacyjnej (o 18 mln zł) spowodowany jest:

- (+) niższymi rezerwami na przewidywane straty i potencjalne roszczenia 16 mln zł (w tym: niższe o 16,8 mln zł rezerwy na wypowiedziane umowy PM OZE)
- (+) niższymi kosztami darowizn o 4 mln zł
- (-) wyższymi kosztami postępowań sądowych o 2 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 1Q 2018r.

Rachunek zysków i strat ENEA Operator sp. z o.o. – 1Q 2018

[tys. zł]	1Q 2017	1Q 2018	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym	794 573	664 493	-130 080	-16,4%
Przychody z tytułu opłat dodatkowych	1 154	1 293	140	12,1%
Przychody ze sprzedaży niezafakturowanej usług dystrybucji	13 305	9 729	-3 576	-26,9%
Rozliczenie rynku bilansującego	332	969	636	191,4%
Opłaty za przyłączenie do sieci	13 487	9 951	-3 536	-26,2%
Przychód z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej	1 711	1 718	7	0,4%
Przychody z tytułu usług	6 978	7 598	620	8,9%
Sprzedaż usług dystrybucji innym podmiotom	3 966	4 676	710	17,9%
Sprzedaż towarów i materiałów oraz inne przychody	670	273	-397	-59,3%
Przychody ze sprzedaży	836 176	700 700	-135 476	-16,2%
Amortyzacja środków trwałych i WNIP	118 205	124 452	6 247	5,3%
Koszty świadczeń pracowniczych	101 885	102 782	897	0,9%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	8 424	7 743	-681	-8,1%
Zakup energii na potrzeby własne oraz straty sieciowe	60 657	61 763	1 106	1,8%
Koszty usług przesyłowych	258 491	102 276	-156 215	-60,4%
Inne usługi obce	59 367	65 465	6 098	10,3%
Podatki i opłaty	58 405	63 529	5 124	8,8%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	665 434	528 010	-137 424	-20,7%
Pozostałe przychody operacyjne	7 384	20 485	13 101	177,4%
Pozostałe koszty operacyjne	31 866	18 996	-12 870	-40,4%
Zysk / (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	(959)	(1 379)	-420	-43,8%
Zysk / (strata) operacyjny	145 301	172 800	27 499	18,9%
Przychody finansowe	706	659	-47	-6,7%
Koszty finansowe	12 716	15 552	2 836	22,3%
Zysk / (strata) brutto	133 291	157 907	24 616	18,5%
Podatek dochodowy	27 256	25 422	-1 834	-6,7%
Zysk / (strata) netto	106 035	132 485	26 450	24,9%
EBITDA	263 506	297 252	33 746	12,8%

1Q 2018:

Czynniki zmiany EBITDA ENEA Operator sp. z o.o. (wzrost o 34 mln zł):

- (-) niższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym o 134 mln zł wynikają głównie ze zmiany prezentacji przychodów ze sprzedaży usług dystrybucji (bez opłat przenoszonych w wysokości 156 mln zł)
- (-) niższe przychody z tyt. opłat za przyłączenie do sieci o 4 mln zł wynikają głównie z kwartalnych odpisów MSR w 2017 (od 1 stycznia 2018 zmiana standardu - MSSF 15)
- (-) niższe koszty zakupu usług przesyłowych o 156 mln zł wynikają głównie ze zmiany prezentacji kosztów zakupu usług przesyłowych (bez opłat przenoszonych w wysokości 162 mln zł)
- (-) wyższe koszty zakupu energii na pokrycie różnicy bilansowej o 1 mln zł wynikają z wyższej średniej ceny energii elektrycznej
- (-) wyższe koszty pozostałych usług obcych o 6 mln zł głównie w obszarach dotyczących usług IT, obsługi klienta i pomiarów
- (-) wyższe koszty podatków i opłat o 5 mln zł są efektem zrealizowanych inwestycji w zakresie majątku sieciowego
- (+) wyższe pozostałe przychody operacyjne o 13 mln zł wynikają głównie z wpływu odszkodowań od ubezpieczyciela
- (+) niższe pozostałe koszty operacyjne o 13 mln zł wynikają głównie ze zmiany statusu należności przeterminowanych bieżących na należności sądowe lub upadłościowe oraz zmiany wskaźników dot. odpisów dokonanych w 1Q 2017 roku

