

**Pozostałe informacje
do rozszerzonego skonsolidowanego raportu ENEA S.A.
za pierwszy kwartał 2019 r.**

Poznań,

Data publikacji: 29 maja 2019 r.

Spis treści

1.	Najważniejsze wydarzenia w 1Q 2019	4	3.5.	Analiza wskaźnikowa – dane skonsolidowane.....	39
1.1.	Podsumowanie operacyjne	5	3.6.	Zasady sporządzenia sprawozdań finansowych.....	40
2.	Organizacja i działalność Grupy ENEA	6	3.7.	Prognozy wyników finansowych.....	40
2.1.	Struktura Grupy	6	3.8.	Trendy w 2019 r.	40
2.2.	Obszary biznesowe Grupy ENEA	8	4.	Akcje i akcjonariat.....	41
2.2.1.	Wydobycie	8	4.1.	Struktura kapitału i akcjonariatu.....	41
2.2.2.	Wytwarzanie	9	4.2.	Notowania akcji ENEA S.A. na Giełdzie Papierów Wartościowych.....	41
2.2.3.	Dystrybucja	13	5.	Władze.....	42
2.2.4.	Obrót	14	6.	Inne informacje istotne dla oceny sytuacji emitenta.....	43
2.3.	Strategia rozwoju	15	6.1.	Otoczenie regulacyjne.....	43
2.4.	Realizowane działania i inwestycje	16	6.1.1.	Wpływ Ustawy o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw	43
2.4.1.	Nakłady inwestycyjne w 1Q 2019	16	6.1.2.	Wewnętrzny rynek energii elektrycznej	45
2.4.2.	Realizacje kluczowych projektów w 1Q 2019 ..	16	6.1.3.	Zapotrzebowanie na energię elektryczną	45
2.4.3.	Zawarte umowy.....	17	6.1.4.	Rynek Mocy	45
2.5.	Otoczenie rynkowe i regulacyjne.....	19	6.1.5.	Europejski system EU ETS	45
3.	Sytuacja finansowa.....	26	6.1.6.	Udział w programie budowy elektrowni atomowej	46
3.1.	Kluczowe dane operacyjne i wskaźniki.....	26	6.1.7.	Nowelizacja ustawy o OZE	46
3.2.	Wyniki finansowe GK ENEA w 1Q 2019	27	6.1.8.	Taryfa dla usług dystrybucji energii elektrycznej 2019	46
3.2.1.	Skonsolidowany rachunek zysków i strat.....	27	6.1.9.	Rozporządzenie o Ochronie Danych Osobowych (RODO)	46
3.2.2.	Wyniki na poszczególnych obszarach działalności GK ENEA 1Q 2019.....	28	6.1.10.	Postępowania sądowe i administracyjne.....	47
3.2.3.	Obszar Obrotu	29	6.1.11.	Postępowania sądowe związane z powództwami o stwierdzenie nieważności, ewentualnie uchylenie uchwał walnego zgromadzenia.....	47
3.2.4.	Obszar Wytwarzania	30	6.1.12.	Spory zbiorowe.....	47
3.2.5.	Obszar Dystrybucji	31	6.1.13.	Operator Usługi Kluczowej.....	47
3.2.6.	Obszar Wydobywania	32	6.1.14.	Nowa umowa społeczna.....	47
3.2.7.	Obszar pozostałej działalności	33	6.2.	Środowisko Naturalne.....	48
3.3.	Sytuacja majątkowa – struktura aktywów i pasywów Grupy Kapitałowej ENEA	34	6.2.1.	Ograniczenie emisji zanieczyszczeń	48
3.4.	Sytuacja pieniężna Grupy Kapitałowej ENEA	38	7.	CSR – Społeczna Odpowiedzialność Biznesu.....	50
			8.	Załączniki.....	51
			9.	Słownik pojęć i skrótów.....	54



Grupa ENEA w liczbach

WYDOBYCIE



20,0% udziału w rynku węgla energetycznego w Polsce

384 mln ton potencjału wydobywczego 3 obszarów koncesyjnych

9,0 mln ton produkcji netto węgla w 2018 r.

WYTWARZANIE



6,3 GW całkowitej mocy zainstalowanej

414 MW mocy zainstalowanej w OZE

26,5 TWh całkowitego wytwarzania energii netto w 2018 r.



16,5 tys.

Pracowników

DYSTRYBUCJA



2,6 mln Odbiorców usług dystrybucyjnych

122,8 tys. km linii dystrybucyjnych wraz z przyłączami

20% powierzchni kraju - sieć dystrybucyjna ENEA Operator

OBRÓT



2,5 mln Klientów

21,5 TWh rocznej sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego klientom detalicznym w 2018 r.

13% wzrost wolumenu sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego klientom detalicznym w 2018 r.

1. Najważniejsze wydarzenia w 1Q 2019

- Podpisanie między ENEA a Electric Power Research Institute (EPRI) umowy o współpracy przy projektach badawczych dotyczących magazynowania energii oraz generacji rozproszonej
- LW Bogdanka uhonorowana nagrodą Górnicy Sukces Roku w kategorii Innowacyjność za technologię drążenia wyrobiska
- Rozpoczęcie projektu badawczo – rozwojowego pt. „System bilansowania mocy i energii oraz monitorowania jakości dostawy energii elektrycznej rozproszonych źródeł i zasobników energii (MoBiSys)” – realizacja przez ENEA Operator wspólnie z Akademią Górniczo-Hutniczą
- Budowa elektrowni fotowoltaicznej wraz z przyłączami elektroenergetycznymi (łączna moc znamionowa 420 kW) na terenie Zachodniopomorskiego Centrum Onkologii w Szczecinie
- LW Bogdanka pobiła w styczniu 2019 r. rekord miesięcznego wydobycia – 903,5 tys. ton węgla handlowego (rekord z 2014 r.)
- Wykonanie i uruchomienie przez ENEA Serwis sześciu stacji ładowania samochodów elektrycznych, zlokalizowanych przy siedzibach Oddziałów Dystrybucji ENEA Operator
- Ogłoszenie przez ENEA Operator, Tauron Dystrybucja oraz PGE Dystrybucja wspólnego przetargu na zakup ponad 235 tys. liczników energii elektrycznej. Na ENEA Operator przypada 45 tys. liczników
- Podpisanie przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne, ENEA Operator i Tauron Dystrybucja porozumienia o koordynacji rozwoju sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, w ramach którego powstanie m.in. nowa stacja elektroenergetyczna w okolicach Żagania, zaś w regionie rozbudowana zostanie sieć linii elektroenergetycznych. Łączna wartość projektu przekroczy 100 mln zł
- Raportowanie informacji niefinansowych przez ENEA S.A. wyróżnione przez Ministerstwo Finansów. Wskazano cztery działania jako dobre praktyki godne polecenia innym uczestnikom rynku
- Podpisanie listu intencyjnego przez ENEA S.A. oraz ENEA Wytwarzanie z Bankiem Ochrony Środowiska w zakresie rozwoju odnawialnych źródeł energii (OZE). Główne założenia: dywersyfikacja miks paliwowy, rozwój rozproszonych źródeł energii, zwiększenie udziału OZE w produkcji energii elektrycznej
- Przeprowadzono wybory przedstawicieli pracowników do Rady Nadzorczej ENEA S.A. Do głosowania uprawnieni byli wszyscy pracownicy Grupy Kapitałowej ENEA. Jako przedstawiciele pracowników do Rady Nadzorczej ENEA S.A. wybrani zostali - Mariusz Pliszka, Maciej Mazur oraz Michał Jaciubek
- Dostosowanie Obszaru Obrotu do nowych regulacji prawnych w związku z wejściem w życie Ustawy z dnia 28 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw oraz Ustawy z dnia 21 lutego 2019 r. zmieniającej ustawę o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw, ustawę – Prawo ochrony środowiska, ustawę o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji, ustawę o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw oraz ustawę o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji

Zdarzenia po okresie sprawozdawczym

30 kwietnia 2019 r. ENEA S.A. zawarła porozumienie z Energa S.A. w sprawie finansowania Projektu budowy nowego bloku węglowego - planowanej elektrowni Ostrołęka C w Ostrołęce o mocy 1.000 MW brutto. Na mocy porozumienia ENEA S.A. oraz Energa S.A. postanowiły uszczegółowić zasady finansowania Projektu – ENEA S.A. zobowiązała się zapewnić nakłady finansowe na realizację Projektu w kwocie 819 mln zł od stycznia 2021 r.



1.1. Podsumowanie operacyjne

W 1Q 2019 Grupa Kapitałowa ENEA wypracowała wynik EBITDA na poziomie 799 mln zł (wzrost r/r o 97 mln zł).

Najwyższa EBITDA, 400 mln zł, zrealizowana została w obszarze Wytwarzania (wzrost o 173 mln zł). Na wynik obszaru pozytywnie wpłynął wzrost rynkowych cen energii elektrycznej oraz zielonych certyfikatów, a także niezakończona praca wszystkich źródeł wytwórczych. Obszar Wydobycia odnotował wynik EBITDA na poziomie 219 mln zł, co oznacza wzrost r/r o 96 mln zł. Wyższy wynik segmentu to rezultat wyższego poziomu produkcji w porównaniu do pierwszego kwartału poprzedniego roku oraz wyższej ceny sprzedaży węgla, a także ciągłej pracy nad poprawą efektywności operacyjnej kopalni szczególnie w zakresie kosztów stałych.

W obszarze Dystrybucji osiągnięta została EBITDA niższa r/r o 49 mln zł (w 1Q 2019 wyniosła 249 mln zł). Wysokie średnie ceny energii elektrycznej przyczyniły się do wzrostu kosztów zakupu energii na potrzeby własne oraz na pokrycie różnicy bilansowej. Ponadto, w obszarze tym odnotowano spadek wyniku na pozostałej działalności operacyjnej, głównie na skutek zmiany stanu rezerw dot. majątku sieciowego oraz efektu wyższych przychodów od ubezpieczyciela w analogicznym okresie roku poprzedniego.

Obszar Obrotu odnotował stratę na poziomie EBITDA w kwocie -11 mln zł. Wyższe koszty zakupu energii i obowiązków ekologicznych w obrocie detalicznym oraz wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ w obrocie hurtowym przyczyniły się do spadku EBITDA w tym segmencie (spadek r/r o 64 mln zł).

- **W 1Q 2019 GK ENEA wydała na inwestycje 563,2 mln zł.**
- **Produkcja i sprzedaż węgla handlowego kształtowały się na poziomie około 2,4 mln ton.**
- **Grupa wytworzyła 6,1 TWh energii elektrycznej.**
- **Sprzedaż ciepła wyniosła 2 443 TJ.**
- **Sprzedaż usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym wyniosła 5,1 TWh.**
- **Wolumen sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym wyniósł 5 417 GWh.**



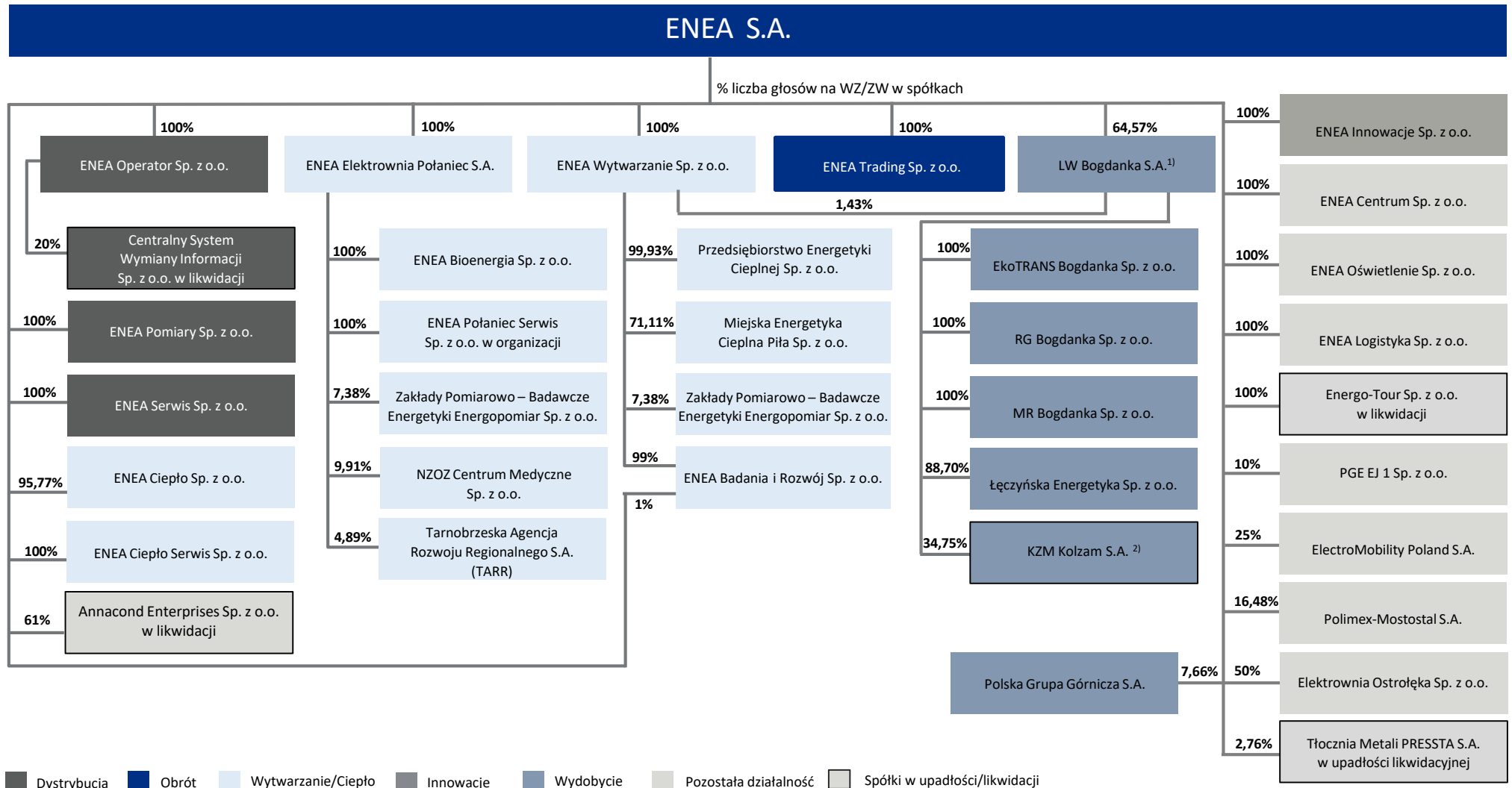
- **Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej**
- **Wzrost przychodów ze sprzedaży węgla**
- **Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu**



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

2. Organizacja i działalność Grupy ENEA

2.1. Struktura Grupy



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

²⁾ Postanowienie o umorzeniu postępowania upadłościowego / spółka nie prowadzi działalności gospodarczej.

Zmiany w strukturze Grupy

Restrukturyzacja majątkowa

Po dokonaniu w latach poprzednich kluczowych zmian organizacyjnych w 1Q 2019 Grupa Kapitałowa ENEA, poza inicjatywami związanymi z planowanymi zmianami, nie realizowała istotnych działań w zakresie restrukturyzacji majątkowej.

Dezinwestycje kapitałowe

W 1Q 2019 nie prowadzono istotnych działań w zakresie dezinwestycji kapitałowych.

Zmiany w organizacji Grupy

W 1Q 2019 Grupa ENEA kontynuowała działania ukierunkowane na realizację Strategii Korporacyjnej Grupy.

Inwestycje kapitałowe

Szczegółowy opis procesów związanych z inwestycjami kapitałowymi został zamieszczony w śródrocznym skróconym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za 1Q 2019.

Obszar	Data	Spółka	Zdarzenie
Wytwarzanie	12 marca 2019 r.	ENEA Badania i Rozwój Sp. z o.o.	20 grudnia 2018 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników ENEA Badania i Rozwój Sp. z o.o. podjęło uchwałę o podwyższeniu kapitału zakładowego Spółki o kwotę 5.850.000 zł do kwoty 7.855.000 zł poprzez utworzenie 117.000 nowych udziałów o wartości nominalnej 50 zł. ENEA Wytwarzanie Sp. z o. o. objęła 115.830 udziałów w podwyższonym kapitale o łącznej wartości 5.791.500 zł, natomiast ENEA S.A. objęła 1.170 udziałów w podwyższonym kapitale o łącznej wartości 58.500 zł. Podwyższenie kapitału zostało pokryte gotówką. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS 12 marca 2019 r.
Wytwarzanie	6 marca 2019 r.	ENEA Elektrownia Połaniec S.A.	6 marca 2019 r. Aktem Notarialnym zawiązano spółkę ENEA Połaniec Serwis Sp. z o.o. Kapitał zakładowy spółki wynosi 500.000 zł i dzieli się na 1.000 udziałów o wartości nominalnej 500 zł każdy. Wszystkie udziały zostały objęte przez ENEA Elektrownia Połaniec S.A. Przedmiotem działalności spółki jest naprawa i konserwacja maszyn.
Pozostała działalność	4 stycznia 2019 r.	Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o.	4 stycznia 2019 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego Spółki do kwoty 912.482.100 zł, tj. o kwotę 361.382.100 zł poprzez utworzenie 7.227.642 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 zł każdy i o łącznej wartości nominalnej 361.382.100 zł. W wyniku podwyższenia kapitału zakładowego spółki Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o., ENEA S.A. 4 stycznia 2019 r. objęła 3.613.821 udziałów w kapitale zakładowym o wartości 180.691.050 zł. 4 stycznia 2019 r. ENEA S.A. wniosła wkład pieniężny na konto Spółki. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS 1 marca 2019 r.

2.2. Obszary biznesowe Grupy ENEA

Wydobycie

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

Dystrybucja

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



Wytwarzanie

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

Obrót

Obrót detaliczny

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

Obrót hurtowy

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

2.2.1. Wydobycie

W Grupie ENEA działalność w przemyśle wydobywczym prowadzona jest przez spółkę zależną Lubelski Węgiel Bogdanka S.A. (dalej LW Bogdanka). 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 2018	1Q 2019	Zmiana
Produkcja netto [tys. ton]	2 095	2 532	20,9%
Sprzedaż węgla [tys. ton]	1 967	2 365	20,2%
Zapasy (na koniec okresu) [tys. ton]	152	255	67,4%
Roboty chodnikowe [km]	9,0	7,9	-12,2%

2.2.2 Wytwarzanie

2.2.2.1 Aktywa wytwórcze Grupy ENEA

Wyszczególnienie	Moc zainstalowana elektryczna [MW _e]	Moc osiągnięta elektryczna [MW _e]	Moc zainstalowana cieplna [MW _t]	Zainstalowana moc w OZE [MW _e]
Elektrownia Kozienice	4 071,8	4 016,0	125,4	-
Elektrownia Połaniec	1 837,0	1 882,0	130,0	230,0
Farmy wiatrowe Bardy, Darżyno i Baczyna (Lubno I i Lubno II)	71,6	70,1	0,0	70,1
Biogazownie Liszkowo i Gorzesław	3,8	3,8	3,1	3,1
Elektrownie Wodne	58,8	55,8	0,0	55,8
MEC Piła	10,0	10,0	135,3	-
PEC Oborniki	0,0	0,0	30,4	-
ENEA Ciepło	203,5	156,6	684,1	55,0
Razem [brutto]	6 256,5	6 194,3	1 108,3	414,0

Dane dotyczące ENEA Wytwarzanie¹⁾

Wyszczególnienie	1Q 2018	1Q 2019	Zmiana
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej (netto) [GWh], w tym:	3 983	3 874	-2,7%
Produkcja netto ze źródeł konwencjonalnych [GWh], w tym:	3 897	3 771	-3,2%
ENEA Wytwarzanie	3 878	3 752	-3,2%
MEC Piła	19	19	0,0%
Produkcja z odnawialnych źródeł energii netto [GWh], w tym:	86	103	19,8%
Spalanie biomasy	0	0	0,0%
ENEA Wytwarzanie - Segment OZE (elektrownie wodne)	57	42	-26,3%
ENEA Wytwarzanie - Segment OZE (farmy wiatrowe)	27	60	122,2%
ENEA Wytwarzanie - Segment OZE (biogazownie)	2	1	-50,0%
Produkcja ciepła brutto [TJ]	608	479	-21,2%

¹⁾ Zmiana prezentacyjna dotycząca ENEA Ciepło (Elektrociepłowni Białystok) za 1Q 2018

Dane dotyczące ENEA Elektrownia Połaniec

Wyszczególnienie	1Q 2018	1Q 2019	Zmiana
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej (netto) [GWh], w tym:	2 204	2 095	-4,9%
ENEA Elektrownia Połaniec – produkcja netto ze źródeł konwencjonalnych	1 956	1 707	-12,7%
ENEA Elektrownia Połaniec - produkcja z odnawialnych źródeł energii (spalanie biomasy – zielony blok)	210	354	68,6%
ENEA Elektrownia Połaniec - produkcja z odnawialnych źródeł energii (współspalanie biomasy)	38	34	-10,5%
Produkcja ciepła brutto [TJ]	657	652	-0,8%

Blok 11 Elektrowni Kozienice	1Q 2018	1Q 2019	Zmiana
Produkcja energii elektrycznej netto [GWh]	1 339,1	1 555,3	16,1%
Średnie miesięczne obciążenie netto [MW]	219,8	256,5	16,7%

2.2.2.2. Emisja CO₂

	Kozienice	Przydział bezpłatnych uprawnień CO ₂	Koszty z tytułu uprawnień [zł]
1Q 2018	3 439 746	510 815	88 970 676,07
1Q 2019	3 285 579	273 091 ¹⁾	190 318 115,13 ¹⁾
	Białystok - Elektrociepłownia	Przydział bezpłatnych uprawnień CO ₂	Koszty z tytułu uprawnień [zł]
1Q 2018	171 062	0	11 525 302,25
1Q 2019	174 502	0	16 757 997,10 ¹⁾
	Białystok – Ciepłownia Zachód	Przydział bezpłatnych uprawnień CO ₂	Koszty z tytułu uprawnień [zł]
1Q 2018	15 217	696	-
1Q 2019	5 555	682	-
	Połaniec	Przydział bezpłatnych uprawnień CO ₂	Koszty z tytułu uprawnień [zł]
1Q 2018	1 888 804	129 321	50 160 495,36
1Q 2019	1 690 575	126 099	99 355 092,75
RAZEM 1Q 2018	3 626 025	511 511	100 495 978,3
RAZEM 1Q 2019	3 465 636	273 773	207 076 112,2

¹⁾ Ujęcie księgowo

Dane dotyczące ENEA Ciepło

Wyszczególnienie	1Q 2018	1Q 2019	Zmiana
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej (netto) [GWh] w tym:	148	139	-6,1%
Produkcja netto ze źródeł konwencjonalnych [GWh] – z wyłączeniem spalania biomasy	110	113	2,7%
Produkcja z odnawialnych źródeł energii netto – spalanie biomasy [GWh]	38	26	-31,6%
Produkcja ciepła brutto [TJ] (razem z Ciepłownią Zachód)	1 753	1 566	-10,7%

2.2.2.3. Sprzedaż energii elektrycznej na rynku hurtowym

Wyszczególnienie [GWh]	1Q 2018	1Q 2019
ENEA Wytwarzanie	5 216	4 594
w tym z OZE	86,2	103,5
ENEA Elektrownia Połaniec	2 899,1	2 477,4
w tym z OZE	210,3	353,7
ENEA Ciepło	145,0	139,0
w tym OZE	37,0	27,0
RAZEM	8 260,1	7 210,4

Największym wytwórcą w ENEA Wytwarzanie jest Elektrownia Kozienice, z której w latach 2017-2018 największy wolumen sprzedaży dotyczył podmiotu z GK ENEA - ENEA Trading Sp. z o.o. Sprzedaż była prowadzona na Towarowej Giełdzie Energii S.A. (TGE) w ramach obowiązku sprzedaży własnej produkcji zgodnie z art. 49a Ustawy Prawo Energetyczne (tzw. „obligo giełdowe”). W 2017 r. poziom obligo dotyczył 15% wolumenu wytworzonej energii elektrycznej, a w roku 2018 został zwiększony do poziomu 30%. Dodatkowo była realizowana sprzedaż w ramach Rynku Bilansującego, wynikająca z pracy Jednostek Centralnie Dysponowanych w systemie KSE.

