

***Sprawozdanie Zarządu z działalności
Grupy Kapitałowej
PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
za okres 3 i 9 miesięcy***

zakończony 30 września 2019 roku

SPIS TREŚCI

KLUCZOWE WYNIKI FINANSOWE GK PGE	3
1. Grupa Kapitałowa PGE	4
1.1. Charakterystyka działalności.....	4
2. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe	5
2.1. Otoczenie makroekonomiczne	5
2.2. Otoczenie rynkowe.....	6
2.3. Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla	15
2.4. Otoczenie regulacyjne.....	17
3. Działalność Grupy Kapitałowej PGE	26
3.1. Segmenty działalności GK PGE (III kwartał 2019 roku)	26
3.2. Omówienie kluczowych wyników finansowych GK PGE	27
3.3. Charakterystyka segmentów działalności.....	34
3.4. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego oraz zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym	55
4. Pozostałe elementy Sprawozdania	60
4.1. Istotne zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej	60
4.2. Publikacja prognoz wyników finansowych.....	62
4.3. Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych	62
5. Oświadczenia Zarządu	63
6. Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu	63
Słowniczek pojęć branżowych	64

KLUCZOWE WYNIKI FINANSOWE GK PGE

Kluczowe dane finansowe	Jedn.	III kwartał 2019	III kwartał 2018	Zmiana %	I-III kwartał 2019	I-III kwartał 2018	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży*	mln PLN	9 696	6 091	59%	27 932	18 962	47%
Zysk z działalności operacyjnej (EBIT)	mln PLN	621	507	22%	3 067	2 366	30%
Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację (EBITDA)	mln PLN	1 677	1 441	16%	6 072	5 144	18%
Marża EBITDA*	%	17%	24%		22%	27%	
Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację skorygowany o zdarzenia jednorazowe (EBITDA powtarzalna)	mln PLN	1 634	1 440	13%	4 933	5 243	-6%
Marża EBITDA powtarzalna*	%	17%	24%		18%	28%	
Zysk netto	mln PLN	427	403	6%	2 192	1 699	29%
Nakłady inwestycyjne	mln PLN	1 911	1 515	26%	4 468	3 759	19%
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	mln PLN	1 572	-15	-	4 765	2 668	79%
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	mln PLN	-1 665	-1 434	16%	-4 851	-4 339	12%
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	mln PLN	545	1 567	-65%	546	445	23%

Kluczowe dane finansowe		Stan na dzień 30 września 2019 roku	Stan na dzień 31 grudnia 2018 roku	Zmiana %
Kapitał obrotowy	mln PLN	2 341	-3 395	-
Zadłużenie netto/LTM EBITDA**	x	1,60	1,51	

* W związku z wprowadzeniem 100% obligu giełdowego (obowiązek publicznej sprzedaży energii elektrycznej) mniejsza część obrotu odbywa się bilateralnie w ramach Grupy Kapitałowej. Zmiana ta w znaczący sposób przełożyła się na wzrost sprzedaży i zakupu energii elektrycznej (por. pkt 3.2 niniejszego sprawozdania) i w konsekwencji poziom skonsolidowanych przychodów oraz kosztów. Miało to ograniczony wpływ na rzeczywisty poziom rentowności GK PGE.

** LTM EBITDA - EBITDA z ostatnich 12 miesięcy od dnia sprawozdawczego.

Zdarzenia jednorazowe mające wpływ na EBITDA	Jedn.	III kwartał 2019	III kwartał 2018	Zmiana %	I-III kwartał 2019	I-III kwartał 2018	Zmiana %
Dodatkowy przydział uprawnień do emisji CO ₂	mln PLN	42*	0	-	1 435	0	-
Zmiana rezerwy rekultywacyjnej	mln PLN	0	0	-	-246	-17	1 347%
Zmiana rezerwy aktuarialnej	mln PLN	0	0	-	-36	0	-
Rekompensaty KDT	mln PLN	1	1	0%	-14	-82	-83%
Razem	mln PLN	43	1	4 200%	1 139	-99	-

*Zmiana wartości rynkowej dodatkowego przydziału uprawnień do emisji CO₂ (por. pkt 3.4 niniejszego sprawozdania).

1. Grupa Kapitałowa PGE

1.1. Charakterystyka działalności

Grupa Kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. („GK PGE”, „Grupa Kapitałowa PGE”, „Grupa Kapitałowa”, „Grupa PGE”, „Grupa”) jest największym zintegrowanym pionowo producentem energii elektrycznej oraz ciepła w Polsce. Dzięki połączeniu własnej bazy surowcowej, wytwarzania energii elektrycznej oraz sieci dystrybucyjnej Grupa PGE gwarantuje bezpieczne i niezawodne dostawy energii elektrycznej do ponad 5 milionów gospodarstw domowych, przedsiębiorstw i instytucji.