Rachunek zysków i strat ENEA Wytwarzanie sp. z o.o. – 1Q 2018

[tys. zł]	1Q 2017	1Q 2018	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	671 284	939 758	268 474	40,0%
<i>koncesja na wytwarzanie</i>	633 250	833 582	200 332	31,6%
<i>koncesja na obrót</i>	38 034	106 176	68 142	179,2%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	6 220	9 916	3 696	59,4%
Przychody ze sprzedaży uprawnień do emisji CO ₂	5 811	22 569	16 758	288,4%
Przychody ze sprzedaży ciepła	60 853	60 033	-820	-1,3%
Przychody z tytułu usług	2 960	2 931	-29	-1,0%
Sprzedaż towarów i materiałów oraz inne przychody	2 197	2 283	86	3,9%
Podatek akcyzowy	55	66	11	20,0%
Przychody ze sprzedaży netto	749 270	1 037 423	288 153	38,5%
Amortyzacja środków trwałych i WNIP	58 825	123 349	64 524	109,7%
Koszty świadczeń pracowniczych	61 225	68 053	6 828	11,2%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	407 137	545 618	138 481	34,0%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	53 530	193 002	139 472	260,5%
Usługi przesyłowe	626	82	-544	-86,9%
Inne usługi obce	32 423	33 002	579	1,8%
Podatki i opłaty	23 304	26 135	2 831	12,1%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	637 070	989 241	352 171	55,3%
Pozostałe przychody operacyjne	2 336	2 679	343	14,7%
Pozostałe koszty operacyjne	1 175	771	-404	-34,4%
Zysk / (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	394	401	7	1,8%
Zysk / (strata) operacyjny	113 755	50 491	-63 264	-55,6%
Przychody finansowe	66	727	661	1001,5%
Koszty finansowe	4 169	35 614	31 445	754,3%
Zysk / (strata) brutto	109 652	15 604	-94 048	-85,8%
Podatek dochodowy	21 735	3 253	-18 482	-85,0%
Zysk / (strata) netto	87 917	12 351	-75 566	-86,0%
EBITDA	172 580	173 840	1 260	0,7%

1Q 2018:

Czynniki zmiany EBITDA ENEA Wytwarzanie sp. z o.o. (wzrost o 1,2 mln zł):

Elektrownia Kozienice – wzrost EBITDA o 5,0 mln zł

- (+) wzrost marży na wytwarzaniu o 13,6 mln zł
- (+) wzrost marży na obrocie i na Rynku Bilansującym o 4,5 mln zł
- (+) wyższe przychody z Regulacyjnych Usług Systemowych o 2,4 mln zł
- (-) wzrost kosztów stałych o 16,0 mln zł

Segment Ciepło – spadek EBITDA o 7,1 mln zł

- (-) wyższe koszty uprawnień do emisji CO₂ o 7,9 mln zł
- (-) wyższe koszty zużycia biomasy o 3,7 mln zł
- (-) wyższe koszty zużycia węgla o 1,5 mln zł
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 1,4 mln zł
- (+) niższe koszty stałe o 1,9 mln zł
- (+) wzrost przychodów ze świadectw pochodzenia o 2,5 mln zł

Segment OZE – wzrost EBITDA o 3,3 mln zł

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

Rachunek zysków i strat ENEA Elektrownia Połaniec – 1Q 2018

[tys. zł]	14.03-31.03.2017*	1Q 2018
Przychody ze sprzedaży	81 400	541 102
Podatek akcyzowy	14	65
Przychody ze sprzedaży netto	81 386	541 037
Amortyzacja środków trwałych i WNIP	2 757	13 513
Koszty świadczeń pracowniczych	2 841	14 520
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	40 810	327 369
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	26 050	113 359
Usługi przesyłowe	2	0
Inne usługi obce	8 467	51 931
Podatki i opłaty	2 680	10 810
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	83 608	531 502
Pozostałe przychody operacyjne	325	172
Pozostałe koszty operacyjne	410	290
Zysk / (strata) operacyjny	(2 307)	9 417
Przychody finansowe	119	740
Koszty finansowe	641	446
Zysk / (strata) brutto	(2 828)	9 711
Podatek dochodowy	(866)	1 946
Zysk / (strata) netto	(1 962)	7 765
EBITDA	451	22 930