W 1Q 2019 sprzedaż energii w ramach GK ENEA dotyczyła kontraktów z rzeczywistą dostawą energii po 1 stycznia 2019 r., uzgodnionych i zawartych przed 1 sierpnia 2018 r. W kolejnych okresach cała energia elektryczna z dostawą po 1 stycznia 2019 r. sprzedawana jest poprzez TGE. W ramach Segmentu OZE (elektrownie wodne, wiatrowe i biogazownie) sprzedaż była realizowana na podstawie zawartych Umów, z których cała energia kierowana jest do podmiotów z Grupy Kapitałowej. Podobnie dotyczyło to także ENEA Ciepło (Elektrociepłowni Białystok), gdzie sprzedaż energii kierowana była głównie do ENEA Trading i na Rynek Bilansujący. W przypadku ENEA Elektrownia Połaniec sprzedaż w latach 2017-2018 była prowadzona głównie do spółek z GK ENGIE (2017) i GK ENEA (2018). Ponadto, analogicznie jak dla Elektrowni Kozienice, była prowadzona sprzedaż na TGE w ramach obligo giełdowego.

2.2.2.4. Zakup energii elektrycznej na rynku hurtowym

Zakup energii elektrycznej jest realizowany w ramach możliwości rynkowych gwarantujących osiągnięcie zakładanego efektu finansowego oraz w celu ograniczenia skutków braku odpowiedniego poziomu mocy dyspozycyjnej i awarii. Zakup energii elektrycznej w ramach Rynku Bilansującego wynika z bieżącego bilansowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego przez Operatora. W ramach ENEA 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.

Wyszczególnienie [GWh]	1Q 2018	1Q 2019
ENEA Wytwarzanie	1 242,7	734,1
ENEA Elektrownia Połaniec, w tym:	712,8	423,9
zakup na rynku hurtowym	371,8	210,7
zakup na rynku bilansującym	340,9	213,0
zakup pozostały	0,1	0,1
ENEA Ciepło	0,7	0,1
RAZEM	1 956,2	1 158,1

2.2.2.5. Zaopatrzenie w paliwa

Podstawowym paliwem używanym do wytwarzania energii elektrycznej jest węgiel kamienny w asortymencie miał. Głównym dostawcą węgla dla ENEA Wytwarzanie – Elektrownia Kozienice w 1Q 2019 była spółka LW Bogdanka S.A. (udział 78,1% w całości dostaw węgla). W Elektrowni Kozienice w 1Q 2019 nie było prowadzone współspalanie biomasy. Głównym dostawcą węgla dla Elektrowni Połaniec w 1Q 2019 była: LW Bogdanka S.A. (udział 48% w całości dostaw węgla). Pozostały portfel węgla był dostarczany przez innych krajowych dostawców.

ENEA Wytwarzanie – Elektrownia Kozienice

Typ paliwa	1Q 2018		1Q 2019	
	Ilość [tys. ton]	Koszt ¹⁾ [mln zł]	Ilość [tys. ton]	Koszt ¹⁾ [mln zł]
Węgiel kamienny	1 556	350	1 919	503
Biomasa	-	-	-	-
Olej opałowy (ciężki) ²⁾	1	1	2	3
Olej opałowy (lekki) ³⁾	3	8	1	4
Gaz [tys. m ³] ⁴⁾	4 983	6	4 926	8
RAZEM		365		518

¹⁾ Węgiel i biomasa z transportem

²⁾ Paliwo rozpałkowe w Elektrowni Kozienice bl. 1-10

³⁾ Paliwo rozpałkowe Bloku 11

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

ENEA Ciepło - Elektrociepłownia Białystok

Podstawowymi paliwami używanymi w ENEA Ciepło Sp. z o.o. (Elektrociepłownia Białystok) w 1Q 2019 były: węgiel i biomasa – głównie w postaci zrębki leśnej, zrębki z wierzby energetycznej, pozostałości z produkcji rolnej. W tym okresie dostawy biomasy realizowane były przez 10 podmiotów. Ponad 41% biomasy dostarczone zostało na teren ENEA Ciepło Sp. z o.o. źródło wytwórcze Elektrociepłownia Białystok transportem kolejowym. W 1Q 2019 dostawy węgla do ENEA Wytwarzanie – Segment Ciepło były głównie realizowane przez LW Bogdanka (ponad 97% ogółu dostaw) oraz innych krajowych dostawców.

Typ paliwa	1Q 2018		1Q 2019	
	Ilość [tys. ton]	Koszt ¹⁾ [mln zł]	Ilość [tys. ton]	Koszt ¹⁾ [mln zł]
Węgiel kamienny	45	14	75	24
Biomasa	85	13	58	11
Olej opałowy	0,1	0,3	0,2	0,4
RAZEM	130,1	27,3	133,2	35,4

¹⁾ Z transportem

2.2.2.6. Transport węgla

Elektrownia Kozienice

Jedynym środkiem transportu wykorzystywanym dla dostaw węgla kamiennego do Elektrowni Kozienice w 1Q 2019 był transport kolejowy, realizowany w głównej mierze przez spółkę PKP Cargo S.A., która przewiozła ok. 78 % dostarczonego do ENEA Wytwarzanie węgla. W znacznie mniejszej skali przewozy węgla realizowane były przez CD Cargo Poland Sp. z o.o. oraz jej podwykonawców (ok. 13,4%), jak również innych przewoźników działających na zlecenie dostawców węgla.

ENEA Elektrownia Połaniec

Transport węgla w ENEA Elektrownia Połaniec w 1Q 2019 realizowany był przez PKP Cargo S.A.

ENEA Ciepło

Transport kolejowy węgla do ENEA Ciepło Sp. z o.o. Oddział Elektrociepłownia Białystok w 1Q 2019 był realizowany przez PKP Cargo S.A.

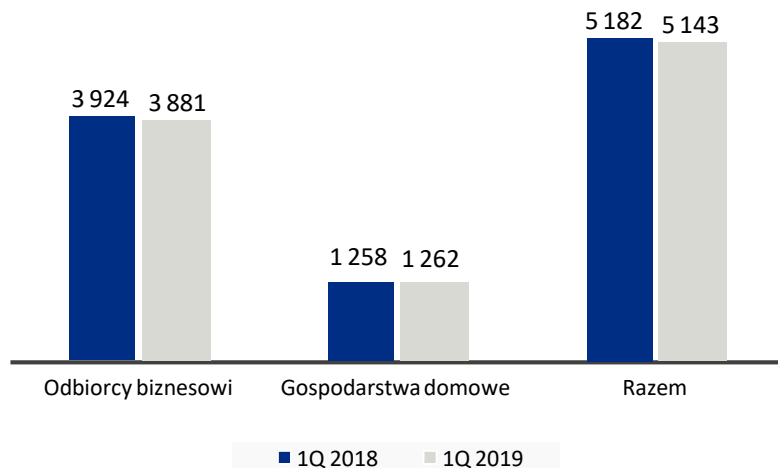
ENEA Elektrownia Połaniec

Typ paliwa	1Q 2018		1Q 2019	
	Ilość [tys. ton]	Koszt ¹⁾ [mln zł]	Ilość [tys. ton]	Koszt ¹⁾ [mln zł]
Węgiel kamienny	814	182	1 072	277
Biomasa	228	43	406	112
Olej opałowy	2	3	2	3
RAZEM	1 044	228	1 480	392

¹⁾ Z transportem

2.2.3. Dystrybucja

Sprzedaż usług dystrybucyjnych [GWh]



104,94 – Długość linii [tys.km]

17,88 – Długość przyłączy [tys.km]

38,01 – Liczba stacji elektro-energetycznych [tys. szt.]

847,90 – Liczba przyłączy [tys. szt.]

Liczba odbiorców

Wyszczególnienie	1Q 2018	1Q 2019	Zmiana
Liczba Odbiorców na koniec okresu	2 560 438	2 598 459	1,5%



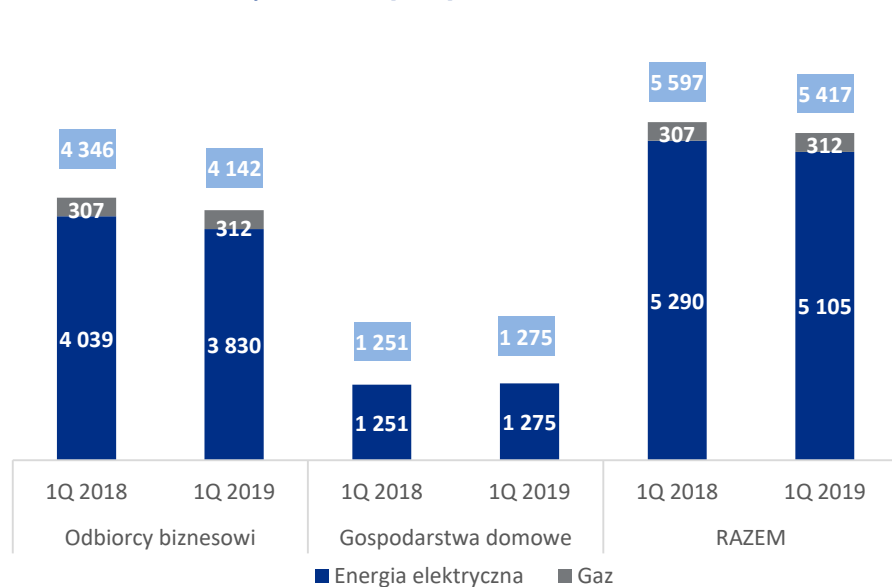
2.2.4. Obrót

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

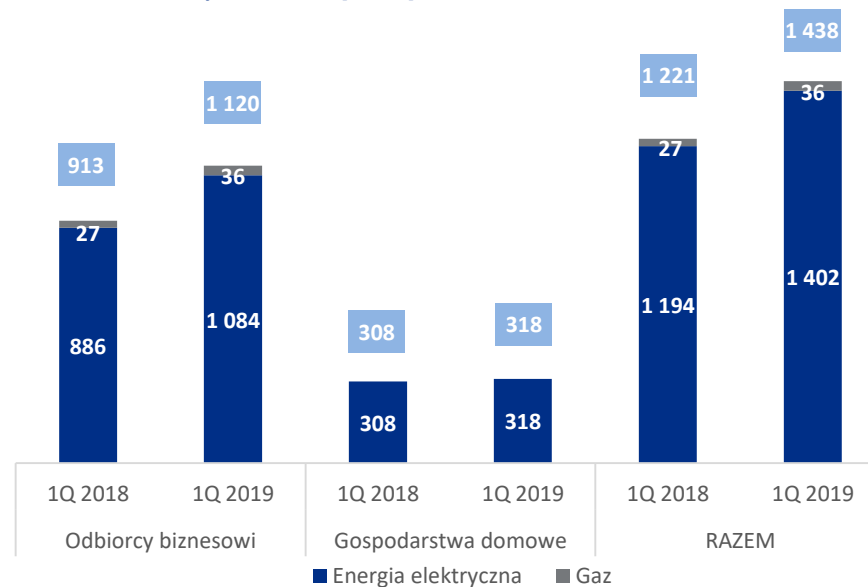
W 1Q 2019 w stosunku do 1Q 2018 nastąpił spadek łącznego wolumenu sprzedaży o 180 GWh, tj. o ponad 3%. Spadek sprzedaży energii elektrycznej odnotowano w segmencie odbiorców biznesowych (o 209 GWh, tj. o ok. 5%), natomiast w segmencie gospodarstw domowych nastąpił wzrost wolumenu sprzedaży energii elektrycznej (o 24 GWh, tj. o ok. 2%). Nieznacznemu zwiększeniu uległ wolumen sprzedaży paliwa gazowego w stosunku do analogicznego kwartału ubiegłego roku (o 5 GWh, tj. o ok. 2%).

Łączne przychody ze sprzedaży w 1Q 2019 wzrosły o 217 mln zł, tj. o blisko 18% w stosunku do analogicznego okresu 2018 r. Wzrost przychodów odnotowano zarówno w segmencie odbiorców biznesowych (o 207 mln zł, tj. o blisko 23%), jak również w segmencie gospodarstw domowych (o 10 mln zł, tj. 3%). Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej w 1Q 2019 uwzględniają dostosowanie przez Spółkę do zapisów Ustawy z dnia 28 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw, w zakresie stosowania odpowiednich cen i stawek dla Taryfy dla energii elektrycznej dla odbiorców z grup taryfowych G zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (tj. na poziomie cen z 31 grudnia 2018 r.), jak i pozostałych cenników (tj. Taryfy dla energii elektrycznej dla odbiorców z grup taryfowych A, B, C, R oraz cenników produktowych dla klientów z grup taryfowych G na poziomie z 30 czerwca 2018 r.). Ponadto Spółka dokonała dostosowania cen z tytułu zmiany stawki podatku akcyzowego. W pozostałym zakresie przychody nie uwzględniają potencjalnej korekty cen wynikającej z Ustawy z dnia 28 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw, z uwagi na brak rozporządzenia wykonawczego do Ustawy.

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



Sprzedaż energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym ENEA S.A. [mln zł]



2.3. Strategia rozwoju

MISJA:

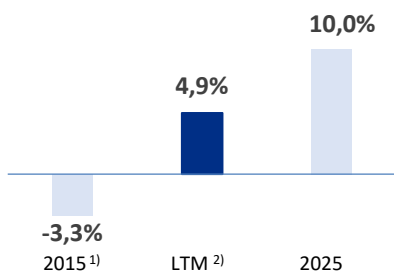
ENEA dostarcza stale doskonałe produkty i usługi, wyprzedzając oczekiwania Klientów dzięki zmotywowanym zespołom pracującym w przyjaznej, bezpiecznej i innowacyjnej organizacji.

WIZJA:

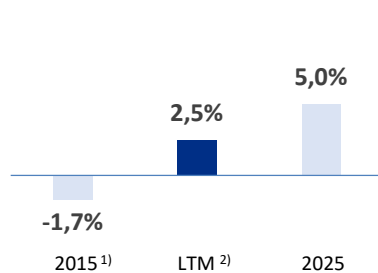
ENEA jest wiodącym dostawcą zintegrowanych produktów i usług surowcowo-energetycznych oraz innych innowacyjnych usług dla szerokiego grona Klientów, cenionym za jakość, kompleksowość i niezawodność.

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

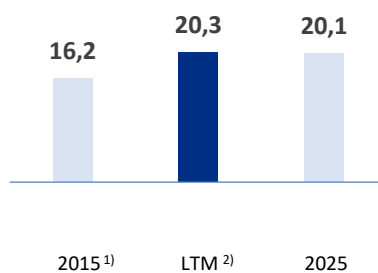
Wskaźnik rentowności kapitału (ROE)



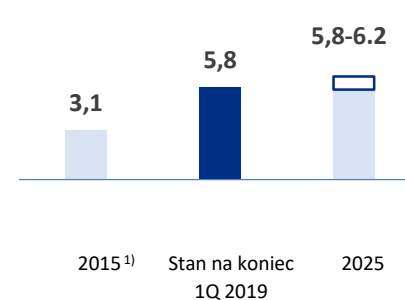
Wskaźnik rentowności aktywów (ROA)



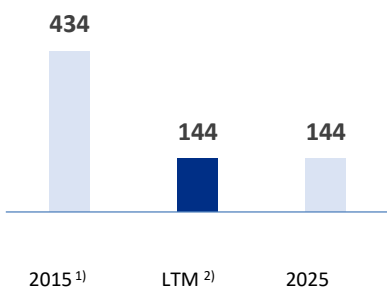
Sprzedaż energii elektrycznej do klientów końcowych [TWh]



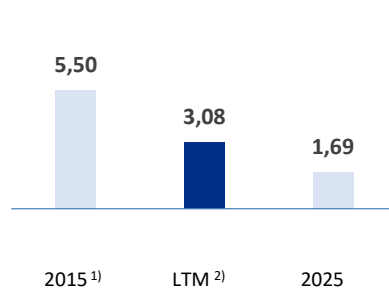
Zainstalowane konwencjonalne moce wytwórcze [GW]



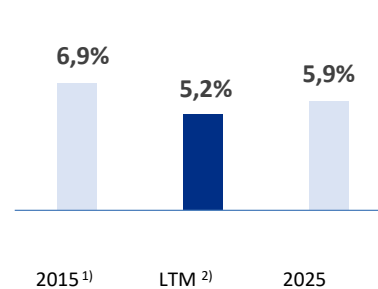
Wskaźnik SAIDI [minuty]



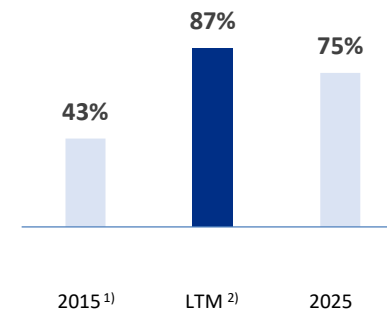
Wskaźnik SAIFI



Wskaźnik strat sieciowych w dystrybucji



Wskaźnik zużycia węgla kamiennego z własnych aktywów wydobywczych na potrzeby własne



¹⁾ Rok odniesienia

²⁾ LTM obejmujący okres 2-4Q 2018 – 1Q 2019

2.4. Realizowane działania i inwestycje

2.4.1. Nakłady inwestycyjne w 1Q 2019

Nakłady inwestycyjne [mln zł]	1Q 2018	1Q 2019	Stopień realizacji Planu	Plan 2019
Wytwarzanie	60,2	88,6	14,3%	619,1
Dystrybucja	113,0	197,0	19,5%	1 011,5
Wydobycie	84,8	80,0	13,8%	580,5
Wsparcie i inne	8,4	16,4	10,4%	157,6
Inwestycje kapitałowe	171,0	181,2	71,8%	252,4
RAZEM nakłady GK ENEA	437,4	563,2	21,5%	2 621,1

2.4.2. Realizacje kluczowych projektów w 1Q 2019

Wydobycie

Inwestycje rozwojowe:

- Pole Ostrów - prace projektowe
- Zakup dóbr gotowych, maszyn i urządzeń

Inwestycje operacyjne:

- Nowe wyrobiska i modernizacja istniejących - w 1Q wykonano 7,9 km chodników

Wytwarzanie

ENEA Wytwarzanie

- Zabudowa instalacji katalitycznego odazotowania spalin wraz z modernizacją elektrofiltrów dla kotłów AP- 1650 bloków nr 9 i 10 w ramach Programu modernizacji bloków 2 x 500 MW – kontynuacja z 2018 r.
- Modernizacja bloku nr 9 w ramach Programu modernizacji bloków 2 x 500 MW – kontynuacja z 2018 r.
- Modernizacja bloku nr 7
- Modernizacja bloku nr 2
- Dostosowanie ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o. Segment Elektrownie Systemowe do konkluzji BAT

ENEA Elektrownia Połaniec

- Modernizacja bloku numer 5 – projekt FENIKS Bloku 5
- Dostosowanie EEP do konkluzji BAT

ENEA Ciepło

- Modernizacja elektrofiltru kotła K8
- Odtworzenie chłodni wentylatorowej TZ4
- Upgrade systemu Experion PKS na blokach i układach pozablokowych oraz bazy PHD
- Odtworzenie turbozespołu TZ3
- Konwersja kotła K-1 na paliwo gazowe

Dystrybucja

- Zakończenie realizacji szeregu inwestycji związanych z rozbudową i modernizacją sieci elektroenergetycznych, w tym związanych z przyłączeniem do sieci, jak również przebudowa linii LN_110 kV relacji Morzyczyn - Drawski Młyn na odcinku Żukowo – Choszczno II oraz przebudowa linii LN_110 kV Wałcz – Wałcz Północ – Mirosławiec
- Kontynuacja istniejących i rozpoczęcie nowych inwestycji, których realizacja będzie prowadzona w trakcie 2019 r. i w latach następnych
- Kontynuacja rozwoju narzędzi informatycznych wspomagających zarządzanie siecią
- Budowa i modernizacja szeregu elementów infrastruktury sieciowej, takich jak linie wysokiego, średniego i niskiego napięcia oraz stacje transformatorowe

Obszar Handlu Detalicznego

Kluczowym projektem realizowanym w ramach obszaru Handlu Detalicznego był projekt dotyczący dostosowania GK ENEA do nowych regulacji prawnych zawartych w Ustawie z 28 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz zmianie niektórych innych. Projekt obejmuje zarówno procesy biznesowe, jak i narzędzia oraz systemy informatyczne.

Efektom prac ma być gotowość organizacji do praktycznej realizacji zapisów ustawy i aktów wykonawczych.

W ramach Projektu:

- Opracowano i przeprowadzono akcję informacyjną dotyczącą zmian cen energii
- Przygotowano bazy danych do dalszych działań
- Dostosowano systemy informatyczne do zmian cen, w tym zmiany stawki podatku akcyzowego
- Dostosowano ofertę produktową wraz z cennikami
- Dostosowano procesy biznesowe

Obszar Obsługi Klienta

- Kontynuacja projektu nowej wizualizacji Biura Obsługi Klienta – prace nad modernizacją Biura Obsługi Klientów w Gnieźnie
- Kontynuacja prac nad wprowadzeniem automatyzacji procesów obsługowych, z wykorzystaniem m.in. robotyzacji procesów biznesowych (RPA), która przełoży się na terminową realizację kluczowych wskaźników w ramach realizowanych procesów
- Uruchomienie zmodernizowanego Elektronicznego Biura Obsługi Klientów (eBOK), bardziej przyjaznego dla użytkowników i zapewniającego prostszą obsługę

- Uruchomienie możliwości realizacji płatności elektronicznych w eBOK przez drugiego Operatora Płatności PayU
- Wdrożenie badania zadowolenia Klientów z obsługi w Biurach Obsług Klienta (ankiety satysfakcji)
- Wdrożenie systemu wspierającego zarządzanie informacją o Klientach, tj. Centralnej Bazy Klientów (CBK)
- Wdrożenie elektronicznego długopisu do podpisywania umów w Biurze Obsługi Klientów w celu uproszczenia procesu obsługi i minimalizacji ilości drukowanych dokumentów – przeprowadzenie pilotażu w BOK w Gorzowie Wielkopolskim

Obszar Handlu Hurtowego

- Projekt „Stworzenie systemu obsługi logistycznej dostaw biomasy przez porty morskie do ENEA Elektrownia Połaniec Spółka Akcyjna”
- Projekt „Aukcja główna mocy 2024 i rynek wtórny”, którego głównym celem jest przygotowanie aktywów GK ENEA do certyfikacji ogólnej oraz opracowanie i wdrożenie strategii uczestnictwa w aukcji głównej na rok 2024, aukcjach dodatkowych na 2021 oraz działań na rynku wtórnym

2.4.3. Zawarte umowy

2.4.3.1. Umowy istotne dla działalności Grupy Kapitałowej ENEA

W 1Q 2019 spółki z Grupy Kapitałowej ENEA nie zawierały umów istotnych, przy czym w okresie sprawozdawczym zawarty został aneks do Wieloletniej Umowy sprzedaży mułu pomiędzy ENEA Wytwarzanie a JSW S.A. Na mocy aneksu całość zakontraktowanych dla ENEA Wytwarzanie na rok 2019 dostaw mułu przekazano do realizacji przez ENEA Elektrownia Połaniec.