Podmiotem dominującym GK PGE jest PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. (także jako „PGE S.A.”, „PGE”, „Spółka”, „Emitent”). Działalność Grupy Kapitałowej PGE jest zorganizowana w sześciu segmentach:

ENERGETYKA KONWENCJONALNA



Przedmiotem działalności segmentu jest wydobywanie węgla brunatnego oraz wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w źródłach konwencjonalnych.

Elektrownia Rybnik, będąca własnościowo częścią koncernu PGE Energia Ciepła S.A., ze względu na charakter działalności, została prezentacyjnie ujęta w segmencie Energetyka Konwencjonalna.

CIEPŁOWNICTWO



Przedmiotem działalności segmentu jest wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w źródłach kogeneracyjnych oraz przesył i dystrybucja ciepła.

ENERGETYKA ODNAWIALNA



Przedmiotem działalności segmentu jest wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych i w elektrowniach szczytowo-pompowych oraz świadczenie usług systemowych.

OBRÓT



Przedmiotem działalności segmentu jest hurtowy obrót energią elektryczną na rynku krajowym i zagranicznym, sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych, obrót pozwoleniami do emisji CO₂, prawami majątkowymi i paliwami oraz świadczenie usług Centrum Korporacyjnego na rzecz spółek z Grupy PGE.

DYSTRYBUCJA



Przedmiotem działalności segmentu jest świadczenie usług dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych za pomocą sieci i urządzeń elektroenergetycznych wysokich, średnich i niskich napięć.

POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ

Przedmiotem działalności jest świadczenie usług przez spółki zależne na rzecz Grupy Kapitałowej PGE, m.in. organizacja pozyskiwania finansowania w formie euroobligacji, świadczenie usług informatycznych, księgowo-kadrowych, transportowych i carsharingowych. To także działalność spółek zależnych, powołanych do przygotowania i realizacji projektu budowy elektrowni jądrowej, zarządzanie funduszami inwestycyjnymi oraz inwestycje w start-upy.

Skład Grupy Kapitałowej PGE został opisany w nocie 1.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

2. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe

2.1. Otoczenie makroekonomiczne

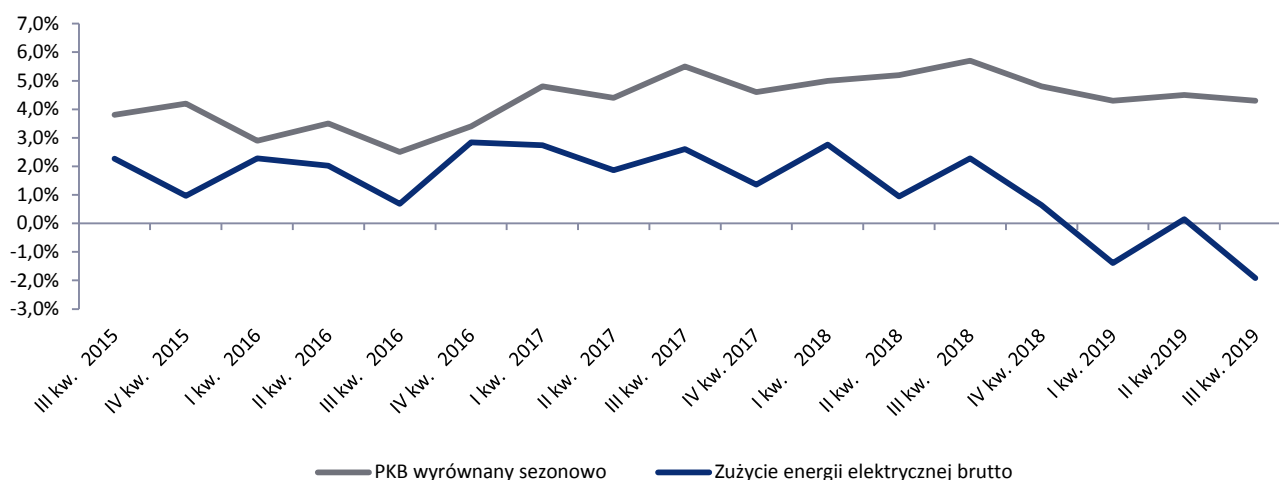
Głównym obszarem działalności Grupy PGE jest rynek polski, a krajowa sytuacja makroekonomiczna w istotny sposób oddziałuje na wyniki Grupy. Jednocześnie kondycja polskiej gospodarki pozostaje w dużym stopniu powiązana z koniunkturą w Unii Europejskiej i na rynkach międzynarodowych. Na wyniki finansowe Grupy wpływ ma zarówno sytuacja w poszczególnych segmentach gospodarki, jak i na rynkach finansowych, które determinują warunki pozyskiwania przez Grupę PGE finansowania dłużnego.

Co do zasady, w Polsce istnieje historyczna korelacja pomiędzy zmianą zapotrzebowania na energię elektryczną a zmianą tempa wzrostu gospodarczego. Biorąc pod uwagę pozycję Grupy PGE na polskim rynku wytwarzania, a także istotny udział w rynku sprzedaży energii elektrycznej oraz dystrybucji, zmiany w zakresie poziomu zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło mogą znacząco wpływać na wyniki Grupy.