1Q 2018:

EBITDA ENEA Elektrownia Połaniec:

- przychody ze sprzedaży energii elektrycznej (łącznie z RUS) 507 mln zł (sprzedaż 2.917 GWh energii elektrycznej)
- przychody ze sprzedaży ciepła 14 mln zł przy wolumenie sprzedaży 621 TJ
- przychody z tytułu świadectw pochodzenia 18 mln zł - sprzedaż skorygowana o przychód z rozpoznania, koszt własny sprzedaży oraz aktualizację wartości zapasu zielonych certyfikatów na dzień bilansowy
- pozostałe przychody 2 mln zł - przychody z najmu oraz zagospodarowania ubocznych produktów spalania
- zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów 327 mln zł, w tym: zużycie paliw 266 mln zł., rezerwa na koszty zużycia CO2 50 mln zł, zużycie materiałów remontowych 6 mln zł, pozostałe 5 mln zł (zużycie pozostałych materiałów i energii)
- zakup energii na potrzeby sprzedaży 113 mln zł – wolumen zakupu 713 GWh
- inne usługi obce 52 mln zł – w tym: usługi remontowe: 23 mln zł, usługi transportowe 4 mln zł, zagospodarowanie odpadów 5 mln zł, usługi magazynowania biomasy 6 mln zł ubezpieczenie majątku 2 mln zł, usługi CUW 2 mln zł, pozostałe usługi 10 mln zł (w tym: prawne, audyty, wynajmy i dzierżawy, ochrona mienia, inne usługi zewnętrzne)
- podatki 11 mln zł – w tym: podatek od nieruchomości 6 mln zł, opłata z tyt. ochrony środowiska 3 mln zł; opłata koncesyjna 1 mln zł

*Dane za okres 14-31 marca 2017 r. dotyczyły GK ENEA Elektrownia Połaniec, natomiast pozycje prezentowane od 1 stycznia 2018 dotyczą danych jednostkowych ENEA Elektrownia Połaniec (bez ENEA Bioenergia Sp. z o.o.)

Rachunek zysków i strat GK LW Bogdanka – 1Q 2018

[tys. zł]	1Q 2017	1Q 2018	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	465 237	398 697	-66 540	-14,3%
Amortyzacja środków trwałych i WNIPI	88 676	84 077	-4 599	-5,2%
Koszty świadczeń pracowniczych	132 760	138 496	5 736	4,3%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	68 699	76 076	7 377	10,7%
Inne usługi obce	69 307	74 562	5 255	7,6%
Podatki i opłaty	13 682	12 863	-819	-6,0%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	373 124	386 074	12 950	3,5%
Pozostałe przychody operacyjne	671	29 992	29 321	4369,7%
Pozostałe koszty operacyjne	574	1 014	440	76,7%
Zysk / (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	(2 617)	(2 398)	219	8,4%
Zysk / (strata) operacyjny	89 593	39 203	-50 390	-56,2%
Przychody finansowe	2 782	5 045	2 263	81,3%
Koszty finansowe	7 663	5 025	-2 638	-34,4%
Zysk/ (strata) brutto	84 712	39 223	-45 489	-53,7%
Podatek dochodowy	16 654	7 392	-9 262	-55,6%
Zysk/ (strata) netto	68 058	31 831	-36 227	-53,2%
EBITDA	178 269	123 280	-54 989	-30,8%

1Q 2018:

Czynniki zmiany EBITDA GK LW Bogdanka:

- (-) spadek przychodów ze sprzedaży węgla: niższa sprzedaż ilościowa (-422 tys. t), przy wyższej cenie
 - (-) wzrost jednostkowego kosztu sprzedanych produktów, towarów i materiałów bez amortyzacji – wzrost nominalnych kosztów:
 - *usług obcych - przede wszystkim koszt prac sobotnio-niedzielnym,
 - *materiałów - wyższe wydobycie brutto, problemy geologiczno-hyrotechniczne – konieczność zabezpieczania ścian i ciągłości wydobycia
 - *wynagrodzeń (wypłacona podwyżka wynagrodzeń, 3 raty dodatkowej nagrody motywacyjnej oraz wzrost średniego zatrudnienia)
- przy spadku sprzedaży węgla handlowego o 422 tys. t.