2.4.3.2. 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 dystrybuuje 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. W 1Q 2019 ENEA S.A. nie emitowała papierów wartościowych oraz nie zaciągała kredytów. Zadłużenie nominalne ENEA S.A. z tytułu wyemitowanych obligacji oraz zaciągniętych kredytów na 31 marca 2019 r. wyniosło łącznie 8.181 mln zł.

2.4.3.3. Udzielone poręczenia i gwarancje

W trakcie 1Q 2019 spółki z Grupy Kapitałowej ENEA nie udzielały poręczeń i gwarancji o znaczącej wartości. Na 31 marca 2019 r. łączna wartość poręczeń i gwarancji korporacyjnych udzielonych przez ENEA S.A. na zabezpieczenie zobowiązań spółek z Grupy Kapitałowej ENEA wyniosła 109,9 mln zł, natomiast łączna wartość gwarancji bankowych wystawionych na zlecenie ENEA S.A. i stanowiących zabezpieczenie zobowiązań spółek z Grupy Kapitałowej ENEA wyniosła 300,5 mln zł.

2.4.3.4. Transakcje zabezpieczające ryzyko stopy procentowej

W ramach realizacji Polityki Zarządzania Ryzykiem Stóp Procentowych, w 1Q 2019 ENEA S.A. zawarła transakcję zabezpieczającą ryzyko stopy procentowej (Interest Rate Swap) dla ekspozycji o wartości 489 mln zł.

2.4.3.5. Programy emisji obligacji spółek zależnych

Grupa Kapitałowa ENEA przyjęła model finansowania inwestycji prowadzonych przez spółki zależne od ENEA S.A. poprzez finansowanie wewnątrzgrupowe. ENEA S.A. pozyskuje na rynku finansowym długoterminowe środki pieniężne poprzez zaciąganie kredytów lub emisję obligacji, które następnie dystrybuuje wewnątrz Grupy Kapitałowej. Aktualnie ENEA S.A. w obszarach Wytwarzanie i Dystrybucja ma zawarte wewnątrzgrupowe programy emisji obligacji o łącznej wartości 7 861 mln zł. Programy te są w całości wykorzystane i częściowo wykupywane w ratach. Na dzień 31 marca 2019 r. łączne nominalne zaangażowanie z tytułu objętych przez ENEA S.A. obligacji emitowanych w ramach w/w programów wyniosło 6 944 mln zł. 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. łączna kwota obligacji do wykupu w ramach tych programów na 31 marca 2019 r. wynosiła 45 mln zł.

2.4.3.6. Kredyty i pożyczki zaciągnięte przez Spółki Grupy ENEA ze źródeł zewnętrznych

Łączna suma zewnętrznego zadłużenia nominalnego z tytułu zaciągniętych kredytów i pożyczek przez spółki z Grupy Kapitałowej ENEA na 31 marca 2019 r. wyniosła 88 mln zł. W 2019 r. Spółki z Grupy ENEA nie wypowiedziały umów kredytów oraz pożyczek.

2.4.3.7. Pożyczki udzielone przez ENEA S.A.

W roku 2019 ENEA S.A. nie zawarła ze Spółkami Grupy Kapitałowej ENEA oraz innymi spółkami, w których posiada udziały umów pożyczek. Stan zadłużenia nominalnego spółek na 31 marca 2019 r. wynosił 189 mln zł.

2.4.3.8. Transakcje z podmiotami powiązanymi

W okresie 1Q 2019 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 2019 r.



2.5. Otoczenie rynkowe i regulacyjne

Ceny rynkowe w 1Q 2019 – sytuacja globalna

1Q 2019 był kontynuacją trendów spadkowych i ochłodzenia nastrojów na światowym rynku węgla po okresie silnych wzrostów cen obserwowanych w roku 2018. Tendencja spadkowa cen węgla wynikała z ograniczenia popytu na surowiec na rynkach azjatyckich oraz relatywnie cieplej zimy w Europie.

Na obszarze Azji-Pacyfiku spadki cen były konsekwencją zaostrzenia procedur celnych w chińskich portach wobec importu australijskiego węgla energetycznego, co stanowiło czasową presję dla cen węgla indeksowanego przez hub Newcastle. W 1Q 2019 na rynku europejskim popyt na węgiel obniżała zwiększona produkcja energii z wiatru oraz utrzymujące się średnio wysokie stany zapasów powyżej 4,5 mln ton. Presję na popyt oraz ceny w portach ARA stanowił bardzo duży import węgla z Rosji, oferowany po konkurencyjnych cenach, co skutkuje okresowym przesyleniem rynku w Europie.

Węgiel wciąż pozostaje najistotniejszym źródłem energii elektrycznej na świecie. W 2018 r. kontynuowany był proces wzrostu głównego zapotrzebowania na węgiel w Azji, gdzie energetyka węglowa stanowi podstawę miksu energetycznego Chin i Indii. Zgodnie z prognozą IEA w Europie notuje się spadki zapotrzebowania na węgiel, który wypierany jest przez politykę środowiskową promującą źródła OZE i mniej emisyjne źródła energii, takie jak gaz. W 1Q 2019 w terminalach węglowych ARA za 1 tonę węgla energetycznego płacono średnio 80,6 USD [-8,1% r/r] oraz 86,1 USD [-8,3% r/r] na rynku azjatyckim. W 2019 r. zakłada się stabilizację trendu w przedziałach równowagi 75-65 USD/t dla europejskich terminali węglowych oraz 85-75 USD/t na rynku azjatyckim.

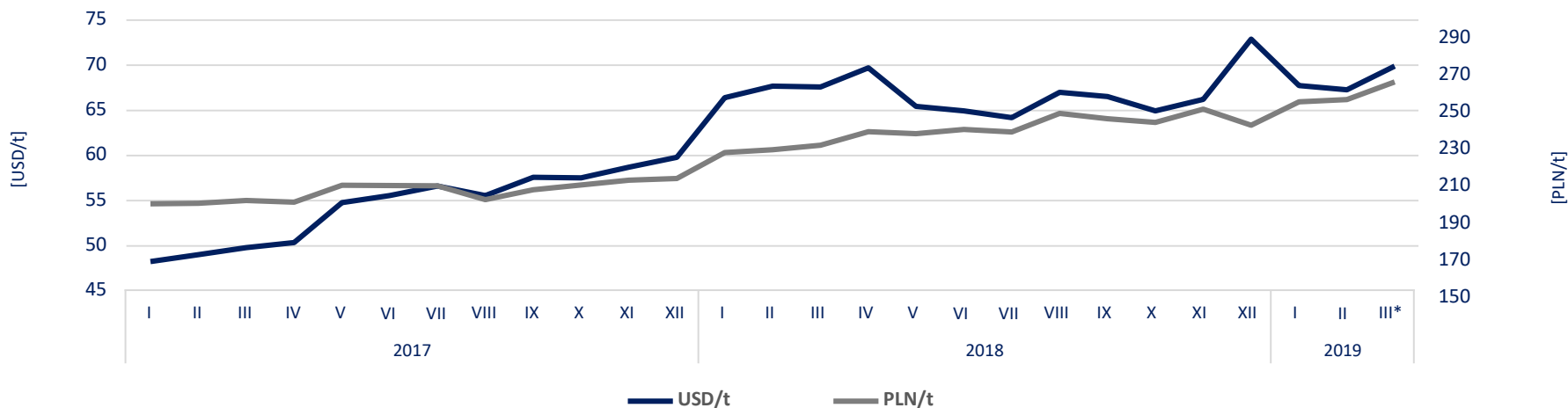
Global Coal Spot Prices [USD/t]



Ceny rynkowe w 1Q 2019 – rynek polski

Indeks węgla dla rynku wytwarzania energii elektrycznej w 1Q 2019 wyniósł ok. 11,93 zł/GJ, co daje 264 zł/t. W porównaniu do analogicznego okresu roku 2018, nastąpił wzrost wartości indeksu o 13,7% oraz wzrost o 6,1% w ujęciu kwartalnym. Obecnie obserwowana jest, wywołana wzmożonym importem w roku 2018, nadwyżka węgla na rynku krajowym na poziomie ok. 6 mln ton oraz rosnące zwały węgla na przykopalnianych hałdach, które fundamentalnie tworzą presję na ceny węgla w horyzoncie przynajmniej krótkoterminowym. Prognoza notowań dla PSCMI1 w roku 2019 wskazuje na utrzymanie się cen węgla energetycznego w przedziale 11-12 zł/GJ. W analizowanym okresie 1 tona węgla energetycznego kosztowała średnio ok. 258,83 zł/t (+5,5% q/q, +30% r/r), co w przeliczeniu na USD wynosi ok. 68 USD/t.

Polish Steam Coal Market Index – PSCMI1



* Prognoza Et.

Ceny hurtowe energii elektrycznej

Średnia cena na rynku SPOT w 1Q 2019 była wyższa o 18,5% w porównaniu do tego samego okresu w 2018 r. We wszystkich analizowanych miesiącach (za wyjątkiem marca) obserwowano ceny znacząco wyższe niż w analogicznym okresie w 2018 r. Na poziom cen wpływ miały następujące czynniki:

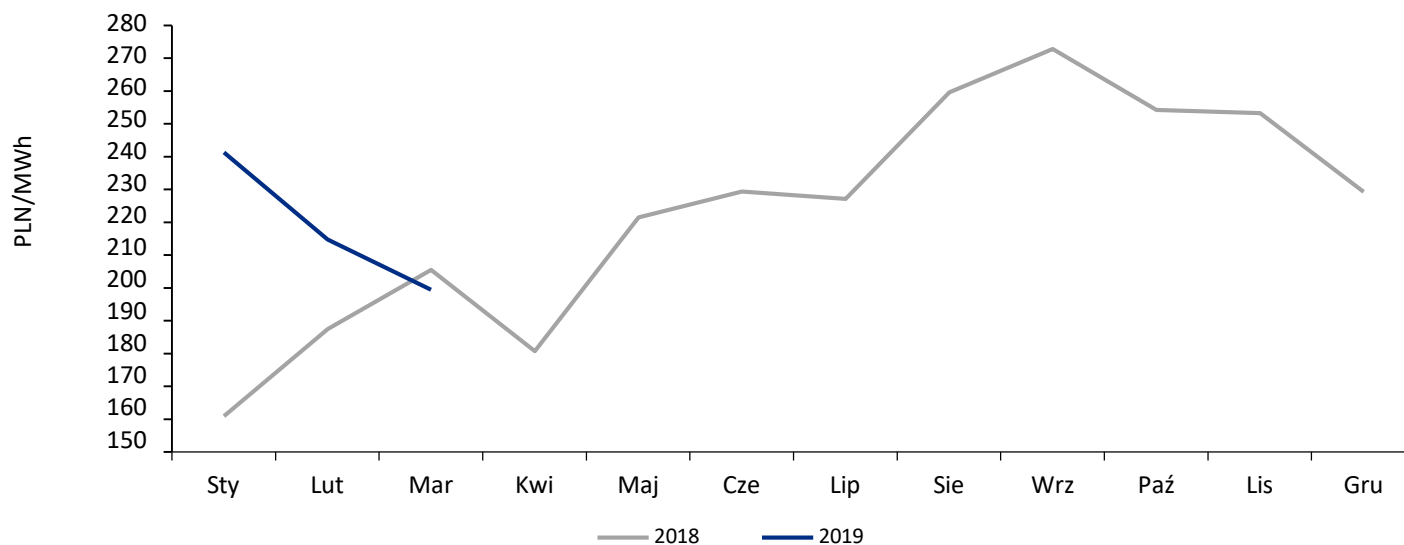
- wysokie ceny uprawnień do emisji CO₂ dla całego analizowanego okresu (czynnik pro-wzrostowy),
- z wyjątkiem stycznia, średnia temperatura powietrza wyższa niż w latach poprzednich (czynnik pro-sпадkowy),
- niższy poziom ubytków mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE), wysoka generacja wiatrowa i tylko w przypadku miesiąca stycznia zwiększone zapotrzebowanie na moc w KSE (czynniki ograniczające wzrost cen).

Średnie ceny na rynku SPOT (TGE Rynek Dnia Następnego)

Okres	Średnia cena [zł/MWh]	Zmiana [%]
1Q 2018	184,56	
1Q 2019	218,68	↑18,5%

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z TGE.

Średnie ceny energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego



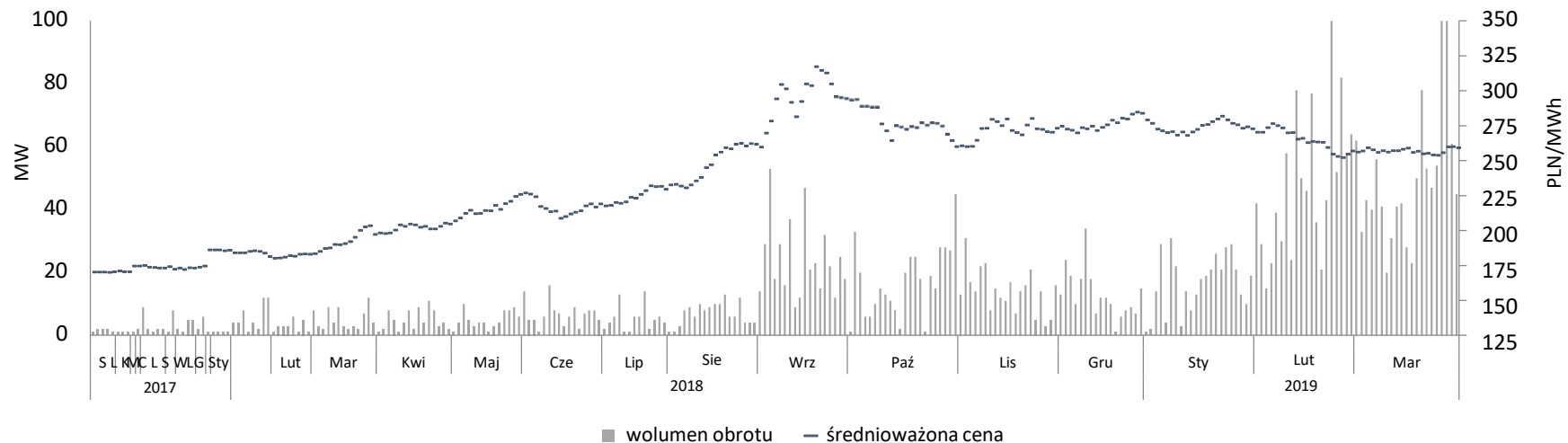
Na rynku terminowym obserwowaliśmy spadek cen energii elektrycznej. W trakcie okresu sprawozdawczego cena produktu BASE Y-20 spadła z poziomu 279,00 zł/MWh na początku stycznia do 259,50 zł/MWh na koniec marca 2019 r.

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-17	162,0		159,3	
BASE Y-18	177,7	↑9,7%	167,0	↑4,8%
BASE Y-19	294,5	↑65,8%	237,1	↑42,0%
BASE Y-20	259,5	↓11,9%	260,1	↑9,7%

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z TGE i TFS

Ceny i wolumeny transakcji - BASE Y-20



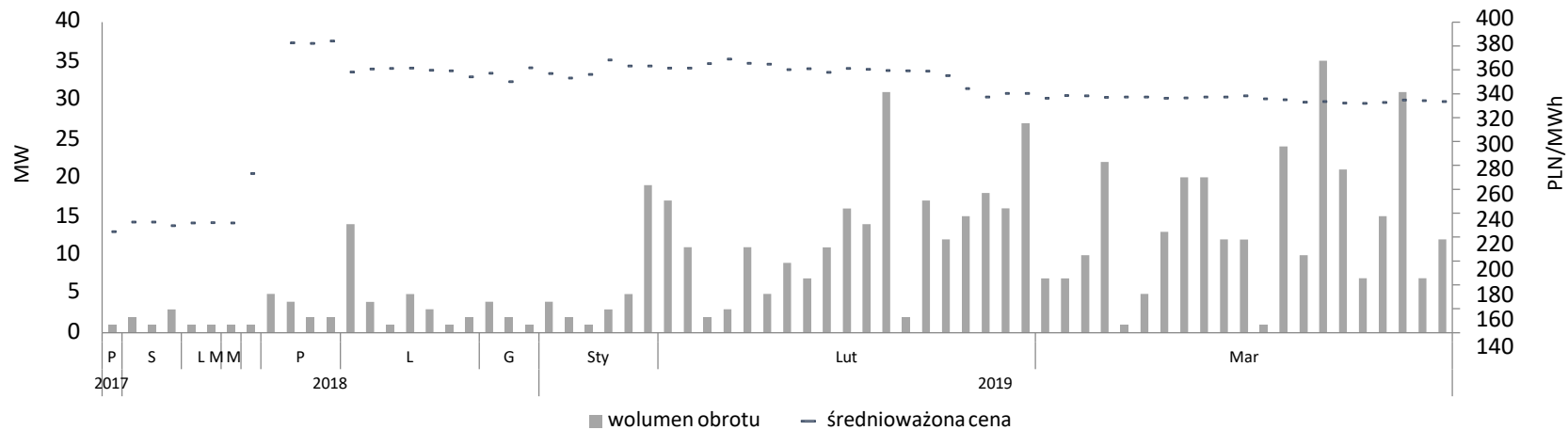
Na wahania cen wpływ miały zarówno zmiany poziomów cen uprawnień do emisji CO₂, jak i niepewność dotycząca prac legislacyjnych związanych z „zamrożeniem” cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych.

Pomimo wprowadzenia 100% tzw. „obligacji giełdowego” na rynku terminowym TGE nie odnotowano znacznie zwiększonej płynności. Sumaryczny wolumen obrotu na produkcie BASE Y-20 w 1Q 2019 był w analogicznym okresie o 9,5% wyższy niż na produkcie BASE Y-19 w analogicznym okresie. Do sytuacji tej również mogła przyczynić się niepewność legislacyjna.

Podobnie do BASE Y-20 zmieniały się ceny PEAK Y-20. Na początku stycznia wycena rynkowa tego produktu wynosiła 357,25 zł/MWh, a na koniec marca 2019 r. 334,00 zł/MWh.

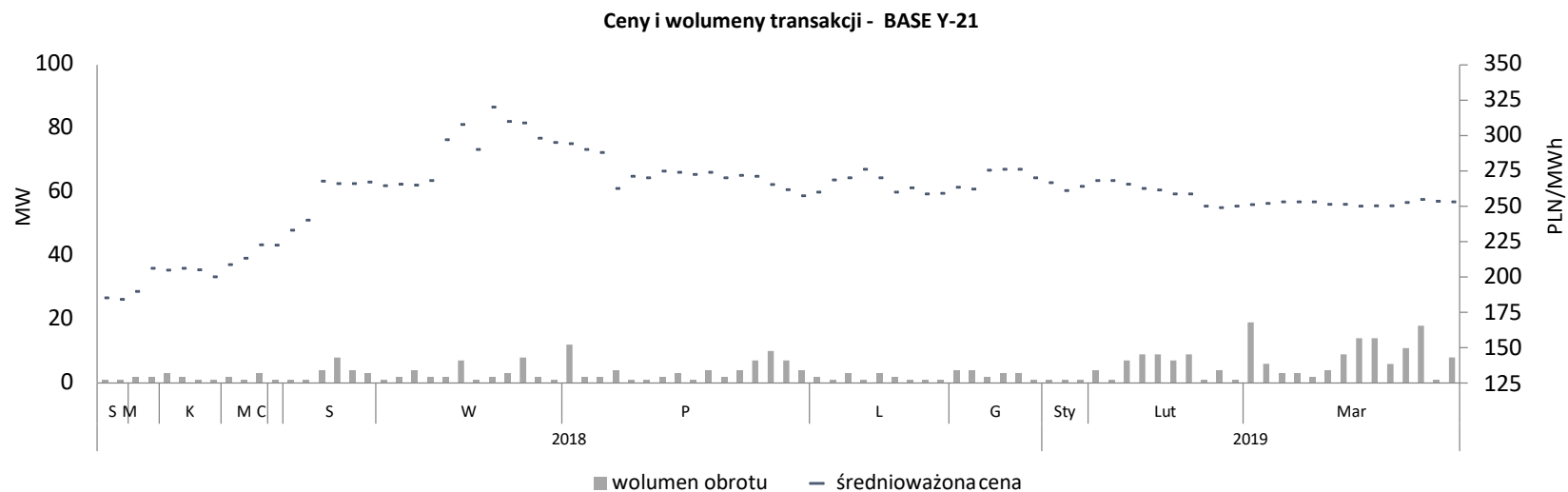


Ceny i wolumeny transakcji - PEAK Y-20



W 1Q 2019 zawierano również transakcje na produkt BASE Y-21, jednak z uwagi na odległy horyzont dostawy wolumen obrotu był zdecydowanie niższy niż w przypadku BASE Y-20.

Ceny i wolumeny transakcji - BASE Y-21



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

Obowiązki w zakresie uzyskiwania świadectw pochodzenia energii

Zgodnie z obowiązującymi przepisami przedsiębiorstwa energetyczne sprzedające energię elektryczną odbiorcom końcowym w 2018 r. zobligowane były do uzyskania i umorzenia następujących rodzajów świadectw pochodzenia (realizacja obowiązku do końca czerwca 2019 r.):

- dla energii wytworzonej w odnawialnych źródłach, tzw. świadectwa „zielone” - obowiązek na poziomie 17,5% sprzedaży odbiorcom końcowym,
- dla energii wytworzonej z biogazu rolniczego - obowiązek na poziomie 0,50% sprzedaży odbiorcom końcowym,
- dla energii wytworzonej w kogeneracji opalanej metanem, tzw. świadectwa „fioletowe” - obowiązek na poziomie 2,3% sprzedaży odbiorcom końcowym,
- dla energii wytworzonej w jednostkach kogeneracyjnych gazowych lub o łącznej mocy zainstalowanej do 1 MW, tzw. świadectwa „żółte” - obowiązek na poziomie 8,0%,
- dla energii wytworzonej w pozostałych źródłach kogeneracyjnych, tzw. świadectwa „czerwone” - obowiązek na poziomie 23,2%,
- świadectw efektywności energetycznej, tzw. świadectw „białych” - obowiązek na poziomie 1,5%.

Z dniem 31 grudnia 2018 r. wygaś dotychczasowy system wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji oparty o system świadectw pochodzenia.

W przypadku sprzedaży energii w 2019 r. wielkości te są następujące:

- dla energii wytworzonej w odnawialnych źródłach, tzw. świadectwa „zielone” - obowiązek na poziomie 18,5% sprzedaży odbiorcom końcowym,
- dla energii wytworzonej z biogazu rolniczego – obowiązek na poziomie 0,50% sprzedaży odbiorcom końcowym,
- dla świadectw efektywności energetycznej, tzw. świadectw „białych” - obowiązek na poziomie 1,5%.

Poniżej przedstawiona została struktura cenowa kontraktacji na rynku sesyjnym TGE na poszczególne prawa majątkowe w 1Q 2019.

Ceny na rynku świadectw pochodzenia (rynek sesyjny TGE)

	Średnia cena 1Q 2019 zł/MWh	Zmiana do 4Q 2018 %	Zmiana do 4Q 2018 zł/MWh	Cena maksymalna zł/MWh	Cena minimalna zł/MWh
OZEX_A (PM „zielone”)	117,6	-21,1%	-31,5	155	77
TGEozebio (PM "błękitne")	300,6	-1,7%	-5,1	310	295
TGEef (PM „białe”) ¹⁾	247,1	-44,1%	-197,9	499	107,5
TGEeff (PM „białe”) ¹⁾	1 654,0	1,2%	20,3	1 654,0	1 654,0
TGEef18 (PM „białe”) ¹⁾	216,0	-48,2%	-201,0	485	1 000,0

¹⁾ Wartości podane w jednostce zł/toe

Limity uprawnień do emisji dwutlenku węgla i ich ceny rynkowe

Z początkiem 2018 r. w życie wszedł pakiet regulacji MiFID II mający na celu wzmocnienie rynków instrumentów finansowych oraz ochronę uczestników rynków kapitałowych w Europie. Państwa członkowskie UE w ramach dystrybucji darmowych uprawnień na rok 2018 (do 18 maja 2018 r.) wydały 681,49 z 756,58 mln uprawnień EUA (90% puli). Z opublikowanych danych wynika również, że Polska dokonała transferu 89% przysługującej puli uprawnień. Opublikowane zostały informacje dotyczące uprawnień do emisji CO₂ w obiegu wraz z informacją o ilości uprawnień, jakie zostaną przekazane do MSR w ciągu pierwszych 8 miesięcy od 1 stycznia 2019 r., tj. 264,7 mln uprawnień z puli 1 654,6 mln identyfikowanej jako nadwyżka.

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

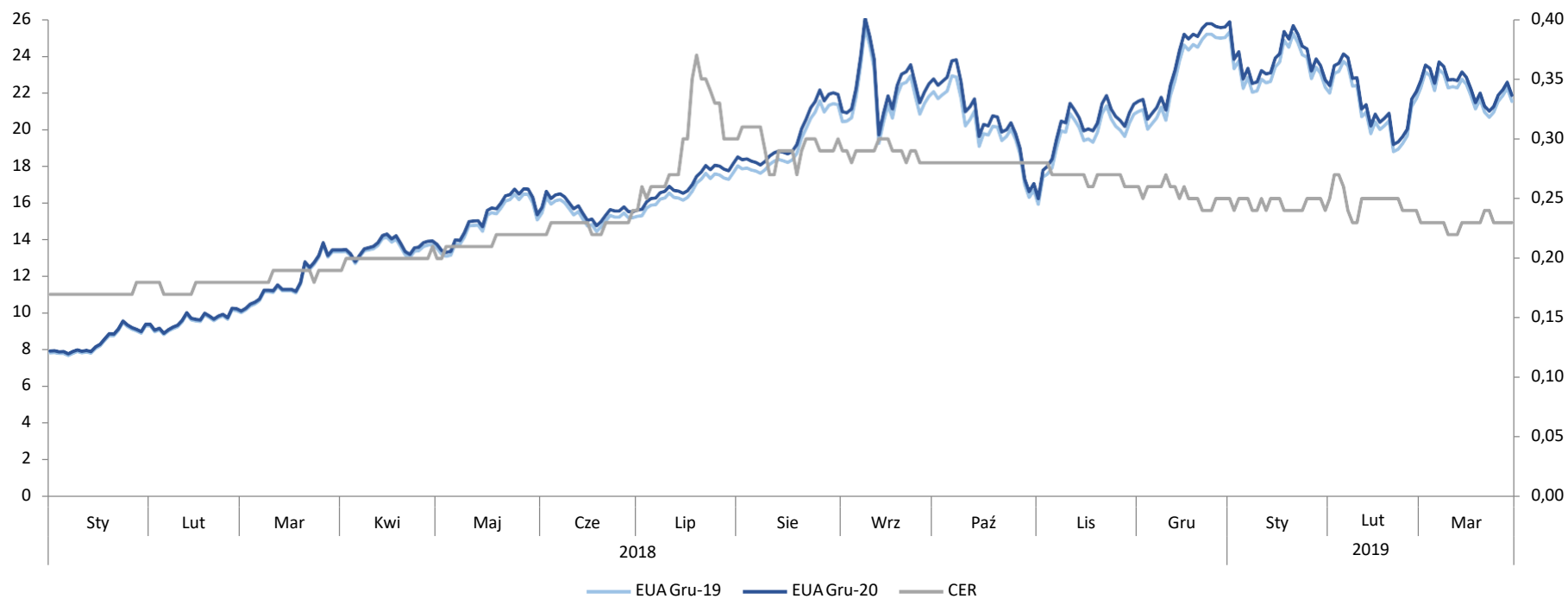
Ceny uprawnień do emisji CO₂ znajdują się na najwyższym poziomie od 2011 r. a większość publikowanych długoterminowych prognoz zakłada dalsze wzrosty cen. Identyfikowaną przyczyną jest uruchomienie w 2019 r. mechanizmu MSR, którego zadaniem jest ograniczenie nadpodaży uprawnień na rynku, poprzez przenoszenie ich do rezerwy. Coraz częściej mówi się też o wpływie działań spekulacyjnych na poziom cen EUA na rynku. W ostatnich miesiącach na ceny uprawnień do emisji CO₂ wpływa również niepewność inwestorów co do ciągle nierozwiązanej kwestii brexitu.

Zmiana cen EUA i CER

Produkt	Cena [EUR/t]		
	Początek stycznia 2019 r.	Koniec marca 2019 r.	Zmiana %
EUA Spot	25,0	21,4	↓ 14,2%
CER Spot	0,3	0,2	↓ 8,0%
EUA gru-19	25,3	21,5	↓ 14,9%
CER gru-19	0,2	0,2	↓ 4,2%

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ICE.

Notowania jednostek EUA (lewa oś) oraz CER (prawa oś) [EUR/t]



3. Sytuacja finansowa

3.1. Kluczowe dane operacyjne i wskaźniki

	J.m.	1Q 2018	1Q 2019	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	tys. zł	2 988 553	4 009 610	1 021 057	34,2%
EBITDA	tys. zł	702 129	798 784	96 655	13,8%
EBIT	tys. zł	338 778	441 340	102 562	30,3%
Zysk netto	tys. zł	254 068	279 806	25 738	10,1%
Zysk netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	tys. zł	240 756	246 154	5 398	2,2%
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	tys. zł	733 332	453 590	-279 742	-38,1%
CAPEX	tys. zł	437 413	563 215	125 802	28,8%
Dług netto / EBITDA ¹⁾	-	2,04	2,60	0,6	27,4%
Rentowność aktywów (ROA) ¹⁾	%	3,6%	3,7%	0,1 p.p.	-
Rentowność kapitału własnego (ROE) ¹⁾	%	7,0%	7,3%	0,3 p.p.	-
Obrót					
Sprzedaż energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym	GWh	5 597	5 417	-180	-3,2%
Liczba odbiorców (Punkty Poboru Energii)	tys.	2 441	2 506	65	2,7%
Dystrybucja					
Sprzedaż usług dystrybucji odbiorcom końcowym	GWh	5 182	5 143	-39	-0,8%
Liczba klientów (stan na koniec okresu sprawozdawczego)	tys.	2 560	2 598	38	1,5%
Wytwarzanie					
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej,	GWh	6 335	6 108	-227	-3,6%
ze źródeł konwencjonalnych	GWh	5 963	5 590	-373	-6,3%
z odnawialnych źródeł energii	GWh	372	518	146	39,2%
Wytwarzanie ciepła brutto	TJ	3 019	2 696	-323	-10,7%
Sprzedaż energii elektrycznej, w tym ²⁾ :	GWh	8 286	7 256	-1 030	-12,4%
ze źródeł konwencjonalnych	GWh	6 001	5 625	-376	-6,3%
z odnawialnych źródeł energii	GWh	334	483	149	44,6%
z zakupu	GWh	1 951	1 148	-803	-41,2%
Sprzedaż ciepła	TJ	2 737	2 443	-294	-10,7%
Wydobycie					
Produkcja netto	tys. t	2 095	2 532	437	20,9%
Sprzedaż węgla	tys. t	1 967	2 365	398	20,2%
Zapasy na koniec okresu	tys. t	152	255	103	67,4%
Roboty chodnikowe	km	9,0	7,9	-1,1	-12,2%

1Q 2019 / 1Q 2018:

Wzrost EBITDA o 97 mln zł

Wzrost sprzedaży węgla o 0,4 mln t

Wzrost produkcji netto węgla o 0,4 mln t

Spadek sprzedaży energii elektrycznej oraz paliwa gazowego odbiorcom detalicznym o 180 GWh

Spadek wytworzonej energii elektrycznej o 227 GWh

Spadek sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym o 39 GWh

Nakłady CAPEX na poziomie 563 mln zł – wzrost głównie w Segmencie Dystrybucji i Segmencie Wytwarzania

¹⁾ Definicja wskaźników na stronie 54

²⁾ Zmiana prezentacyjna danych 1Q2018

3.2. Wyniki finansowe GK ENEA w 1Q 2019

3.2.1. Skonsolidowany rachunek zysków i strat

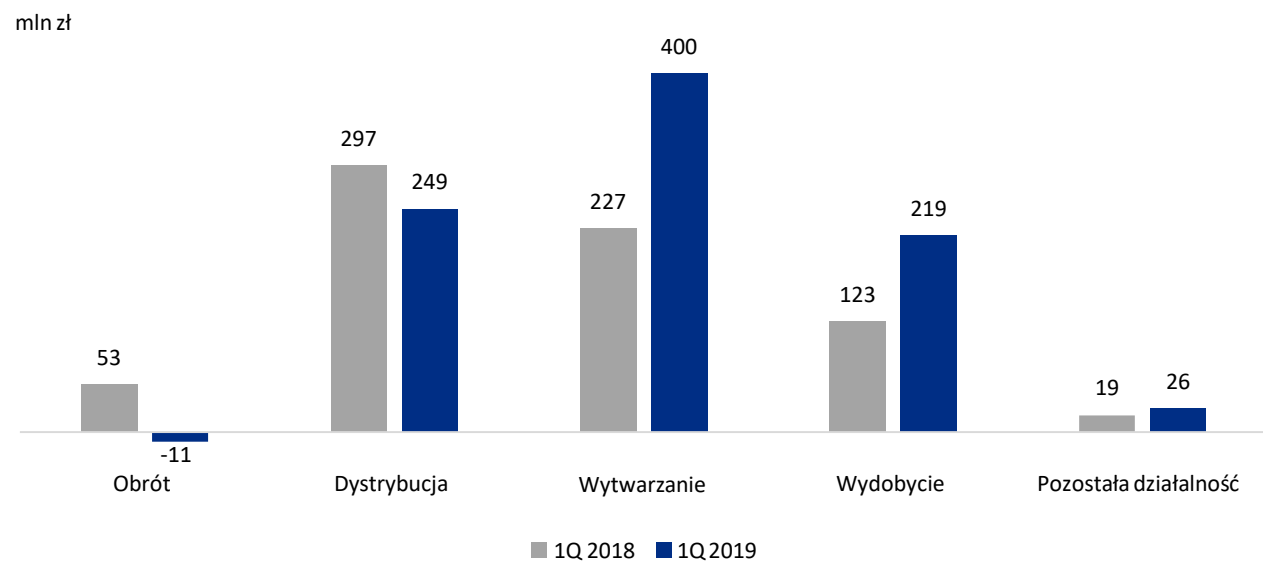
[tys. zł]	1Q 2018	1Q 2019	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	2 017 076	3 017 800	1 000 724	49,6%
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	136 510	124 544	-11 966	-8,8%
Przychody ze sprzedaży gazu	32 954	41 980	9 026	27,4%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	692 829	693 115	286	0,0%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	1 693	3 022	1 329	78,5%
Przychody ze sprzedaży praw do emisji CO ₂	22 532	0	-22 532	-100,0%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	18 291	25 460	7 169	39,2%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	43 230	41 833	-1 397	-3,2%
Przychody ze sprzedaży węgla	23 438	57 304	33 866	144,5%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	0	4 552	4 552	100,0%
Przychody ze sprzedaży netto	2 988 553	4 009 610	1 021 057	34,2%
Amortyzacja	363 351	361 723	-1 628	-0,4%
Koszty świadczeń pracowniczych	410 009	431 200	21 191	5,2%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	605 657	807 452	201 795	33,3%
Zakup energii i gazu na potrzeby sprzedaży	854 942	1 548 787	693 845	81,2%
Usługi przesyłowe	103 201	98 228	-4 973	-4,8%
Inne usługi obce	199 827	208 365	8 538	4,3%
Podatki i opłaty	122 996	121 420	-1 576	-1,3%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	2 659 983	3 577 175	917 192	34,5%
Pozostałe przychody operacyjne	58 468	61 824	3 356	5,7%
Pozostałe koszty operacyjne	44 970	43 510	-1 460	-3,2%
Zysk/(strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	(3 290)	(13 688)	-10 398	-316,0%
Odwroćenie odpisu z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	0	4 279	4 279	100,0%
Zysk operacyjny	338 778	441 340	102 562	30,3%
Koszty finansowe	62 384	79 477	17 093	27,4%
Przychody finansowe	17 905	17 947	42	0,2%
Udział w wynikach jednostek stowarzyszonych i współkontrolowanych	12 609	(7 025)	-19 634	-155,7%
Zysk przed opodatkowaniem	306 908	372 785	65 877	21,5%
Podatek dochodowy	52 840	92 979	40 139	76,0%
Zysk netto okresu sprawozdawczego	254 068	279 806	25 738	10,1%
EBITDA	702 129	798 784	96 655	13,8%

Czynniki zmiany EBITDA GK ENEA (wzrost o 97 mln zł):

- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 1 001 mln zł wynika głównie z wyższego wolumenu sprzedaży o 1.346 GWh oraz wzrostu średniej ceny sprzedaży o 30%, przy jednoczesnym spadku przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży energii ciepłej o 12 mln zł wynika z niższego wolumenu sprzedaży o 299 TJ, przy jednoczesnym wzroście średniej ceny sprzedaży o 2,1%
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży gazu ziemnego o 9 mln zł głównie w wyniku wyższego wolumenu sprzedaży o 16 GWh oraz wyższej średniej ceny sprzedaży o 24,1%
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży praw do emisji CO₂ o 23 mln zł wynika z braku realizacji sprzedaży na rynku SPOT w 1Q 2019
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży towarów i materiałów o 7 mln zł wynika z większego popytu na towary, urządzenia elektrotechniczne i elektroenergetyczne oraz z wyższej sprzedaży złomu pochodzącego z likwidacji chodników
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży węgla o 34 mln zł wynika z wyższego wolumenu dostaw zewnątrzgrupowych przy wyższej cenie
- (+) wzrost przychodów z tyt. leasingu i subleasingu operacyjnego o 5 mln zł w wyniku zmiany prezentacji leasingu (wdrożenie MSSF 16 od 1 stycznia 2019 r.)
- (-) wzrost kosztów świadczeń pracowniczych o 21 mln zł spowodowany głównie wzrostem średniego zatrudnienia, zrealizowanymi podwyżkami oraz zmianą stanu rezerw aktuarialnych, przy jednoczesnym spadku dokonanych odpisów na ZFŚS
- (-) wzrost kosztów zużycia materiałów i surowców oraz wartości sprzedanych towarów o 202 mln zł wynika głównie z wyższych kosztów zakupu węgla, biomasy i uprawnień do emisji CO₂ dla całego Segmentu Wytwarzanie, a także z wyższych wydatków będących pochodną większego wydobycia brutto oraz większych wydatków na części eksploatacyjne do maszyn górniczych
- (-) wzrost kosztów zakupu energii elektrycznej i gazu o 694 mln zł wynika z:
 - (-) energii elektrycznej: cena: +45%; wolumen +1 434 GWh
 - (-) gaz ziemny: cena: +27%; wolumen +17 GWh
 - (+) niższy koszt zakupu PM, przy jednoczesnej zmianie podstawy obowiązku OZE z 17,5% do 18,5%
- (+) spadek kosztów usług przesyłowych o 5 mln zł głównie w wyniku dodatniego salda opłat przenoszonych wynikającego z harmonogramu rozliczeń z odbiorcami końcowymi i PSE
- (-) wzrost kosztów usług obcych o 9 mln zł wynika z zwiększonego zakresu prac zleconych firmom zewnętrznym, przy jednoczesnym wzroście stawek za usługi
- (-) spadek wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 6 mln zł:
 - (+) niższe rezerwy na potencjalne roszczenia o 25 mln zł (w tym: 21,6 mln zł umniejszenie rezerwy związanej pod koniec 2018 r. dotyczącej ujęcia w kosztach skutków finansowych związanych z wejściem w życie Ustawy o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw z dnia 28 grudnia 2018 r.)
 - (-) niższe przychody z tytułu odszkodowań, kar i grzywien o 24 mln zł
 - (-) wyższa strata na likwidacji rzeczowych aktywów trwałych o 10 mln zł

3.2.2. Wyniki na poszczególnych obszarach działalności GK ENEA 1Q 2019

EBITDA [tys. zł]	1Q 2018	1Q 2019	Zmiana	Zmiana %
Obrót	53 290	-10 819	-64 109	-120,3%
Dystrybucja	297 469	248 834	-48 635	-16,3%
Wytwarzanie	227 209	399 767	172 558	75,9%
Wydobycie	123 280	219 416	96 136	78,0%
Pozostała działalność	19 079	26 430	7 351	38,5%
Pozycje nieprzypisane i wyłączenia	-18 198	-84 844	-66 646	-366,2%
EBITDA Razem	702 129	798 784	96 655	13,8%



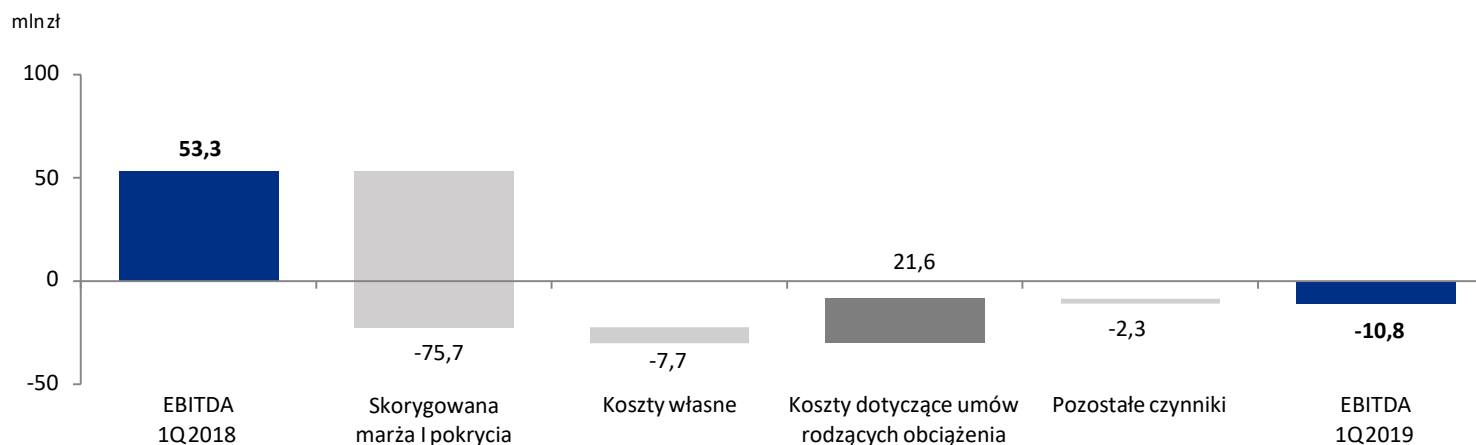
3.2.3. Obszar Obrotu

[tys. zł]	1Q 2018	1Q 2019	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	1 938 539	2 239 456	300 917	15,5%
EBIT	53 148	-11 054	-64 202	-120,8%
Amortyzacja	142	235	93	65,5%
EBITDA	53 290	-10 819	-64 109	-120,3%
CAPEX ¹⁾	0	32	32	100,0%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	40%	40%	-	

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 2019 Czynniki zmiany EBITDA:

Marża i pokrycia

- (-) wzrost średniej ceny zakupu energii o 40,7%
- (-) wzrost kosztów obowiązków ekologicznych o 9,8%
- (+) wzrost średniej ceny sprzedaży energii o 21,7%
- (-) spadek wolumenu sprzedaży energii o 3,5%
- (-) spadek wyniku na obrocie paliwem gazowym
- (-) wzrost kosztów rezerwy z tytułu roszczeń wypowiedzianych umów PM OZE o 0,5 mln zł

Koszty własne

- (-) wyższe koszty bezpośrednie sprzedaży o 6 mln zł
 - (-) wyższe koszty usług wspólnych o 1 mln zł
 - (-) wyższe koszty ogólnego zarządu o 1 mln zł
- Pozostałe czynniki**
- (-) wyższe rezerwy na przewidywane straty i potencjalne roszczenia o 3 mln zł
 - (+) niższe koszty postępowań sądowych o 1 mln zł

Koszty dotyczące umów rodzących obciążenia

- (+) umniejszenie rezerwy związanej na koniec 2018 r. dotyczącej skutków finansowych związanych z wejściem w życie Ustawy o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw z dnia 28 grudnia 2018 r. o 22 mln zł (wartość rezerwy ujętej w kosztach na koniec 2018 r. 79 mln zł)

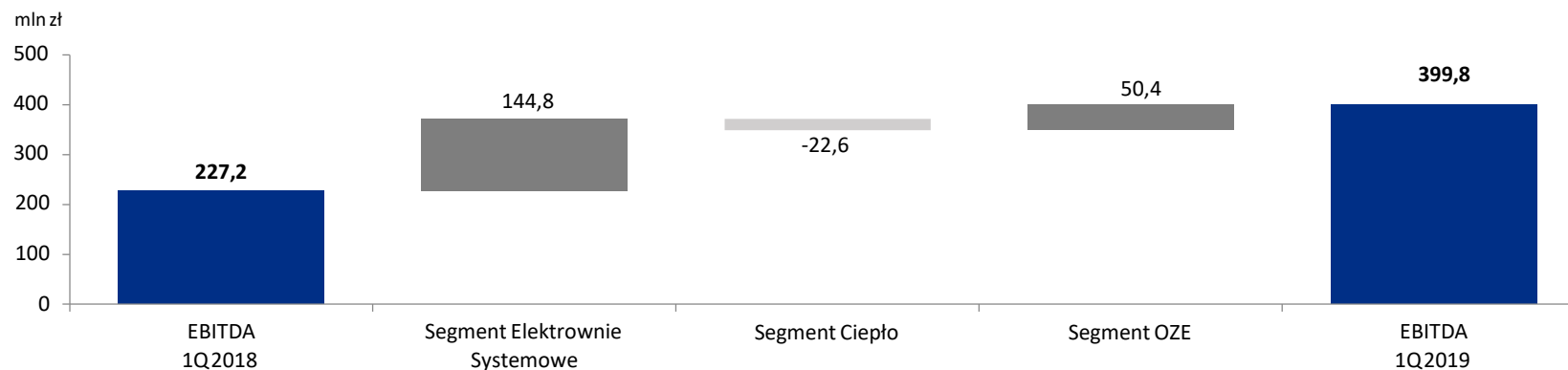
3.2.4. Obszar Wytwarzania

[tys. zł]	1Q 2018	1Q 2019	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	1 644 313	1 929 396	285 083	17,3%
<i>energia elektryczna</i>	1 450 037	1 727 261	277 224	19,1%
<i>świadcstwa pochodzenia</i>	30 122	69 763	39 641	131,6%
<i>sprzedaż uprawnień do emisji CO₂</i>	22 569	0	-22 569	-100,0%
<i>ciepło</i>	134 585	122 348	-12 237	-9,1%
<i>pozostałe</i>	7 000	10 024	3 024	43,2%
EBIT	84 118	262 569	178 451	212,1%
Amortyzacja	143 091	137 198	-5 893	-4,1%
EBITDA	227 209	399 767	172 558	75,9%
CAPEX	60 228	88 650	28 422	47,2%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	34%	35%	1 p.p.	