Istotne zdarzenia jednorazowe:

- na spadek produkcji netto, a w konsekwencji pogorszenie wyników rok do roku, wpływ miały czynniki natury geologicznej i hydrogeologicznej w jednej ze ścian (problemy z utrzymaniem stropu i wypływy wody)
- rozliczenie umowy zawartej pomiędzy LW Bogdanka S.A. a konsorcjum firm Mostostal Warszawa S.A. oraz Acciona Infraestructuras - dodatni wpływ na wynik EBITDA 28,7 mln zł
- strata na likwidacji rzeczowych aktywów trwałych - głównie wartość netto zlikwidowanych wyrobisk

Wskaźniki finansowe

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

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

Pojęcia i skróty branżowe

Skrót/pojęcie	Pełna nazwa/wyjaśnienie
ACER	Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki – unijna agencja utworzona na mocy 3 pakietu energetycznego. Celem Agencji jest koordynacja i wspieranie współpracy krajowych organów regulacyjnych. Pełna lista zadań znajduje się w Rozporządzeniu 713/2009
AMI	Zaawansowane systemy pomiarowe mierzące, zbierające i analizujące zużycie energii oraz umożliwiające dwukierunkową komunikację pomiędzy klientem finalnym i systemem centralnym. AMI obejmuje zarówno inteligentne liczniki, jak i inteligentne sieci elektroenergetyczne
Backloading	Zawieszenie części aukcji uprawnień do emisji CO ₂ przez UE w celu zwiększenia ceny uprawnień
BAT	Best Available Techniques – najlepsze dostępne techniki, dokument formułujący wnioski dotyczące najlepszych dostępnych technik dla instalacji nim objętych, a także wskazujący poziomy emisji powiązane z najlepszymi dostępnymi technikami.
CAPEX	Capital expenditures - nakłady inwestycyjne
Carbon leakage	Ucieczka dwutlenku węgla - przenoszenie emisji dwutlenku węgla z jednego kraju do drugiego
Cena euroszczytu (PEAK)	Cena kontraktu z dostawą takiego samego wolumenu energii w euroszczycie (tj. w godzinach od 7:00 do 22:00 w dni robocze)
Cena pasma (BASE)	Cena kontraktu z dostawą takiego samego wolumenu energii w każdej godzinie doby
CER	Certified Emission Reduction - jednostka poświadczonej redukcji emisji
CO₂	Dwutlenek węgla
DAP	Delivered at Place – sytuacja, w której sprzedający towar odpowiada za dostarczenie towaru do określonego miejsca, natomiast za rozładunek odpowiada kupujący.
EFX	Indeks dla transakcji sesyjnych, których przedmiotem są kontrakty na prawa majątkowe wynikające ze Świadectw efektywności energetycznej tzw. „białe” certyfikaty
EUA	EU Emission Allowance - uprawnienie do emisji w ramach Europejskiego Systemu Handlu Emisjami