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

Na koniec marca 2019 r. ENEA Wytwarzanie posiada m.in. 11 wysokosprawnych i zmodernizowanych bloków energetycznych w Elektrowni Kozienice. W wyniku przejęcia, EEP zasililo obszar Wytwarzania o dodatkowe 7 bloków węglowych o łącznej mocy brutto 1.657 MW oraz największy na świecie blok opalany wyłącznie biomasa o zainstalowanej mocy brutto 225 MW.

Roczne zdolności produkcyjne w tym obszarze wynoszą ok. 40 TWh energii elektrycznej.



1Q 2019 Czynniki zmiany EBITDA:

Segment Elektrownie Systemowe – wzrost EBITDA o 144,8 mln zł

- (+) wzrost marży na wytwarzaniu o 117,6 mln zł
- (+) wzrost marży na obrocie i na Rynku Bilansującym o 19,1 mln zł
- (+) spadek kosztów stałych o 10,6 mln zł
- (+) wzrost pozostałych czynników o 3,3 mln zł: wynik na pozostałej działalności operacyjnej +2,7 mln zł
- (-) niższe przychody z Regulacyjnych Usług Systemowych o 5,8 mln zł

Segment Ciepło – spadek EBITDA o 22,6 mln zł

- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 8,9 mln zł
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży ciepła o 9,5 mln zł
- (-) spadek przychodów ze świadectw pochodzenia o 1,3 mln zł
- (-) wzrost kosztów zużycia materiałów i surowców o 10,1 mln zł, w tym wzrost kosztów emisji CO₂ o 5,0 mln zł, zużycia węgla o 3,8 mln zł
- (-) wzrost kosztów usług obcych o 2,3 mln zł
- (-) ENEA Elektrownia Połaniec -2,8 mln zł
- (-) MEC Piła -4,6 mln zł
- (+) ENEA Ciepło Serwis 0,3 mln zł
- (-) PEC Oborniki -0,2 mln zł

Segment OZE – wzrost EBITDA o 50,4 mln zł

- (+) Obszar Biomasa (Zielony blok) 35,0 mln zł (w tym 0,4 mln zł ENEA Bioenergia Sp. z o.o.): wyższa marża na produkcji energii z OZE o 33,8 mln zł, wyższa marża ZB na sprzedaży/aktualizacji zapasu zielonych certyfikatów o 6,2 mln zł, wyższe koszty stałe o 5,4 mln zł
- (+) Obszar Wiatr (+14,8 mln zł): wzrost przychodów z energii elektrycznej o 7,6 mln zł, wzrost przychodów ze świadectw pochodzenia o 5,9 mln zł, wyższy o 1,4 mln zł wynik na pozostałej działalności operacyjnej
- (+) Obszar Woda (+0,5 mln zł): wzrost przychodów ze świadectw pochodzenia o 0,6 mln zł, spadek kosztów wynagrodzeń o 0,5 mln zł, spadek przychodów z energii elektrycznej o 0,6 mln zł

3.2.5. Obszar Dystrybucji

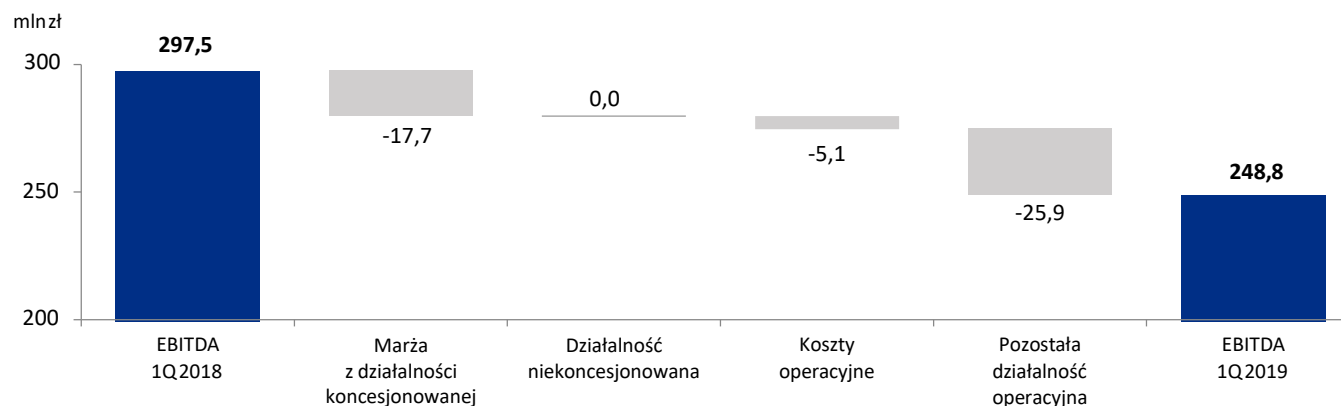
[tys. zł]	1Q 2018	1Q 2019	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	705 691	704 502	-1 189	-0,2%
<i>usługi dystrybucyjne do odbiorców końcowych</i>	674 222	670 082	-4 140	-0,6%
<i>opłaty za przyłączenie do sieci</i>	9 951	13 571	3 620	36,4%
<i>pozostałe</i>	21 518	20 849	-669	-3,1%
EBIT	171 267	111 726	-59 541	-34,8%
Amortyzacja	126 202	141 387	15 185	12,0%
Odwrócenie odpisu z tyt. utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	0	4 279	4 279	100,0%
EBITDA	297 469	248 834	-48 635	-16,3%
CAPEX	113 032	196 944	83 912	74,2%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	15%	13%	-2 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 Pomiar Sp. z o.o.
- Annacond Enterprises Sp. z o.o.



1Q 2019 Czynniki zmiany EBITDA:

Marża z działalności koncesjonowanej

(-) niższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym o 4 mln zł

(+) wyższe przychody z tyt. opłat za przyłączenie do sieci o 4 mln zł

(+) niższe koszty zakupu usług przesyłowych i dystrybucyjnych (saldo) o 4 mln zł

(-) wyższe koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej (saldo) o 21 mln zł

Koszty operacyjne

(-) wyższe koszty świadczeń pracowniczych o 4 mln

(-) wyższe koszty usług obcych o 1 mln zł

Pozostała działalność operacyjna

(-) niższe przychody od ubezpieczyciela z tytułu usuwania skutków szkód losowych o 12 mln zł

(-) zmiana stanu rezerw dotyczących majątku sieciowego o 11 mln zł

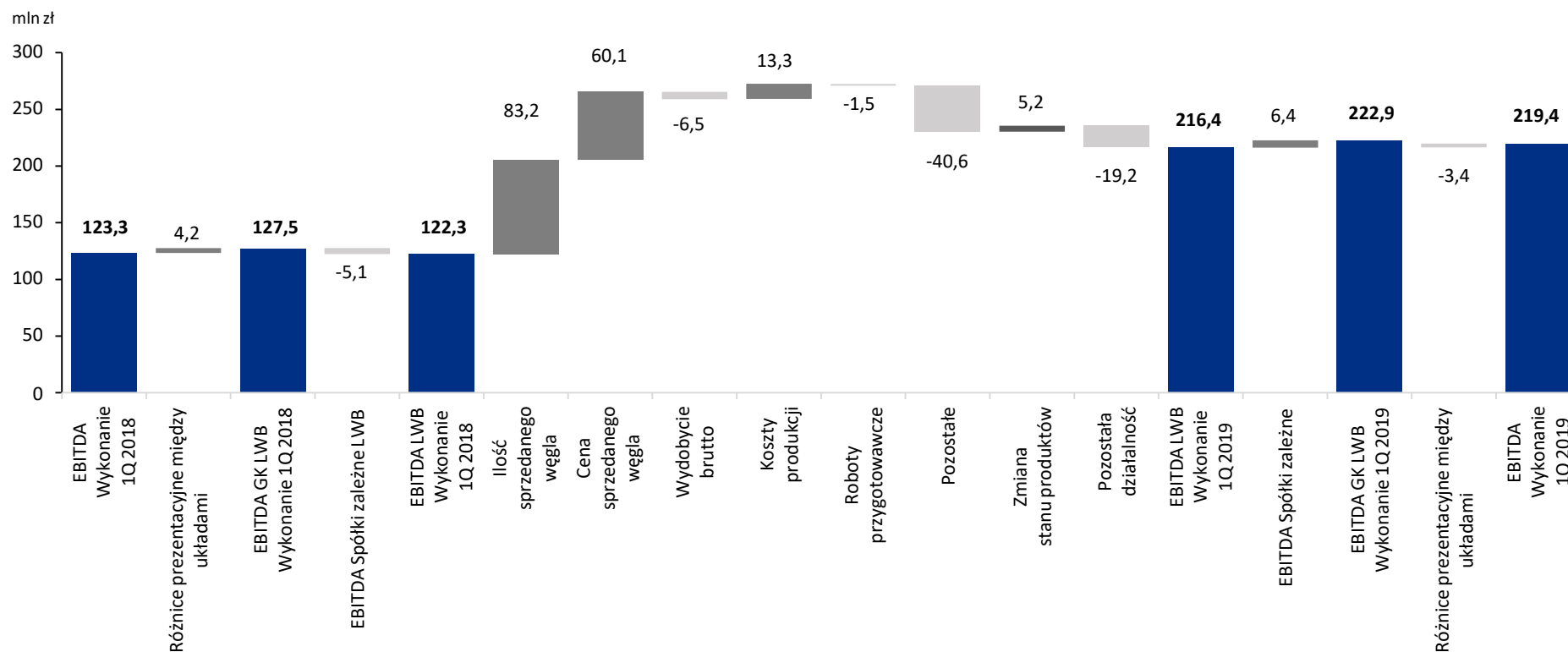
3.2.6. Obszar Wydobywania

[tys. zł]	1Q 2018	1Q 2019	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	398 697	540 818	142 121	35,6%
węgiel	384 604	526 308	141 704	36,8%
pozostałe produkty i usługi	10 093	8 778	-1 315	-13,0%
towary i materiały	4 000	5 732	1 732	43,3%
EBIT	39 203	138 834	99 631	254,1%
Amortyzacja	84 077	80 582	-3 495	-4,2%
EBITDA	123 280	219 416	96 136	78,0%
CAPEX	84 806	80 004	-4 802	-5,7%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	8%	10%	2 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 miął energetyczny, który stanowi 99%, oraz na groszek i orzech.

Głównymi odbiorcami jest energetyka zawodowa i przemysłowa.



1Q 2019 Czynniki zmiany EBITDA:

(+) rentowność EBITDA 40,6% 1Q 2019 wobec 30,9% dla 1Q 2018

(+) wzrost przychodów ze sprzedaży węgla: wyższa sprzedaż ilościowa (+398 tys. t, +20,2%), przy wyższej cenie

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

(-) wyższe o 219 tys. ton wydobycie urobku (+5,9%) – wzrost kosztów produkcji

(+) niższe gotówkowe koszty rodzajowe: świadczenia na rzecz pracowników (w 1Q 2018 wypłacono nagrodę motywacyjną dla pracowników oraz dokonano wyższego odpisu na ZFŚS, jednocześnie średnie zatrudnienie w LWB SA wzrosło o 217 osób rdr.), materiały (w 1Q 2019 zrealizowano mniejszy zakres prac przygotowawczych)

(-) RMK: wzrost kosztów okresu rdr. o 23,6 mln zł (w 2018 saldo rozliczeń czynnych i biernych pomniejszyło koszty okresu o 5,2 mln zł, natomiast w 2019 roku powiększyło koszty okresu o 18,4 mln zł); Rezerwy i pozostałe korekty prezentacyjne: w 2019 roku saldo zmian +21,0 mln zł wobec +4,0 mln zł w 2018 roku (wzrosła wartość likwidowanych wyrobisk oraz rezerw na urlopy pracownicze)

(+) w 1Q 2019 wzrost wartości zapasów o 26,0 mln zł (spadek kosztów), w 1Q 2018 wzrost wartości zapasów o 20,8 mln zł (spadek kosztów)

(-) wynik na pozostałej działalności LWB: 1Q 2018 - rozliczenie ugody zawartej pomiędzy Spółką a konsorcjum firm Mostostal Warszawa S.A. oraz Acciona Infraestructuras (dodatni wpływ na wynik EBITDA 28,7 mln zł); 1Q 2019 rozwiązanie rezerwy na roszczenie ZUS z tytułu składki wypadkowej (dodatni wpływ na wynik EBITDA 16,4 mln zł)

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

3.2.7. Obszar pozostałej działalności

[tys. zł]	1Q 2018	1Q 2019	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	140 571	157 700	17 129	12,2%
EBIT	6 248	12 915	6 667	106,7%
Amortyzacja	12 831	13 515	684	5,3%
EBITDA	19 079	26 430	7 351	38,5%
CAPEX	8 415	16 400	7 985	94,9%
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:**

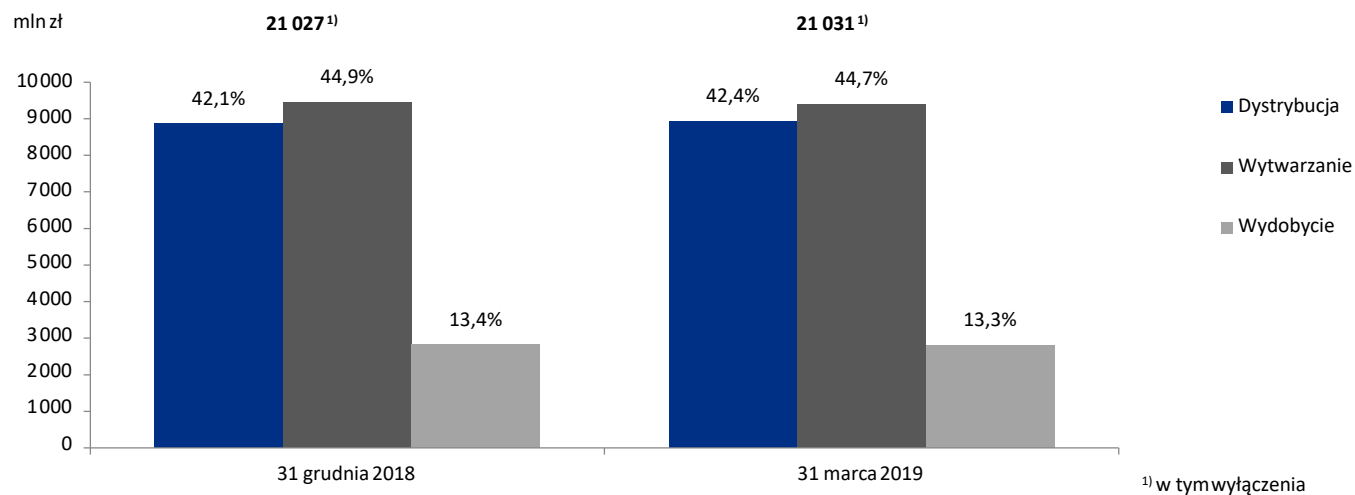
ENEA Oświetlenie Sp. z o.o. – spółka wyspecjalizowana w oświetleniu wewnątrz i na zewnątrz budynków; projektuje, buduje oświetlenie drogowe, iluminacje przestrzeni miejskich, podświetlanie budynków zabytkowych i użyteczności publicznej, a także świadczy usługi budowy i kompleksowej obsługi elektrowni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

3.3. Sytuacja majątkowa – struktura aktywów i pasywów Grupy Kapitałowej ENEA

Aktywa [tys. zł]	Na dzień:			
	31 grudnia 2018	31 marca 2019	Zmiana	Zmiana %
Aktywa trwałe	23 037 274	23 505 231	467 957	2,0%
Rzeczowe aktywa trwałe	21 027 393	21 031 403	4 010	0,0%
Użytkowanie wieczyste gruntów - do 2018	105 141	0	-105 141	-100,0%
Prawo do korzystania ze składnika aktywów ¹⁾	0	356 987	356 987	100,0%
Wartości niematerialne	435 712	437 545	1 833	0,4%
Nieruchomości inwestycyjne	25 864	25 016	-848	-3,3%
Inwestycje w jednostki stowarzyszone i współkontrolowane	734 268	907 934	173 666	23,7%
Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	487 272	540 668	53 396	11,0%
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej	49 442	50 739	1 297	2,6%
Dłużne aktywa finansowe w zamortyzowanym koszcie	7 741	7 741	0	0,0%
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	23 257	6 634	-16 623	-71,5%
Koszty doprowadzenia do zawarcia umowy	12 905	11 715	-1 190	-9,2%
Należności z tytułu leasingu i subleasingu finansowego ¹⁾	0	569	569	100,0%
Środki zgromadzone w ramach Funduszu Likwidacji Kopalń	128 279	128 280	1	0,0%
Aktywa obrotowe	6 928 351	6 590 821	-337 530	-4,9%
Prawa do emisji CO ₂	586 236	594 105	7 869	1,3%
Zapasy	1 264 870	1 369 238	104 368	8,3%
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	1 874 505	1 906 758	32 253	1,7%
Koszty doprowadzenia do zawarcia umowy	16 948	14 782	-2 166	-12,8%
Aktywa z tytułu umów z klientami	327 980	365 351	37 371	11,4%
Należności z tytułu bieżącego podatku dochodowego	93 659	98 567	4 908	5,2%
Należności z tytułu leasingu i subleasingu finansowego ¹⁾	0	819	819	100,0%
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej	112 536	116 257	3 721	3,3%
Dłużne aktywa finansowe w zamortyzowanym koszcie	234	308	74	31,6%
Inne inwestycje krótkoterminowe	545	548	3	0,6%
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	2 650 838	2 124 088	-526 750	-19,9%
Razem aktywa	29 965 625	30 096 052	130 427	0,4%

¹⁾ Nowe pozycje bilansowe wynikające z wprowadzenia MSSF 16 od 1 stycznia 2019 r.

Struktura rzeczowych aktywów trwałych



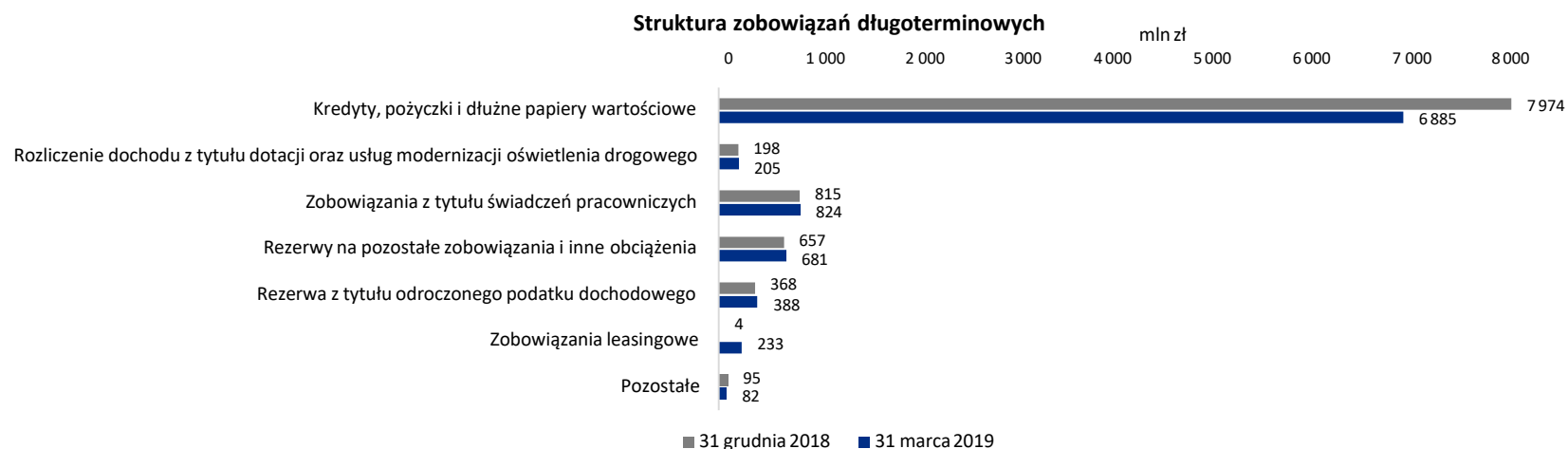
Czynniki zmian aktywów trwałych (wzrost o 468 mln zł):

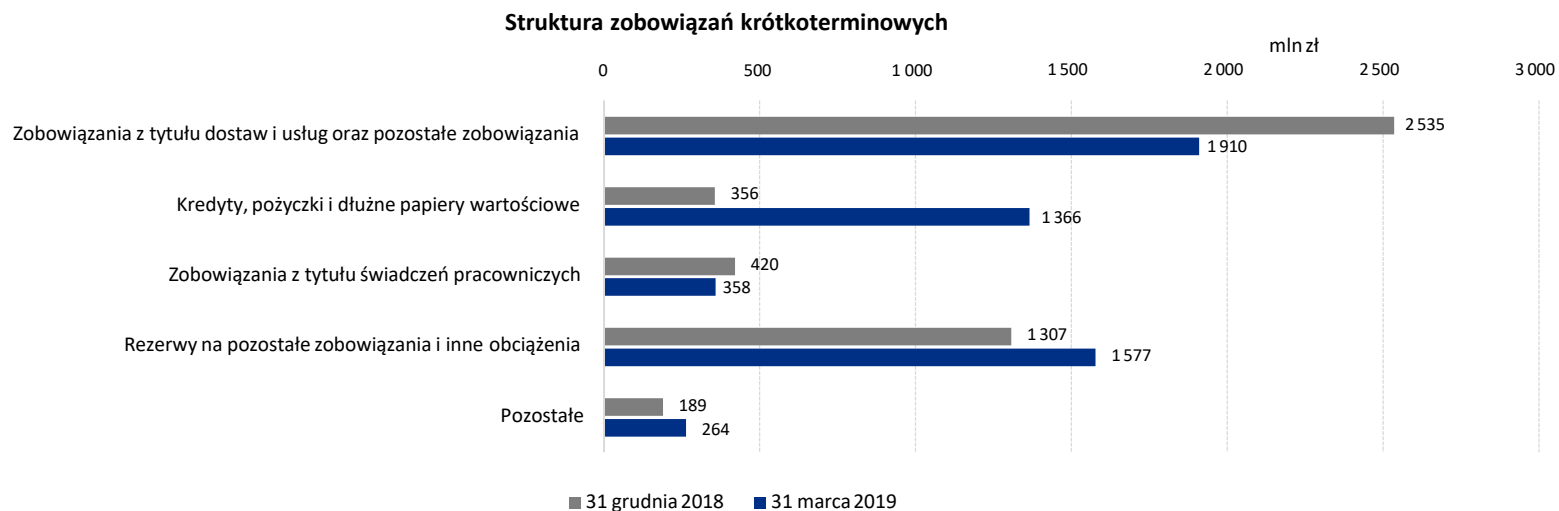
- wzrost inwestycji w jednostki stowarzyszone i współkontrolowane o 173 mln zł wynika głównie z objęcia nowych udziałów o wartości 181 mln zł w Elektrowni Ostrołęka Sp. z o.o.
- 252 mln zł wpływ nowego sposobu ujęcia leasingu operacyjnego oraz prawa wieczystego użytkowania gruntów (wdrożenie MSSF 16 od 1 stycznia 2019), w tym: użytkowanie wieczyste gruntów – 105 mln zł, nowa pozycja bilansowa +357 mln zł „prawo do korzystania ze składnika aktywów”

Czynniki zmian aktywów obrotowych (spadek o 338 mln zł):

- spadek środków pieniężnych i ich ekwiwalentów o 527 mln zł spowodowany: wzmożonymi wydatkami inwestycyjnymi w Grupie ENEA, zmianą wysokości depozytów zabezpieczających na rynku uprawnień do emisji CO₂ oraz większymi wydatkami na zakup energii elektrycznej w segmencie obrotu
- wzrost zapasów o 104 mln zł dotyczy głównie wyższych zapasów węgla oraz biomasy, przy jednoczesnym spadku zapasu świadectw pochodzenia
- wzrost należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych należności oraz aktywów z tytułu umów z klientami o 70 mln zł dotyczy głównie wyższego poziomu należności handlowych

Pasywa [tys. zł]	Na dzień			
	31 grudnia 2018	31 marca 2019	Zmiana	Zmiana %
Razem kapitał własny	15 049 162	15 323 700	274 538	1,8%
Kapitał zakładowy	588 018	588 018	0	0,0%
Kapitał z nadwyżki ceny emisyjnej nad wartością nominalną	3 632 464	3 632 464	0	0,0%
Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów finansowych	-16 295	-16 295	0	0,0%
Kapitał rezerwowany z wyceny instrumentów zabezpieczających	-16 024	-21 292	-5 268	-32,9%
Zyski zatrzymane	9 908 842	10 154 996	246 154	2,5%
Udziały niekontrolujące	952 157	985 809	33 652	3,5%
Razem zobowiązania	14 916 463	14 772 352	-144 111	-1,0%
Zobowiązania długoterminowe	10 109 857	9 298 499	-811 358	-8,0%
Zobowiązania krótkoterminowe	4 806 606	5 473 853	667 247	13,9%
Razem pasywa	29 965 625	30 096 052	130 427	0,4%





Czynniki zmian zobowiązań długoterminowych (spadek o 811 mln zł)

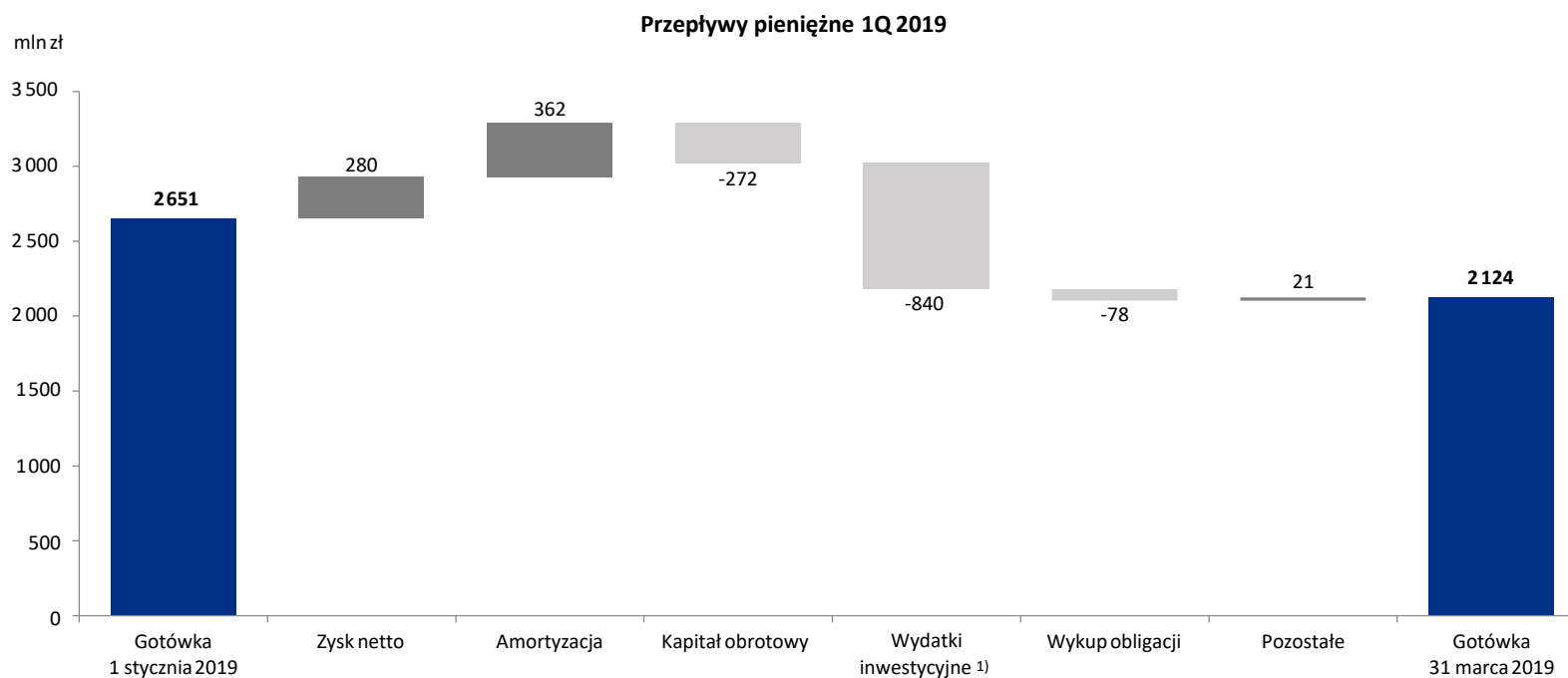
- spadek na pozycji kredyty i pożyczki o 1 089 mln zł wynika z przeniesienia części krótkoterminowej zobowiązań z tytułu wykupu obligacji do zobowiązań krótkoterminowych, których termin wykupu przypada w lutym 2020 roku
- wzrost zobowiązań leasingowych o 229 mln zł - zmiana prezentacji ujęcia leasingu operacyjnego oraz prawa wieczystego użytkowania gruntów, w związku z wejściem w życie od 1 stycznia 2019 r. MSSF 16

Czynniki zmian zobowiązań krótkoterminowych (wzrost o 667 mln zł)

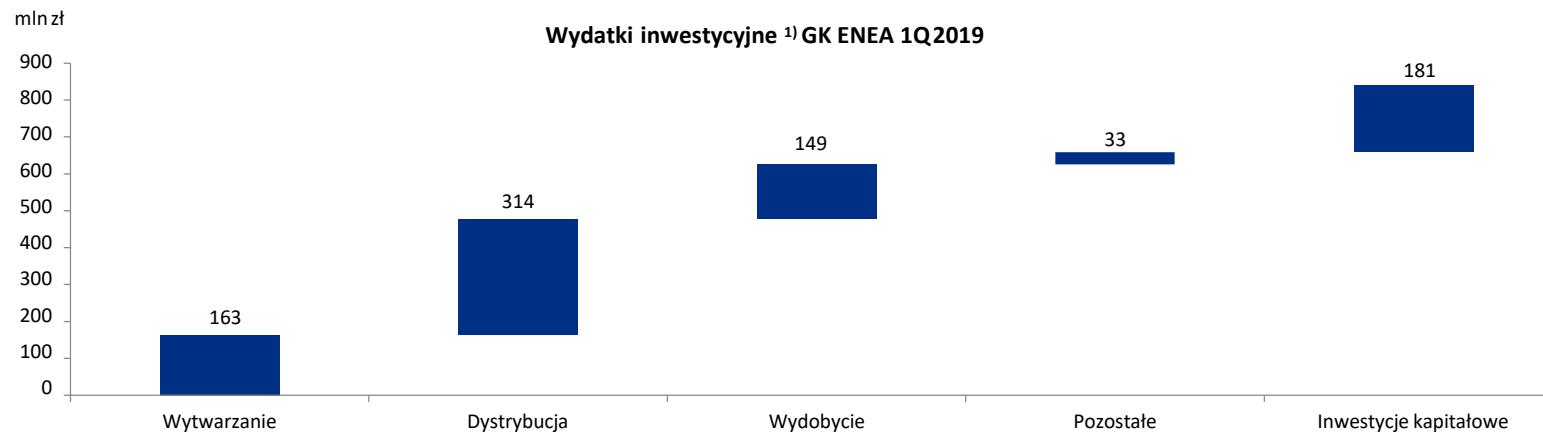
- wzrost kredytów, pożyczek i dłużnych papierów wartościowych o 1.010 mln zł wynika z przeklasyfikowania części długoterminowej do krótkoterminowej zobowiązań z tytułu wykupu obligacji
- wzrost rezerw na pozostałe zobowiązania i inne obciążenia o 270 mln zł wynika ze zwiększenia rezerwy na zakup praw do emisji CO₂ o 306 mln zł, przy jednoczesnym zmniejszeniu rezerwy na umowy rodzące obciążenia na kwotę 22 mln zł oraz rezerwy na składkę wypadkową ZUS o 23 mln zł
- spadek zobowiązań z tytułu dostaw i usług o 625 mln zł spowodowany spadkiem: zobowiązań handlowych, zobowiązań inwestycyjnych oraz zobowiązań podatkowych
- spadek zobowiązań z tyt. świadczeń pracowniczych o 62 mln zł - głównie wypłata premii rocznej dla pracowników

3.4. Sytuacja pieniężna Grupy Kapitałowej ENEA

Rachunek przepływów pieniężnych [tys. zł]	1Q 2018	1Q 2019	Zmiana	Zmiana %
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	733 332	453 590	-279 742	-38,1%
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(730 302)	(832 492)	-102 190	-14,0%
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(177 842)	(147 848)	29 994	16,9%
Zwiększenie / (Zmniejszenie) netto stanu środków pieniężnych	(174 812)	(526 750)	-351 938	-201,3%
Stan środków pieniężnych na początek okresu sprawozdawczego	2 687 126	2 650 838	-36 288	-1,4%
Stan środków pieniężnych na koniec okresu sprawozdawczego	2 512 314	2 124 088	-388 226	-15,5%



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



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

3.5. Analiza wskaźnikowa – dane skonsolidowane

	1Q 2018	1Q 2019
Wskaźniki rentowności		
ROE – rentowność kapitału własnego	7,0%	7,3%
ROA – rentowność aktywów	3,6%	3,7%
Rentowność netto	8,5%	7,0%
Rentowność operacyjna	11,3%	11,0%
Rentowność EBITDA	23,5%	19,9%
Wskaźniki płynności i struktury finansowej		
Wskaźnik bieżącej płynności	1,6	1,2
Pokrycie majątku trwałego kapitałami własnymi	66,0%	65,2%
Wskaźnik zadłużenia ogólnego	47,8%	49,1%
Dług netto / EBITDA	2,04	2,60
Wskaźniki aktywności gospodarczej		
Cykl rotacji należności krótkoterminowych w dniach ¹⁾	58	47
Cykl rotacji zobowiązań z tyt. dostaw i usług oraz pozostałych w dniach ²⁾	62	57
Cykl rotacji zapasów w dniach	33	35

¹⁾Należności z tyt. dostaw i usług – handlowe, aktywa z tyt. umów z klientami i koszty doprowadzenia do zawarcia umowy

²⁾Zobowiązania z tyt. dostaw i usług – handlowe, zobowiązania z tyt. umów z klientami

3.6. Zasady sporządzenia sprawozdań finansowych

Skrócone sprawozdania finansowe odpowiednio ENEA S.A. oraz Grupy Kapitałowej ENEA zawarte w ramach rozszerzonego skonsolidowanego raportu ENEA S.A. za okres 1Q 2019 sporządzone zostały zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Rachunkowości oraz Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (MSR/MSSF) zatwierdzonymi przez Unię Europejską. Skrócone sprawozdania finansowe zostały sporządzone przy założeniu kontynuowania działalności gospodarczej w dającej się przewidzieć przyszłości. Zarząd Spółki nie stwierdza na dzień podpisania skróconych sprawozdań finansowych faktów i okoliczności, które wskazywałyby na zagrożenia dla możliwości kontynuowania działalności w okresie 12 miesięcy po dniu bilansowym na skutek zamierzonego lub przymusowego zaniechania, bądź istotnego ograniczenia dotychczasowej działalności. Dane finansowe zaprezentowane w sprawozdaniach, jeżeli nie wskazano inaczej, zostały wyrażone w tys. zł.

3.7. Prognozy wyników finansowych

Zarząd ENEA S.A. nie publikował prognoz wyników finansowych na 2019 r.

3.8. Trendy w 2019 r.

Obszar	Trend 2019 r.	Główne czynniki
Wydobycie	Wzrost	(+) Wzrost cen węgla (+) Wzrost wielkości wydobycia (+) Stabilizacja kosztów stałych (-) Remonty tras kolejowych
Wytwarzanie	Wzrost	(+) Wzrost wolumenu produkcji energii elektrycznej (+) Ceny hurtowe energii elektrycznej (+) Stabilna praca źródeł wytwórczych (konwencjonalne i OZE) (+) Stabilizacja cen CO ₂ (-) Niższy wolumen darmowych CO ₂
Dystrybucja	Stabilny	(+) Wyższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji (+) Optymalizacja zarządzania majątkiem (+) Prace nad poprawą jakości usług (-) Wprowadzenie nowej Taryfy od 6 kwietnia 2019 r. (-) Wysokie ceny hurtowe energii elektrycznej (różnica bilansowa i potrzeby własne)
Obrót	Pod presją	(+) Wzrost wolumenu sprzedaży energii elektrycznej (-) Wpływ Ustawy o „zmianie cen energii elektrycznej” (-) Wysokie koszty zakupu energii elektrycznej (-) Wpływ cen i poziomów obowiązków ekologicznych

4. Akcje i akcjonariat

4.1. Struktura kapitału i akcjonariatu

Wysokość kapitału zakładowego ENEA S.A. na dzień publikacji raportu za 1Q 2019 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.

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

Od dnia publikacji poprzedniego raportu okresowego nie miały miejsca zmiany w strukturze akcjonariuszy Emitenta.

Poniższa tabela przedstawia strukturę akcjonariatu ENEA S.A. na dzień publikacji raportu okresowego za 1Q 2019, tj. na 29 maja 2019 r.

Akcjonariusz	Liczba akcji / liczba głosów na WZ	Udział w kapitale zakładowym / udział w ogólnej liczbie głosów
Skarb Państwa	227 364 428	51,5%
Pozostali	214 078 150	48,5%
RAZEM	441 442 578	100,0%

4.2. 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 29 marca 2019 r.:

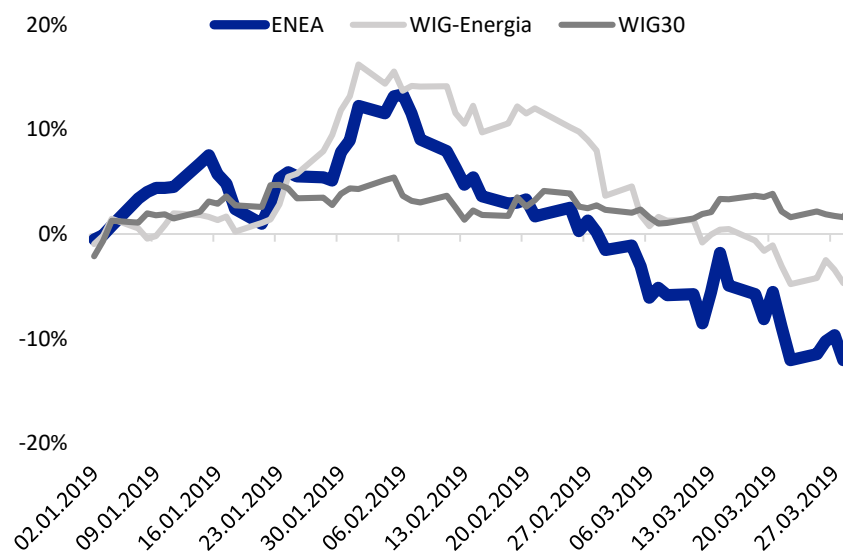
WIG30	m WIG40	WIGenergia	WIG Poland
0,8%	3,1%	12,6%	0,6%

W 1Q 2019 kurs akcji ENEA S.A. spadł z 9,95 zł do 8,75 zł, tj. o 1,20 zł, czyli o 12,1%. Najwyższy kurs zamknięcia w okresie styczeń-marzec 2019 r. akcje ENEA S.A. osiągnęły 7 lutego 2019 r. (11,28 zł), natomiast najniższy – 25 oraz 29 marca 2019 r. (8,75 zł).

Poniższa tabela przedstawia dane dotyczące akcji Spółki w okresie 1Q 2019

Dane	1Q 2019
Liczba akcji [szt.]	441 442 578
Minimum [zł]	8,75
Maximum [zł]	11,28
Kurs na koniec okresu [zł]	8,75
Kurs na koniec poprzedniego okresu [zł]	9,95
Średni wolumen [szt.]	746 212

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



5. Władze

Skład osobowy Zarządu ENEA S.A.

W trakcie 1Q 2019 w skład Zarządu Spółki wchodziły następujące osoby:

- Mirosław Kowalik - Prezes Zarządu,
- Piotr Adamczak - Wiceprezes Zarządu ds. Handlowych,
- Piotr Olejniczak - Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych,
- Zbigniew Piętko - Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych.

16 maja 2019 r. Rada Nadzorcza ENEA S.A. powołała na nową, wspólną kadencję, z dniem odbycia Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia ENEA S.A. zatwierdzającego sprawozdanie finansowe za 2018 rok, tj. od dnia 21 maja 2019 r. następujących Członków Zarządu: Pana Mirosława Kowalika na stanowisko Prezesa Zarządu, Pana Jarosława Ołowskiego na stanowisko Członka Zarządu ds. Finansowych, Pana Piotra Adamczaka na stanowisko Członka Zarządu ds. Handlowych oraz Pana Zbigniewa Piętkę na stanowisko Członka Zarządu ds. Korporacyjnych.

Skład osobowy Rady Nadzorczej ENEA S.A.

W trakcie 1Q 2019 w skład Rady Nadzorczej Spółki wchodziły następujące osoby:

- Stanisław Kazimierz Hebda - Przewodniczący Rady Nadzorczej,
- Paweł Jabłoński - Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej,
- Piotr Mirkowski - Sekretarz Rady Nadzorczej,
- Wojciech Klimowicz - Członek Rady Nadzorczej,
- Tadeusz Mikłosz - Członek Rady Nadzorczej,
- Sławomir Brzeziński - Członek Rady Nadzorczej,
- Roman Stryjski - Członek Rady Nadzorczej,
- Ireneusz Kulka - Członek Rady Nadzorczej,
- Paweł Korobłowski - Członek Rady Nadzorczej.

Zgodnie z postanowieniami Regulaminu Rady Nadzorczej w ramach Rady Nadzorczej w trakcie 1Q 2019 funkcjonowały następujące komitety stałe: Komitet ds. Audytu oraz Komitet ds. Nominacji i Wynagrodzeń.

Komitet ds. Audytu	
Imię i nazwisko	Funkcja
Ireneusz Kulka ^{1) 4)}	Przewodniczący
Roman Stryjski ²⁾	Członek
Piotr Mirkowski ^{2) 4)}	Członek
Sławomir Brzeziński ⁴⁾	Członek
Wojciech Klimowicz ^{3) 4)}	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,

²⁾ Członek niezależny w rozumieniu art. 129 ust. 1 pkt 3 Ustawy z 11 maja 2017 r. o biegłych rewidentach firmach audytorskich oraz nadzorze publicznym i w rozumieniu zasad ładu korporacyjnego ujętych w zbiorze Dobre Praktyki Spółek Notowanych na GPW 2016,

³⁾ Członek posiadający wiedzę i umiejętności w zakresie rachunkowości lub badania sprawozdań finansowych,

⁴⁾ Członek posiadający wiedzę i umiejętności w zakresie branży, w której działa emitent.

Komitet ds. Nominacji i Wynagrodzeń

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

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

20 maja 2019 r. Zwyczajne Walne Zgromadzenie ENEA S.A. powołało ze skutkiem od dnia 21 maja 2019 r. Członków Rady Nadzorczej na wspólną, X kadencję. W związku z powyższym na dzień przekazania niniejszego raportu okresowego skład Rady Nadzorczej przedstawia się następująco:

- Stanisław Kazimierz Hebda - Przewodniczący Rady Nadzorczej,
- Paweł Jabłoński – Członek Rady Nadzorczej,
- Michał Dominik Jaciubek – Członek Rady Nadzorczej,
- Maciej Mazur – Członek Rady Nadzorczej,
- Piotr Mirkowski - Członek Rady Nadzorczej,
- Paweł Korobłowski - Członek Rady Nadzorczej,
- Ireneusz Kulka - Członek Rady Nadzorczej,
- Mariusz Pliszka – Członek Rady Nadzorczej,
- Roman Stryjski - Członek Rady Nadzorczej.

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

Imię i nazwisko	Funkcja	Liczba akcji ENEA S.A. na 21 marca 2019 r.	Liczba akcji ENEA S.A. na 29 maja 2019 r.
Mariusz Pliszka ¹⁾	Członek Rady Nadzorczej	nie dotyczy	3 880
Michał Dominik Jaciubek ¹⁾	Członek Rady Nadzorczej	nie dotyczy	5 020

¹⁾ Wskazani Członkowie RN zostali powołani z dniem 21 maja 2019 r.