Skrót/pojęcie	Pełna nazwa/wyjaśnienie
Europejski System Handlu Emisjami EU ETS	Europejski system wspierający redukcję emisji gazów cieplarnianych
GPZ	Główny Punkt Zasilający – stacja transformatorowa, odpowiadająca za zamianę wysokiego lub średniego napięcia na napięcie niskie dla odbiorców końcowych na określonym obszarze
Grupa taryfowa A	Energia sprzedawana i dostarczana odbiorcom przyłączonym do sieci wysokiego napięcia
Grupa taryfowa B	Energia sprzedawana i dostarczana odbiorcom przyłączonym do sieci średniego napięcia
Grupa taryfowa C	Energia sprzedawana i dostarczana odbiorcom przyłączonym do sieci niskiego napięcia, z wyłączeniem odbiorców zużywających energię elektryczną na potrzeby gospodarstw domowych
Grupa taryfowa G	Energia sprzedawana i dostarczana odbiorcom zużywającym energię elektryczną na potrzeby gospodarstw domowych przyłączonych do sieci niezależnie od poziomu napięcia
ICE	Platforma obrotu umożliwiające handel uprawnieniami do emisji CO ₂ (EUA) oraz jednostkami poświadczonej redukcji emisji (CER) na rynku futures
IGCC	Integrated gasification combined cycle – technologia bloku gazowo-parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa. Pozwala na budowę elektrowni o znacznie większej sprawności w porównaniu do konwencjonalnych elektrowni węglowych
Instalacja IOS	Instalacja odsiarczania spalin
Instalacja SCR	Instalacja katalitycznego odazotowania spalin
KECX	Indeks dla transakcji sesyjnych, których przedmiotem są kontrakty na prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wytworzonej w pozostałych źródłach kogeneracyjnych
KGMX	Indeks dla transakcji sesyjnych, których przedmiotem są kontrakty na prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostce kogeneracji gazowej lub o łącznej mocy zainstalowanej do 1 MW

Pojęcia i skróty branżowe

Skrót/pojęcie	Pełna nazwa/wyjaśnienie
jOz	– jednostkowa opłata zastępcza wyrażona zł/MWh (jednostkowy koszt)
KMETX	Indeks dla transakcji sesyjnych, których przedmiotem są kontrakty na prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostce kogeneracji opalanej metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 2 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych
Kogeneracja	Proces technologiczny jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej i użytkowej energii cieplnej w elektrociepłowni
MW _e	Megawat mocy elektrycznej
MWh	Megawatogodzina (1 GWh = 1.000 MWh)
MW _t	Megawat mocy cieplnej
NFOŚiGW	Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej
NO _x	Tlenki azotu
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSP	Operator Systemu Przesyłowego
Oz	opłata zastępcza wyrażona w zł (wartość kosztu Oz = jOz x wolumen)
OZE	Odnawialne źródła energii
OZEX_A	Indeks dla transakcji sesyjnych, których przedmiotem są kontrakty na prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia dla energii wyprodukowanej w odnawialnych źródłach energii, której okres produkcji (wskazany w świadectwie pochodzenia) rozpoczął się od 1 marca 2009 r. włącznie
PM „białe”	Prawa majątkowe do świadectw pochodzenia wynikających ze świadectw efektywności energetycznej tzw. „białe” certyfikaty
PM „błękitne”	Prawa Majątkowe do świadectw pochodzenia będących potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej z biogazu rolniczego
PM „czerwone”	Prawa Majątkowe do świadectw pochodzenia będących potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w pozostałych źródłach kogeneracyjnych
PM „fioletowe”	Prawa Majątkowe do świadectw pochodzenia będących potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w jednostce kogeneracji opalanej metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 2 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych