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

6. Inne informacje istotne dla oceny sytuacji emitenta

6.1. 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.

6.1.1. Wpływ Ustawy o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw

28 grudnia 2018 r. została uchwalona Ustawa o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw („Ustawa”) obowiązująca od 1 stycznia 2019 r.

Powyższa regulacja wprowadziła między innymi:

- obniżenie stawki akcyzy dla energii elektrycznej sprzedanej odbiorcy końcowemu z 20 PLN/MWh do 5 PLN/MWh,
- określenie kierunkowo na 2019 r. ceny i stawki opłat za energię elektryczną dla odbiorcy końcowego do zastosowania przez sprzedawców na poziomie cen stosowanych w 2018 r.,
- możliwość ubiegania się przez sprzedawców o kwotę na pokrycie różnicy przychodów za obrót energią elektryczną na rzecz odbiorców końcowych od Zarządcy Rozliczeń określonego w Ustawie („Kwota różnicy ceny”).

Ustawa została znolizowana ze skutkiem od 6 marca 2019 r. („Ustawa Znolizowana”). Z treści Ustawy i jej uzasadnienia wynika, iż ustawodawca zakłada równoważenie interesów odbiorców energii elektrycznej oraz spółek energetycznych, co pozwala stwierdzić, iż co do zasady utracone, w skutek obniżenia cen, przychody powinny być sprzedawcom energii zwrócone. Ustawa deleguje w kilku kluczowych obszarach do rozporządzenia, którego treść na dzień sporządzenia niniejszego raportu nie została opublikowana.

Ustalenie wielkości rezerwy na kontrakty rodzące obciążenie na dzień 31 marca 2019 r.

W wyniku uchwalenia Ustawy Spółka dokonała analizy zagadnienia, czy pod kątem zapisów MSR 37 *Rezerwy, zobowiązania warunkowe i aktywa warunkowe* jest zobowiązana do utworzenia rezerwy na tzw. umowy rodzące obciążenia. Zgodnie z przepisami sprawozdawczymi, jeżeli dany kontrakt lub grupa kontraktów przynoszą straty, to spółka powinna rozpoznać odpowiednią rezerwę w okresie, w którym ta strata stała się nieunikniona, chyba że nie jest w stanie wiarygodnie ustalić kwoty tej rezerwy.

Mając na względzie nieopublikowanie przepisów wykonawczych niezbędnych dla określenia ostatecznych skutków wejścia w życie Ustawy oraz zmiany cen dla klientów w 2019 r., innych niż taryfowi, Spółka oszacowała skutki finansowe Ustawy w możliwym i wiarygodnym zakresie. Przy szacowaniu wartości niezbędnej rezerwy przyjęto następujące założenia:

- 1) Istniejący stan prawny na 31 marca 2019 r. oraz informacje po dniu bilansowym dotyczące przedmiotowej Ustawy.
- 2) W odniesieniu do ustalenia kosztów wykonania świadczenia w rozumieniu MSR 37, przyjęto jedynie koszty bezpośrednie (koszty nabycia energii, praw majątkowych wraz z aktualną stawką podatku akcyzowego), a pominięto koszty pośrednie (koszty własne i zysk). Kwestia, które z kosztów należy uwzględnić przy szacowaniu rezerwy na kontrakty rodzące obciążenia była przedmiotem rozważań przez KIMSF w roku 2017. KIMSF stwierdził, że kwestia ta nie została jednoznacznie uregulowana, a przyjęcie rozwiązania jest kwestią osądu sporządzającego.

- 3) Dla ustalania kosztów zakupu energii przyjęto wartości rynkowe, bez uwzględnienia, że koszt wytwarzania energii w ramach Grupy Kapitałowej może być inny aniżeli rynkowy. Przyjęto wolumeny sprzedażowe energii elektrycznej na podstawie wielkości szacowanych na 2019 r. dla segmentu G w wielkościach zbliżonych do 2018 roku. W 2018 r. gospodarstwa domowe (w tym w większości stosujące taryfę G) stanowiły 22% całkowitego wolumenu sprzedaży Spółki, a klienci biznesowi stanowili pozostałe 78% całkowitego wolumenu sprzedaży.

W wyniku przyjęcia powyższych założeń ustalono co następuje:

- a) przyjmując ceny obowiązujące w 2018 roku dla klientów z grup taryfowych G w taryfie regulowanej przez Prezesa URE, Spółka oszacowała nadwyżkę minimalnych nieuniknionych kosztów wypełnienia obowiązku nad korzyściami z realizacji kontraktu na poziomie 57 425 tys. zł. Strata wynika z przyjęcia modelowych kosztów nabycia energii elektrycznej w 2019 roku (kosztów energii elektrycznej i praw majątkowych oraz stawki podatku akcyzowego na poziomie wynikającym z Ustawy) i równoczesnego stosowania cen sprzedaży z 2018 roku. Wolumen sprzedaży wynika z planowanego na okres od II do IV kwartału 2019 rok poziomu sprzedaży do klientów w Taryfie G. Na 31 marca 2019 r. Spółka zaktualizowała rezerwę do poziomu 57 425 tys. zł,
- b) kierując się postanowieniami Ustawy, w szczególności w zakresie art.6 ust.2 pkt. 2) oraz art.7 ust.2 pkt 2), które stanowią o sposobie wyznaczania cen na 30 czerwca 2018 r. w drodze rozporządzenia Ministra właściwego ds. energii, nie dokonano wyznaczenia potencjalnej straty na pozostałych kontraktach. Delegacja Ustawowa w powyższym zakresie wskazuje, że sposób wyznaczenia kluczowego parametru dla określenia zmniejszonego przychodu, a tym samym potencjalnej straty na kontraktach innych niż taryfa G zostanie określony w stosownym rozporządzeniu przez Ministra właściwego ds. energii. Biorąc powyższe pod uwagę, ale również wysoki stopień niepewności związany z brakiem określeń cenowych dla szczególnych przypadków wymienionych art.7 ust.2 pkt 2) (m.in. dla zmiany sprzedawcy), w ocenie Spółki nie ma możliwości wiarygodnego określenia kwoty potencjalnej straty na kontraktach innych niż taryfa G,
- c) kierując się postanowieniami Ustawy, w szczególności w zakresie art.7 ust.1 pkt. 1) oraz art.7 ust.2 pkt 1), które stanowią o sposobie wyznaczania kwoty różnicy cen w oparciu o rozporządzenie Ministra właściwego ds. energii, nie dokonano wyznaczenia potencjalnej kwoty różnicy cen w rozliczeniu z Zarządcą Rozliczeń. Delegacja Ustawowa w powyższym zakresie wskazuje, że sposób obliczenia kwoty różnicy cen, a tym kwoty na pokrycie umniejszonych przychodów zostanie określony w stosownym rozporządzeniu przez Ministra właściwego ds. energii. W związku z niepewnością co do sposobu ustalenia kwoty różnicy ceny odstąpiono od ujmowania jakichkolwiek aktywów z tytułu rekompensat na 31 marca 2019 r.

Wpływ na kolejne okresy sprawozdawcze

Spółka w wyniku wprowadzenia przedmiotowej Ustawy, ze skutkiem od 1 stycznia 2019 r. stosuje w rozliczeniu z odbiorcami końcowymi rozliczanymi w oparciu o taryfę zatwierdzoną przez Prezesa URE dla klientów z grup taryfowych G ceny za energię elektryczną na poziomie z 2018 r. Oszacowana i ujęta na 31 marca 2019 r. rezerwa stanowi najlepszy szacunek minimalnych strat, ale nie uwzględnia ona prawa do rekompensaty, która może pozytywnie wpłynąć na wyniki sprzedaży dla tej grupy taryfowej.

W zakresie pozostałych odbiorców (na których składają się głównie odbiorcy biznesowi) w związku z brakiem zatwierdzonego rozporządzenia Ministra właściwego ds. energii Spółka nie stosuje w rozliczeniach w 2019 r. ceny z 30 czerwca 2018 r. Dostosowanie do przepisów Ustawy i Ustawy Znowelizowanej Spółka zakłada w terminach wynikających z tych przepisów. Należy przy tym wziąć pod uwagę również potencjalną zmianę Ustawy, co może istotnie zmienić zakres przedmiotowy klientów nią objętych, a tym samym skutki dla Spółki.

Spółka jest uprawniona na mocy Ustawy i Znowelizowanej Ustawy do otrzymania rekompensaty wynikającej z ograniczenia cen uwzględniającej zarówno koszty bezpośrednie jak i pośrednie oraz marże; dotyczy to zarówno kwot ujętych w kwocie rezerwy, jak ewentualnych strat, które mogą powstać w roku 2019. Jednakże, biorąc pod uwagę brak przepisów wykonawczych Spółka nie jest w stanie na dzień sporządzenia niniejszego raportu określić wiarygodnie wielkości rekompensat ani określić na ile skompensują one potencjalne straty.

Spółka ujawnia znane lub możliwe do ustalenia kwoty, które stanowią wyłącznie element składowy wyniku na sprzedaży energii, aby wskazać potencjalną skalę różnicy pomiędzy kosztami a przychodami ze sprzedaży. Różnica policzona na bazie takich kwot może być znacząco inna od kwot rzeczywistych, które zostaną ujęte po wydaniu przepisów wykonawczych.

Spółka na bieżąco analizuje przepisy i w momencie opublikowania rozporządzeń wykonawczych oraz założeń pozwalających na usunięcie niepewności i przeprowadzenie wiarygodnych oszacowań, dokona identyfikacji wyników analiz pod kątem informacji poufnych w rozumieniu Rozporządzenia MAR.

6.1.2. Wewnętrzny rynek energii elektrycznej

W 2018 r. zakończyły się negocjacje tzw. trilogi w zakresie ostatecznych zapisów Pakietu Zimowego, które mają fundamentalne znaczenie dla funkcjonowania sektora energetycznego. W szczególności należy zwrócić uwagę, że w toku negocjacji nad Rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego o wewnętrznym rynku energii, ustalono brak wsparcia z krajowych rynków mocy dla jednostek wytwórczych niespełniających tzw. standardu emisyjności 550 g CO₂/kWh. W ramach kompromisu, o który zabiegała polska delegacja ustalono jednakże, że jednostki emitujące powyżej 550 g CO₂/kWh, które zawarły umowy mocowe w ramach aukcji głównych ostatecznie rozstrzygniętych do 31 grudnia 2019 r., mogą otrzymywać wynagrodzenie za wykonanie obowiązku mocowego w całym okresie, na który uzyskano wsparcie z rynku mocy. Jest to bardzo istotny kompromis w związku z tym, że rynek mocy jest instrumentem pomocy publicznej, który wymagał zatwierdzenia przez Komisję Europejską i musi funkcjonować zgodnie z regulacjami rynku wewnętrznego Unii Europejskiej.

Ponadto w toku trilogów doszło do ustalenia w Dyrektywie OZE unijnego celu OZE 2030 na poziomie 32% w finalnym zużyciu energii brutto oraz możliwość wsparcia dla nowych jednostek biomasowych o mocy powyżej 100 MW w przypadku osiągnięcia sprawności elektrycznej na poziomie 36% a w dyrektywie o efektywności energetycznej ustalono zmniejszenie zużycia energii w UE o 32,5% do 2030 r. W rozporządzeniu o zarządzaniu unią energetyczną (Governance) wprowadzono obowiązek sporządzania Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu jako elementu realizacji unii energetycznej obejmującej 5 wymiarów: bezpieczeństwo energetyczne, wewnętrzny rynek energii, efektywność energetyczną, obniżenie emisyjności, a także badania naukowe, innowacje i konkurencyjność. Głównym celem mechanizmu zarządzania unią energetyczną jest umożliwienie osiągnięcia celów unii energetycznej, a zwłaszcza celów ram polityki klimatyczno-energetycznej do 2030 r., jeśli chodzi o ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, energię ze źródeł odnawialnych i efektywność energetyczną.

W styczniu 2019 r. Ministerstwo Energii przedstawiło do konsultacji projekt dokumentu „Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030” (KPEiK). Zgodnie z Rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. do dnia 31 grudnia 2019 r., następnie do dnia 1 stycznia 2029 r. i dalej co dziesięć lat każde państwo członkowskie zgłasza Komisji zintegrowany krajowy plan w dziedzinie energii i klimatu.

6.1.3. 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 dla sektora energetycznego”¹⁾ stanowiącym załącznik do projektu *Polityki energetycznej Polski do 2040 roku* krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną sięgnie blisko 200 TWh w 2030 r. i 230 TWh w 2040 r. Jednocześnie całkowity wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w latach 2020-2040 wynosi 40,4%. Zapotrzebowanie na moc szczytową w tym okresie wzrośnie o 35,5%.

6.1.4. Rynek Mocy

Szczegółowe informacje o zakontraktowanych mocach dla Grupy ENEA zostały opisane w „Sprawozdaniu Zarządu z działalności ENEA S.A. oraz Grupy Kapitałowej ENEA w 2018 r.” w rozdziale 6.

6.1.5. Europejski system EU ETS

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

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

- Fundusz Modernizacyjny - dla celów modernizacji systemów energetycznych w krajach członkowskich o niskim dochodzie. Z założenia ma być on finansowany wpływami z aukcji uprawnień w latach 2021 do 2030 Fundusz ma służyć przede wszystkim wspieraniu rozwoju efektywności energetycznej i inwestycji w OZE.
- Fundusz Innowacyjny - dla zapewnienia wsparcia finansowego rozwoju OZE, wychwytywania i składowania dwutlenku węgla oraz innowacyjnych projektów niskoemisyjnych. Ma być zasilany środkami z uprawnień, które w przeciwnym razie miałyby być przydzielone bezpłatnie bądź sprzedane poprzez aukcje.

1) https://www.gov.pl/documents/33372/436746/Wnioski_z_analiz_do_PEP2040_2018-11-23.pdf/1481a6a9-b87f-a545-4ad8-e1ab467175cf

Ponadto zostały ustanowione ramy funkcjonowania IV fazy systemu EU ETS, a także nowe zasady działania mechanizmu stabilizacji rynkowej (MSR). Zgodnie z nimi od początku 2019 r. wskaźnik redukcji uprawnień znajdujących się w obiegu wzrósł z 12% do 24%. Uprawnienia są stopniowo przenoszone z systemu aukcyjnego do rezerwy stabilności rynkowej. Począwszy od 2024 r. przywrócony zostanie wskaźnik 12%. W IV fazie systemu EU ETS, która rozpocznie się z początkiem 2021 r. i potrwa do roku 2030, zostanie także zwiększony liniowy współczynnik redukcji z dotychczasowych 1,74% do 2,2%. Oba te elementy mają wpływ na zmniejszenie podaży na rynku EU ETS, a tym samym na obserwowany w 2018 r. wzrost cen uprawnień do emisji CO₂. W kulminacyjnym momencie wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ wzrosły ponad 3-krotnie względem początku roku. Wzrost zmienności na rynku uprawnień do emisji CO₂ wpłynął także znacząco na zwiększoną zmienność na rynkach energii w całej Europie, także w Polsce.

6.1.6. Udział w programie budowy elektrowni atomowej

15 kwietnia 2015 r. KGHM, PGE, TAURON i ENEA zawarły Umowę Nabycia Udziałów w PGE EJ 1. KGHM, TAURON oraz ENEA nabyły od PGE po 10% udziałów (łącznie 30% udziałów) w PGE EJ 1. ENEA zapłaciła za nabyte udziały 16 mln zł. Zgodnie z Umową Wspólników, zaangażowanie finansowe ENEA S.A. w okresie Fazy Wstępnej nie przekroczy kwoty ok. 107 mln zł. Łączne nakłady ENEA S.A. wynikające z nabycia udziałów i podwyższenia kapitału zakładowego spółki wyniosły dotychczas 32 544 tys. zł. W dniu 28 listopada 2018 r. PGE S.A. wyraziła wstępne zainteresowanie nabyciem wszystkich udziałów w spółce PGE EJ 1. Z informacji przedstawionych przez PGE S.A. wynikało, że realizacja transakcji będzie możliwa po przeprowadzeniu wyceny przez niezależnego doradcę oraz uzyskaniu zgód korporacyjnych przez wszystkie zaangażowane podmioty. W dniu 4 grudnia 2018 r. ENEA wyraziła wstępne zainteresowanie sprzedażą wszystkich posiadanych udziałów w spółce PGE EJ 1. Wstępne zainteresowanie sprzedażą udziałów w spółce PGE EJ 1 wyrazili także pozostali wspólnicy tj. TAURON oraz KGHM. W dniu 17 kwietnia 2019 r. PGE S.A. podjęła decyzję o odstąpieniu od procesu nabycia udziałów będących w posiadaniu pozostałych Wspólników.

6.1.7. Nowelizacja ustawy o OZE

W 1Q 2019 rozpoczęte zostały prace nad projektem kolejnej ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw. Zgodnie z przedstawionymi uzasadnieniami celem zmian jest realizacja zadań określonych w polityce energetycznej Polski do 2020 r., poprzez zmniejszenie obciążeń odbiorców końcowych z tytułu systemów wsparcia odnawialnych źródeł energii oraz rosnących cen energii elektrycznej. Jednocześnie nowelizacja umożliwi przeprowadzenie aukcji na zakup energii elektrycznej z OZE w 2019 r. poprzez wskazanie w przepisach przejściowych, maksymalnych ilości i wartości, które będą przedmiotem sprzedaży oraz wyznaczenie cen referencyjnych, stanowiących maksymalną wartość oferty, która może zostać złożona przez wytwórcę w ofercie aukcyjnej.

6.1.8. Taryfa dla usług dystrybucji energii elektrycznej 2019

Decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki opublikowaną w biuletynie branżowym URE „Energia elektryczna” nr 86(2721) z 22 marca 2019 r., zatwierdzona została taryfa dla usług dystrybucji energii elektrycznej na okres do dnia 31 grudnia. Taryfa obowiązywać zaczęła od 6 kwietnia 2019 r., z wyjątkiem stawek opłaty przejściowej i opłaty OZE zatwierdzonych decyzją Prezesa URE z 14 stycznia 2019 r., które obowiązują od 1 stycznia 2019 r. oraz stawki opłaty kogeneracyjnej zatwierdzonej decyzją Prezesa URE i obowiązującej od 25 stycznia 2019 r.

6.1.9. Rozporządzenie o Ochronie Danych Osobowych (RODO)

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

6.1.10. 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 26 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej ENEA za okres od 1 stycznia do 31 marca 2019 r.

6.1.11. Postępowania sądowe związane z powództwami o stwierdzenie nieważności, ewentualnie uchylenie uchwał walnego zgromadzenia

Spółka jest stroną 3 postępowań związanych z powództwami o stwierdzenie nieważności, ewentualnie uchylenie uchwały walnego zgromadzenia. Poniżej zamieszczono podsumowanie informacji nt. poszczególnych postępowań.

Powód	Przedmiot pozwu (literalne brzmienie)	Status postępowania
Międzyzakładowy Związek Zawodowy Synergia Pracowników Grupy Kapitałowej ENEA	Pozew o stwierdzenie nieważności uchwały walnego zgromadzenia Spółki ewentualnie o uchylenie uchwały walnego zgromadzenia Spółki wraz z wnioskiem o zabezpieczenie powództwa ¹⁾	1) Postanowieniem z 20 czerwca 2018 r. Sąd Okręgowy w Poznaniu oddalił wniosek o zabezpieczenie. 2) Wyrokiem z 26 marca 2019 r. Sąd Okręgowy w Poznaniu oddalił powództwo. 3) 15 maja 2019 r. Powód złożył za pośrednictwem Sądu Okręgowego w Poznaniu apelację od wyroku z 26 marca 2019 r.
Fundacja "CLIENTEARTH Prawnicy dla Ziemi"	Pozew o stwierdzenie nieważności lub ewentualnie ustalenie nieistnienia lub ewentualnie o uchylenie uchwały Walnego Zgromadzenia Spółki Akcyjnej. ²⁾	sprawa w toku - postępowanie w I instancji
Międzyzakładowy Związek Zawodowy Synergia Pracowników Grupy Kapitałowej ENEA ²⁾	Pozew o stwierdzenie nieważności uchwały walnego zgromadzenia Spółki, ewentualnie uchylenie uchwały walnego zgromadzenia Spółki ²⁾	sprawa w toku - postępowanie w I instancji

¹⁾ dotyczy uchwały nr 5 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia ENEA S.A z 28 maja 2018 roku w sprawie przyjęcia zmian w § 23 Statutu Spółki ENEA S.A.

²⁾ dotyczy uchwały nr 3 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia ENEA S.A. z 24 września 2018 roku w sprawie wyrażenia kierunkowej zgody na przystąpienie do Etapu Budowy w ramach projektu Ostrołęka C.

6.1.12. Spory zbiorowe

Na dzień publikacji niniejszego raportu okresowego w ENEA S.A i siedmiu spółkach zależnych trwa spór zbiorowy dotyczący podwyższenia miesięcznego wynagrodzenia zasadniczego dla pracowników zatrudnionych na podstawie umowy o pracę.

6.1.13. Operator Usługi Kluczowej

W 1Q 2019 w myśl zapisów Ustawy o Krajowym Systemie Cyberbezpieczeństwa z dnia 5 lipca 2018 r. spółki z Grupy Kapitałowej ENEA tj. ENEA S.A., ENEA Operator Sp. z o.o., ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o., ENEA Elektrownia Połaniec Sp. z o.o., ENEA Ciepło Sp. z o.o. i MEC Piła Sp. z o.o. zostały uznane za Operatorów Usługi Kluczowej.

6.1.14. Nowa umowa społeczna

W kwietniu 2019 roku Pracodawcy i przedstawiciele Strony Społecznej kilkunastu spółek z Grupy Kapitałowej ENEA zawarli tzw. nową umowę społeczną. Dokument ten w szczególności reguluje kwestię stabilizacji zatrudnienia w spółkach Grupy Kapitałowej ENEA, które przystąpiły do przedmiotowej umowy, a także umożliwia pracownikom korzystanie na równych zasadach z dodatkowych świadczeń. Porozumienie dotyczy takich zagadnień jak stabilizacja zatrudnienia, taryfa pracownicza, abonamentowe świadczenie medyczne, odpis na ZFŚS czy uroczyste dni branżowe traktowane jako dni wolne od pracy. Ustalenia umowy społecznej będą włączone m.in. do zakładowych układów zbiorowych pracy, regulaminów wynagradzania tak, aby korzyściami wynikającymi z nowej umowy społecznej byli objęci wszyscy pracownicy spółek Grupy Kapitałowej ENEA, które przystąpiły do przedmiotowej umowy.

6.2. Środowisko Naturalne

6.2.1. Ograniczenie emisji zanieczyszczeń

Zgodnie z regulacjami unijnymi, a w szczególności Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych - IED (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola), od 1 stycznia 2016 r. obowiązują nowe, zaostrzone normy ochrony środowiska. W związku z powyższym wszyscy producenci energii elektrycznej w Polsce, którzy wykorzystują przede wszystkim wysokoemisyjne technologie węglowe, są zobligowani dostosować bloki energetyczne do nowych wymagań środowiskowych. Prawo, wychodząc naprzeciw problemom przedsiębiorców, przewiduje możliwość skorzystania z mechanizmów derogacyjnych. Złagodzenie wymagań dyrektywy IED w postaci derogacji pozwala uzyskać dodatkowy czas na dostosowanie jednostek wytwórczych do zaostrzonych norm emisji zanieczyszczeń do powietrza. 17 sierpnia 2017 r. w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej opublikowano tzw. konkluzje BAT (kBAT) dla dużych obiektów energetycznego spalania (Decyzja wykonawcza Komisji (UE) 2017/1442 z 31 lipca 2017 r. ustanawiająca konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE). Opublikowane kBAT wprowadzają m.in. bardziej restrykcyjne (niż w dyrektywie IED) wymogi dla takich zanieczyszczeń, jak: dwutlenek siarki, tlenki azotu i pył. Dopuszczalnymi poziomami emisji (BAT – AELs) objęte zostały także dodatkowe substancje: rtęć, chlorowodór, fluorowodór i amoniak. Konkluzje BAT będą obowiązywały od dnia 18 sierpnia 2021 r., po zakończeniu 4-letniego okresu dostosowawczego.

Elektrownia Kozienice – bloki 1-10

Lata	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]	
1Q 2019	1 400,6	0,588	813,7	1 600,5	0,672	864,3	34,3	0,014	12,3	2 028 969,75	852	2 381 235,8
1Q 2018	1 424,0	0,517	754,7	1 900,0	0,690	1 007,0	47,5	0,017	16,6	2 334 907,47	847	2 755 356,4
Zmiana %	-1,6	13,7	7,8	-15,76	-2,6	-14,2	-27,8	-17,7	-25,9	-13,10	0,6	-13,6

W 2019 r. nastąpił wzrost stawek opłat za emisję:

SO₂ : 0,53 zł/kg w 2018 r. » 0,54 zł/kg w 2019 r.
 NO_x : 0,53 zł/kg w 2018 r. » 0,54 zł/kg w 2019 r.
 Pył : 0,35 zł/kg w 2018 r. » 0,36 zł/kg w 2019 r.

Elektrownia Kozienice – blok 11 vs. bloki 1-10

Lata	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]	
1Q 2019 Blok 11 ¹⁾	475,0	0,279	256,5	617,8	0,363	333,6	25,6	0,015	9,2	1 256 608,9	738	1 703 351,0
1Q 2018 Blok 11 ¹⁾	282,7	0,192	149,8	499,2	0,339	264,4	23,8	0,016	8,3	1 104 838,6	750	1 473 096,5
1Q 2019 Bloki 1-10	1 400,6	0,588	813,7	1 600,5	0,672	864,3	34,3	0,014	12,3	2 028 969,8	852	2 381 235,8
1Q 2018 Bloki 1-10	1 424,0	0,517	754,7	1 900,0	0,690	1 007,0	47,5	0,017	16,6	2 334 907,5	847	2 755 356,3

¹⁾Dane dla bloku 11 uwzględniają emisje i opłaty dla kotłowni rozruchowej.

ENEA Elektrownia Połaniec

Lata	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]	
1Q 2019	1 455,6	0,63	786,0	1 519,7	0,66	116,1	120,2	0,05	43,3	1 690 574,7	736,5	2 295 358,1
1Q 2018	2 355,6	0,98	1 248,5	1 734,5	0,72	919,3	141,6	0,06	49,5	1 888 804,0	782,8	2 412 843,8
Zmiana %	-38,2	-35,3	-37,0	-12,4	-8,0	-87,4	-15,2	-12,8	-12,7	-10,5	-5,9	-4,9

Elektrociepłownia Białystok

Lata	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]	
1Q 2019	148,6	0,253	80,3	101,0	0,172	54,5	26,2	0,045	9,4	174 502,2	297,3	166 782
1Q 2018	105,5	0,170	55,9	122,3	0,197	64,8	4,3	0,007	1,5	168 697,9	272,2	178 700
Zmiana %	40,9	48,7	43,6	-17,5	-12,9	-15,9	509,3	543,2	526,6	3,4	9,2	-6,7

Ciepłownia Zachód Białystok

Lata	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]	
1Q 2019	12,4	-	6,7	2,9	-	1,6	0,6	-	0,2	5 554,6	-	-
1Q 2018	14,0	-	7,4	18,6	-	9,8	2,6	-	0,9	15 216,8	-	-
Zmiana %	-11,4	-	-9,5	-84,4	-	-83,7	-76,9	-	-77,8	-63,5	-	-

7. CSR – Społeczna Odpowiedzialność Biznesu

Finale II edycji projektu edukacyjnego „ENEA Akademia Talentów”

W styczniu 2019 r. jury oraz internauci wybrali zwycięzców drugiej edycji ENEI Akademii Talentów. Osiemnastu uczniów otrzymało stypendia na rozwój swoich pasji naukowych, artystycznych i sportowych. Dzięki przyznanym grantom dziewięć szkół zrealizuje z kolei dodatkowe, pozalekcyjne projekty edukacyjne. Wszyscy zwycięzcy uczniowie mają już na swoim koncie sukcesy. Wielu zostało już docenionych w międzynarodowych konkursach i turniejach. Są to świetnie zapowiadający się zawodnicy, wrażliwi i utalentowani artyści oraz zdolni i pracowici przyszli naukowcy. Projekty zgłoszone w kategorii przeznaczonej dla szkół były również bardzo ciekawe i różnorodne. Za sprawą grantu ENEI Akademii Talentów w kategorii „Sport” uczniowie klasy sportowej zostaną objęci profesjonalnym, kompleksowym i dodatkowym treningiem piłkarskim. W Białymstoku zostaną zorganizowane zajęcia taneczne, a w Międzyzrzeczu – szachowe. Szkoły, które otrzymały grant w kategorii „Sztuka” angażować będą swoich uczniów w zajęcia teatralne, taneczne, a także w spektakle słowno-muzyczne o tematyce historycznej. W kategorii „Nauka” internauci docenili projekty z dziedziny robotyki, fizyki i astronomii. Nagrodzony został też projekt wsparcia kółka lotniczego, którego uczestnicy uczą się podstaw lotnictwa poprzez naukę latania dronami.

Zwycięzcy akcji to mieszkańcy m.in. Poznania i Wielkopolski, Szczecina i województwa zachodniopomorskiego, Bydgoszczy i województwa kujawsko-pomorskiego, Gorzowa Wielkopolskiego, Zielonej Góry i województwa lubuskiego. Wśród laureatów znaleźli się również mieszkańcy województw: świętokrzyskiego, podlaskiego, lubelskiego i mazowieckiego.

Finale projektu sportowo-charytatywnego „Biegamy-Zbieramy-Pomagamy”

30 marca 2019 r. ponad 120 dzieci z placówek opiekuńczo-wychowawczych z całej Polski wzięło udział w ENEA Active Camp – warsztatach sportowo-psychologicznych organizowanych przez Fundację im. Kamili Skolimowskiej. Dzieciom towarzyszył Piotr Lisek, wicemistrz świata w skoku o tyczce. Wydarzenie odbyło się dzięki zaangażowaniu pracowników Grupy ENEA, którzy w programie „Biegamy – Zbieramy – Pomagamy” wybiegali fundusze na jego organizację.



„Biegamy – Zbieramy – Pomagamy” jest jednym z najważniejszych projektów CSR zainicjowanych przez Fundację ENEA w ciągu pięciu lat jej działania, zachęcającym pasjonatów sportu do pomagania. Pracownicy Grupy ENEA, startując w różnych zawodach biegowych, zbierają punkty. Fundacja przelicza je na złotówki, a zgromadzone fundusze przeznacza na działania promujące aktywność fizyczną wśród dzieci i młodzieży. Od początku programu „Biegamy – Zbieramy – Pomagamy” podczas 311 zawodów zbierano łącznie 44 tys. zł na sportowy rozwój dzieci i młodzieży. Tylko w ubiegłym roku biegacze wystartowali blisko 400 razy, kończąc 177 zawodów biegowych. W tym roku Fundacja ENEA rozszerza formułę programu i podwaja stawkę.

Odpowiedzialne praktyki zarządcze – Oświadczenie na temat informacji niefinansowych Grupy ENEA za rok 2018

W marcu 2019 r. Grupa ENEA, realizując obowiązek nałożony Ustawą o Rachunkowości z dnia 15 grudnia 2016 roku implementującą Dyrektywę 2014/95/UE, opublikowała „Oświadczenie na temat informacji niefinansowych Grupy Kapitałowej ENEA” w ramach „Sprawozdania Zarządu z działalności ENEA S.A. oraz Grupy Kapitałowej ENEA za 2018 rok”. Oświadczenie, już drugi rok, wykorzystuje wytyczne 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 2018 r.

Poza niniejszym Oświadczeniem za rok 2018 Grupa Kapitałowa ENEA planuje opublikować na przełomie II i III kwartału 2019 r. na dedykowanej stronie internetowej odrębny „Raport zrównoważonego rozwoju Grupy ENEA 2018”. Grupa od 2011 r. prowadzi praktykę raportowania zrównoważonego rozwoju i odpowiedzialnego biznesu.

8. Załączniki

Załącznik nr 1 - Rachunek zysków i strat ENEA Operator Sp. z o.o. – 1Q 2019

[tys. zł]	1Q 2018	1Q 2019	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym	664 493	662 305	-2 188	-0,3%
Przychody z tytułu opłat dodatkowych	1 293	1 214	-79	-6,1%
Przychody ze sprzedaży niezafakturowanej usług dystrybucji	9 729	7 777	-1 952	-20,1%
Rozliczenie rynku bilansującego	969	2 145	1 176	121,4%
Opłaty za przyłączenie do sieci	9 951	13 571	3 620	36,4%
Przychód z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej	1 718	1 717	-1	-0,1%
Przychody z tytułu usług	7 598	7 286	-312	-4,1%
Sprzedaż usług dystrybucji innym podmiotom	4 676	4 386	-290	-6,2%
Sprzedaż towarów i materiałów oraz inne przychody	273	620	347	127,1%
Przychody ze sprzedaży	700 700	701 021	321	0,0%
Amortyzacja środków trwałych i WNIP	124 452	139 534	15 082	12,1%
Koszty świadczeń pracowniczych	102 782	106 888	4 106	4,0%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	7 743	8 136	393	5,1%
Zakup energii na potrzeby własne oraz straty sieciowe	61 763	84 194	22 431	36,3%
Koszty usług przesyłowych	102 276	97 812	-4 464	-4,4%
Inne usługi obce	65 465	66 526	1 061	1,6%
Podatki i opłaty	63 529	64 215	686	1,1%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	528 010	567 305	39 295	7,4%
Pozostałe przychody operacyjne	20 485	8 531	-11 954	-58,4%
Pozostałe koszty operacyjne	18 996	31 683	12 687	66,8%
Zysk / (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	(1 379)	(2 624)	-1 245	-90,3%
Zysk / (strata) operacyjny	172 800	107 940	-64 860	-37,5%
Przychody finansowe	659	521	-138	-20,9%
Koszty finansowe	15 552	18 356	2 804	18,0%
Zysk / (strata) brutto	157 907	90 105	-67 802	-42,9%
Podatek dochodowy	25 422	21 960	-3 462	-13,6%
Zysk / (strata) netto	132 485	68 145	-64 340	-48,6%
EBITDA	297 252	247 474	-49 778	-16,7%

1Q 2019:

Czynniki zmiany EBITDA ENEA Operator Sp. z o.o. (spadek o 50 mln zł):

(-) niższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym o 4 mln zł są konsekwencją głównie niższego wolumenu dostarczonej energii elektrycznej

(+) wyższe przychody z tyt. opłat za przyłączenie do sieci o 4 mln zł wynikają głównie z przyłączenia obiektu w II grupie przyłączeniowej

(+) niższe koszty zakupu usług przesyłowych i dystrybucyjnych (saldo) o 4 mln zł są konsekwencją opłat przenoszonych wynikających z harmonogramu rozliczeń z odbiorcami końcowymi i PSE

(-) wyższe koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej (saldo) o 21 mln zł wynikają przede wszystkim z wyższej średniej ceny energii elektrycznej

(+) wyższy wynik na pozostałej działalności operacyjnej o 26 mln zł wynika głównie z niższych przychodów od ubezpieczyciela z tytułu usuwania skutków szkód losowych oraz zmiany stanu rezerw dotyczących majątku sieciowego

Załącznik nr 2 - Rachunek zysków i strat ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o. – 1Q 2019

[tys. zł]	1Q 2018 ¹⁾	1Q 2019	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	912 187	1 074 036	161 849	17,7%
<i>koncesja na wytwarzanie</i>	<i>806 180</i>	<i>999 069</i>	<i>192 889</i>	<i>23,9%</i>
<i>koncesja na obrót</i>	<i>106 007</i>	<i>74 967</i>	<i>-31 040</i>	<i>-29,3%</i>
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	4 523	10 875	6 352	140,4%
Przychody ze sprzedaży uprawnień do emisji CO ₂	22 569	0	-22 569	-100,0%
Przychody ze sprzedaży ciepła	1 301	357	-944	-72,6%
Przychody z tytułu usług	2 253	2 538	285	12,6%
Sprzedaż towarów i materiałów oraz inne przychody	2 276	4 152	1 876	82,4%
Podatek akcyzowy	1	0	-1	-100,0%
Przychody ze sprzedaży netto	945 108	1 091 958	146 850	15,5%
Amortyzacja środków trwałych i WNIP	116 810	108 166	-8 644	-7,4%
Koszty świadczeń pracowniczych	62 606	60 377	-2 229	-3,6%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	499 776	618 274	118 498	23,7%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	192 002	123 386	-68 616	-35,7%
Usługi przesyłowe	82	158	76	92,7%
Inne usługi obce	27 595	29 707	2 112	7,7%
Podatki i opłaty	23 309	21 557	-1 752	-7,5%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	922 180	961 625	39 445	4,3%
Pozostałe przychody operacyjne	2 362	6 851	4 489	190,1%
Pozostałe koszty operacyjne	720	819	99	13,8%
Zysk / (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	409	(111)	-520	-127,1%
Zysk / (strata) operacyjny	24 979	136 254	111 275	445,5%
Przychody finansowe	724	1 086	362	50,0%
Koszty finansowe	35 171	35 477	306	0,9%
Zysk / (strata) brutto	-9 468	101 863	111 331	-1 175,9%
Podatek dochodowy	3 253	19 824	16 571	509,4%
Zysk / (strata) netto	-12 721	82 039	94 760	-744,9%
EBITDA	141 789	244 420	102 631	72,4%

1Q 2019:

Czynniki zmiany EBITDA ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o. (wzrost o 103 mln zł):

Elektrownia Kozienice

(wzrost EBITDA o 87,3 mln zł):

(+) wzrost marży na wytwarzaniu o 83,9 mln zł

(+) wzrost marży na obrocie i na Rynku Bilansującym o 10,5 mln zł

(+) wzrost pozostałych czynników o 3,2 mln zł (wynik na pozostałej działalności operacyjnej +2,7 mln zł)

(+) spadek kosztów stałych o 0,8 mln zł

(-) niższe przychody z Regulacyjnych Usług Systemowych o 11,1 mln zł

Segment OZE (wzrost EBITDA o 15,3 mln zł):

(+) Obszar Wiatr (+14,8 mln zł): wzrost przychodów z energii elektrycznej o 7,6 mln zł, wzrost przychodów ze świadectw pochodzenia o 5,9 mln zł, wyższy o 1,4 mln zł wynik na pozostałej działalności operacyjnej

(+) Obszar Woda (+0,5 mln zł): wzrost przychodów ze świadectw pochodzenia o 0,6 mln zł, spadek kosztów wynagrodzeń o 0,5 mln zł, spadek przychodów z energii elektrycznej o 0,6 mln zł

¹⁾ W związku z wydzieleniem z dniem 30 listopada 2018 r. Elektrociepłowni Białystok z ENEA Wytwarzanie nastąpiła zmiana prezentacji danych za 2018r. Z danych za 2018 r. wydzielono Elektrociepłownię Białystok

Załącznik nr 3 - Rachunek zysków i strat ENEA Elektrownia Połaniec – 1Q 2019

[tys. zł]	1Q 2018	1Q 2019	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	541 102	683 355	142 253	26,3%
Podatek akcyzowy	65	16	-49	-75,4%
Przychody ze sprzedaży netto	541 037	683 339	142 302	26,3%
Amortyzacja środków trwałych i WNIp	13 513	14 540	1 027	7,6%
Koszty świadczeń pracowniczych	14 520	15 388	868	6,0%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	327 369	416 039	88 670	27,1%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	113 359	81 731	-31 628	-27,9%
Usługi przesyłowe	0	87	87	-
Inne usługi obce	51 931	53 874	1 943	3,7%
Podatki i opłaty	10 810	8 518	-2 292	-21,2%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	531 502	590 177	58 675	11,0%
Pozostałe przychody operacyjne	172	4 638	4 466	2596,5%
Pozostałe koszty operacyjne	290	130	-160	-55,2%
Zysk / (strata) operacyjny	9 417	97 670	88 253	937,2%
Przychody finansowe	740	678	-62	-8,4%
Koszty finansowe	446	337	-109	-24,4%
Zysk / (strata) brutto	9 711	98 011	88 300	909,3%
Podatek dochodowy	1 946	27 894	25 948	1 333,4%
Zysk / (strata) netto	7 765	70 117	62 352	803,0%
EBITDA	22 930	112 210	89 280	389,4%

1Q 2019:

Czynniki zmiany EBITDA ENEA Elektrownia Połaniec S.A. (wzrost o 89 mln zł):

Segment Elektrownie Systemowe (wzrost EBITDA o 57,5 mln zł):

(+) wyższa marża na wytwarzaniu o 33,7 mln zł

(+) wyższa marża na obrocie i RB o 8,6 mln zł

(+) wyższe przychody ze sprzedaży Regulacyjnych Usług Systemowych o 5,3 mln zł

(+) niższe koszty stałe o 9,8 mln zł

Segment OZE (wzrost EBITDA o 34,6 mln zł):

(+) wyższa marża na produkcji energii z OZE o 33,8 mln zł

(+) wyższa marża ZB na sprzedaży/ aktualizacji zapasu zielonych certyfikatów o 6,2 mln zł

(-) wyższe koszty stałe o 5,4 mln zł

Segment Ciepło (spadek EBITDA o 2,8 mln zł):

(-) niższa marża na ciepłe o 2,4 mln zł z tytułu: wyższego kosztu CO₂ -2,2 mln zł oraz wzrostu kosztów węgla -0,3 mln zł

(-) wyższe koszty stałe o 0,4 mln zł - wyższe koszty remontów

9. Słownik pojęć i skrótów

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

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

Skrót/pojęcie	Pełna nazwa/wyjaśnienie
ACER	Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki – unijna agencja utworzona na mocy 3 pakietu energetycznego. Celem Agencji jest koordynacja i wspieranie współpracy krajowych organów regulacyjnych. Pełna lista zadań znajduje się w Rozporządzeniu 713/2009
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
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
EUA	EU Emission Allowance - uprawnienie do emisji w ramach Europejskiego Systemu Handlu Emisjami
Europejski System Handlu Emisjami EU ETS	Europejski system wspierający redukcję emisji gazów cieplarnianych
GRI Standards	Global Reporting Initiative to międzynarodowa niezależna organizacja normalizacyjna, która wypracowała globalnie dostępne wskazówki do publicznego raportowania danych niefinansowych, pomagając firmom, rządowi i innym organizacjom zrozumieć i komunikować ich wpływ na kwestie pracownicze, środowiskowe, społeczne, praw człowieka i korupcji. Nowa odsłona standardu w porównaniu z poprzednimi Wytycznymi G4, które przestały obowiązywać z dniem 1 lipca 2018 r. ma być bardziej zrozumiała, lepiej ustrukturyzowana oraz łatwiejsza w użytkowaniu.
ICE	Platforma obrotu umożliwiające handel uprawnieniami do emisji CO ₂ (EUA) oraz jednostkami poświadczonej redukcji emisji (CER) na rynku futures
Instalacja SCR	Instalacja katalitycznego odazotowania spalin
Kogeneracja	Proces technologiczny jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej i użytkowej energii cieplnej w elektrociepłowni
MW_e	Megawat mocy elektrycznej
MWh	Megawatogodzina (1 GWh = 1.000 MWh)
MW_t	Megawat mocy cieplnej
NFOŚiGW	Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej
NO_x	Tlenki azotu
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSP	Operator Systemu Przesyłowego
OZE	Odnawialne źródła energii
OZEX_A	Indeks dla transakcji sesyjnych, których przedmiotem są kontrakty na prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia dla energii wyprodukowanej w odnawialnych źródłach energii, której okres produkcji (wskazany w świadectwie pochodzenia) rozpoczął się od 1 marca 2009 r. włącznie

Skrót/pojęcie	Pełna nazwa/wyjaśnienie
PM „białe”	Prawa majątkowe do świadectw pochodzenia wynikających ze świadectw efektywności energetycznej tzw. „białe” certyfikaty
PM „błękitne”	Prawa Majątkowe do świadectw pochodzenia będących potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej z biogazu rolniczego
PM „czerwone”	Prawa Majątkowe do świadectw pochodzenia będących potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w pozostałych źródłach kogeneracyjnych
PM „fioletowe”	Prawa Majątkowe do świadectw pochodzenia będących potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w jednostce kogeneracji opalanej metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 2 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych
PM „zielone”	Tożsame z PMOZE
PM „żółte”	Prawa Majątkowe do świadectw pochodzenia będących potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w jednostce kogeneracji gazowej lub o łącznej mocy zainstalowanej do 1 MW
PMOZE	Prawa majątkowe ze świadectw pochodzenia energii z odnawialnych źródeł energii
Rozporządzenie REMIT	Rozporządzenie o integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii, określa ramy monitorowania hurtowych rynków energii, w celu wykrywania i zapobiegania nieuczciwym praktykom na poziomie UE
Rynek bilansujący	Rynek techniczny prowadzony przez OSP. Jego celem jest bilansowanie w czasie rzeczywistym zapotrzebowania na energię elektryczną z jej produkcją w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE)
Rynek SPOT	Rynek kasowy (bieżący)
Rynek terminowy	Rynek energii elektrycznej, na którym notowane są produkty typu forward
SAIDI	System Average Interruption Duration Index - wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (wyrażany w minutach na Klienta)
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index - wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich w dostawie energii (wyrażany w liczbie przerw na Klienta)
SO₂	Dwutlenek siarki
TFS	Tradition Financial Services, platforma obrotu energią elektryczną przeznaczona do zawierania różnego rodzaju transakcji, kupna oraz sprzedaży energii konwencjonalnej, praw majątkowych, energii odnawialnej oraz uprawnień do emisji CO ₂
TGE	Towarowa Giełda Energii
TGEozebio	Indeks dla transakcji sesyjnych, których przedmiotem są Prawa Majątkowe wynikające ze Świadectw Pochodzenia dla energii wytworzonej z biogazu rolniczego, której okres produkcji rozpoczął się od dnia 1 lipca 2016 r. (włącznie)
URE	Urząd Regulacji Energetyki
Ustawa Prawo Energetyczne	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo Energetyczne
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