Skrót/pojęcie	Pełna nazwa/wyjaśnienie
PM „żółte”	Prawa Majątkowe do świadectw pochodzenia będących potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w jednostce kogeneracji gazowej lub o łącznej mocy zainstalowanej do 1 MW
PMOZE	Prawa majątkowe ze świadectw pochodzenia energii z odnawialnych źródeł energii
Rozporządzenie REMIT	Rozporządzenie o integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii, określa ramy monitorowania hurtowych rynków energii, w celu wykrywania i zapobiegania nieuczciwym praktykom na poziomie UE
Rynek bilansujący	Rynek techniczny prowadzony przez OSP. Jego celem jest bilansowanie w czasie rzeczywistym zapotrzebowania na energię elektryczną z jej produkcją w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE).
Rynek SPOT	Rynek kasowy (bieżący)
Rynek terminowy	Rynek energii elektrycznej, na którym notowane są produkty typu forward
SAIDI	System Average Interruption Duration Index - wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (wyrażany w minutach na Klienta)
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index - wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich w dostawie energii (wyrażany w liczbie przerw na Klienta)
SO ₂	Dwutlenek siarki
TFS	Tradition Financial Services, platforma obrotu energią elektryczną przeznaczona do zawierania różnego rodzaju transakcji, kupna oraz sprzedaży energii konwencjonalnej, praw majątkowych, energii odnawialnej oraz uprawnień do emisji CO ₂
TGE	Towarowa Giełda Energii
TPA	Third Party Access – zasada dostępu stron trzecich do sieci energetycznej, która umożliwia zakup energii elektrycznej i usług jej dystrybucji na podstawie dwóch osobnych umów
Ustawa Prawo Energetyczne	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo Energetyczne (Dz.U. 1997 Nr 54 poz. 348 z późn. zm.)
WACC	Weighted average cost of capital – średnioważony koszt kapitału, zwrot z kapitału zainwestowanego w działalność dystrybucyjną
WIBOR	Warsaw Interbank Offered Rate - wysokość oprocentowania kredytów na polskim rynku międzybankowym

1. Podsumowanie operacyjne	2-8
Grupa ENEA w liczbach	3
Podsumowanie operacyjne	4
Skonsolidowane wybrane dane finansowe	5
Kluczowe dane operacyjne i wskaźniki	6
Komentarz Zarządu	7
Najważniejsze wydarzenia w okresie pierwszego kwartału 2018 r..	8
2. Organizacja i działalność Grupy ENEA	9-39
Struktura Grupy	10
Zmiany w strukturze Grupy	11
Inwestycje	12-13
Obszary	14-21
Wydobycie	15
Wytwarzanie	16-18
Dystrybucja	19
Obrót	20-21
Strategia rozwoju	22-23
Perspektywy	24
Realizowane działania i inwestycje	25-31
Nakłady inwestycyjne w IQ 2018 r.	25

Inwestycje zrealizowane w IQ 2018 r.	25
Inwestycje planowane do końca 2018 r.	26
Status prac przy kluczowych projektach inwestycyjnych	27-29
Działania zrealizowane w IQ 2018 r.	30
Działania do zrealizowania do końca 2018 r.	31
Zawarte umowy	32-33
Źródła finansowania programu inwestycyjnego	32
Emisja papierów wartościowych ENEA S.A. w 2018 r.	33
Udzielone i otrzymane poręczenia i gwarancje	33
Transakcje zabezpieczające ryzyko stopy procentowej	33
Umowy znaczące dla działalności Grupy Kapitałowej ENEA	33
Transakcje z podmiotami powiązаныmi	33
Dystrybucja środków pieniężnych - program emisji obligacji spółek zależnych	33
Otoczenie rynkowe	34-39
3. Sytuacja finansowa	40-52
Wyniki finansowe GK ENEA w IQ 2017 r. i w IQ 2018 r.	41-51
Skonsolidowany rachunek zysków i strat	41
Wyniki w poszczególnych obszarach działalności	42-47
Sytuacja majątkowa	48-49
Sytuacja pieniężna	50

Analiza wskaźnikowa	51
Wyniki finansowe – dodatkowe informacje	52
4. Akcje i akcjonariat	53-54
Struktura akcjonariatu i kapitału zakładowego	54
Notowania akcji ENEA S.A. na GPW	54
5. Władze	55-58
Zarząd ENEA S.A.	56
Rada Nadzorcza ENEA S.A.	57
Wykaz akcji i uprawień do akcji ENEA w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących	58
6. Inne informacje	59-71
Zdarzenia mogące mieć wpływ na przyszłe wyniki	60-68
Społeczna odpowiedzialność biznesu	69-71
Załączniki	72-77
Wyniki finansowe ENEA S.A.	73
Wyniki finansowe ENEA Operator	74
Wyniki finansowe ENEA Wytwarzanie	75
Wyniki finansowe GK ENEA Elektrownia Połaniec	76
Wyniki finansowe GK LW Bogdanka	77
Słowniczek pojęć	78-80

ENEA S.A.

ul. Górecka 1
60-201 Poznań
gieluda@enea.pl