W III kwartale 2019 roku odnotowano spadek zużycia energii elektrycznej brutto o 1,9% r/r. W analogicznym okresie ubiegłego roku zużycie energii elektrycznej wzrosło o 2,3% r/r. Spadek był następstwem niższych temperatur zanotowanych w Polsce w III kwartale 2019 roku. W III kwartale 2019 roku średnia dobowa temperatura wyniosła 18,2°C i była niższa o 1°C wobec analogicznego okresu ubiegłego roku.

Tendencje gospodarcze w III kwartale 2019 roku pozostały ogólnie pozytywne. Według konsensusu rynkowego PKB wyrównany sezonowo w III kwartale 2019 roku wzrósł o 4,3% r/r (o 0,2 p.p. mniej niż w II kwartale 2019 roku), wobec 5,7% w analogicznym okresie 2018 roku.

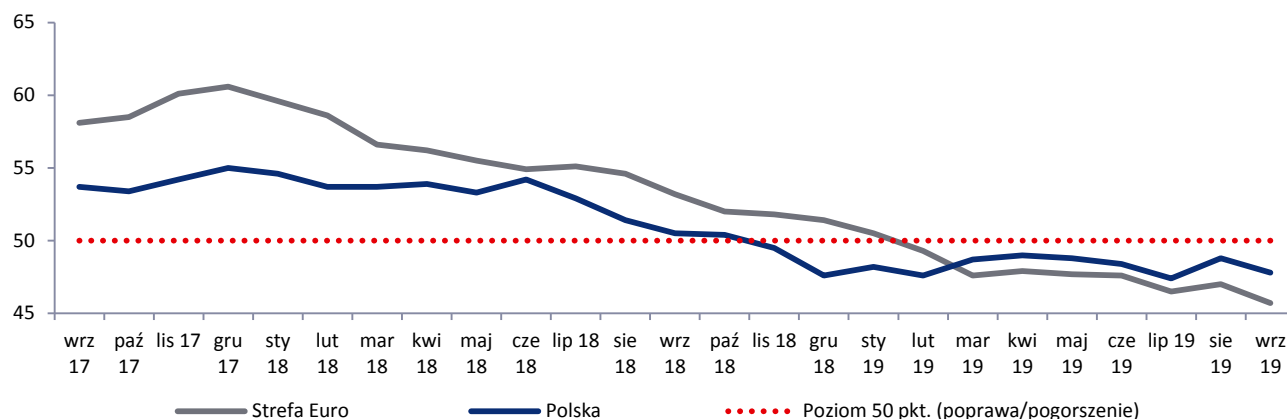
Rysunek: Dynamika PKB wyrównanego sezonowo i krajowego zużycia energii elektrycznej brutto.



Źródło: Konsensus rynkowy na podstawie danych Thomson Reuters, PSE S.A.

Wskaźnik Purchasing Managers' Index („PMI”) dla przemysłu osiągnął w III kwartale 2019 roku średnio 48,0 pkt. (w analogicznym okresie ubiegłego roku średnio 51,6 pkt.). Wynik poniżej poziomu 50,0 pkt. oznacza, iż ankietowani menadżerowie oczekują pogorszenia sytuacji sektora. We wrześniu 2019 roku indeks PMI zarejestrował spadek do poziomu 47,8 pkt. po chwilowym wzroście do poziomu 48,8 pkt. w sierpniu 2019 roku, sygnalizując pogorszenie się koniunktury w polskim sektorze wytwórczym. Nowe zamówienia spadły w najszybszym tempie od ponad dekady (drugi taki słaby wynik w historii badań), co wynika z osłabienia popytu na rynku krajowym i na rynkach Europy Zachodniej, głównie spowodowanym spadkiem liczby zamówień eksportowych z Francji i Niemiec. Polski przemysł radzi sobie lepiej niż przemysł Strefy Euro, gdzie wskaźnik PMI w III kwartale 2019 roku osiągnął średnio 46,4 pkt., a w analogicznym okresie ubiegłego roku średnio 54,3 pkt. Z pięciu subindeksów składających się na główny wskaźnik, wielkość nowych zamówień stanowił główne źródło spadku. Poziom nowych zleceń otrzymanych przez polskich producentów spadł we wrześniu jedenasty miesiąc z rzędu. Produkcja również spadła, a poziom zapasów wyrobów gotowych rósł w III kwartale 2019 roku, z uwagi na obniżony popyt. We wrześniu 2019 roku koszty produkcji wzrosły w najszybszym tempie od czterech miesięcy, a ceny wyrobów gotowych nie uległy zmianie od sierpnia 2019 roku. Wyniki te wskazują na wzmocnienie presji na marże producentów oraz coraz silniejszą konkurencję na rynku zbytu.

Rysunek: Wskaźnik PMI dla przemysłu w Polsce i Strefie Euro (w punktach).



Źródło: Markit Economics

Zjawiska w polskim przemyśle odzwierciedlone są m.in. przez wskaźnik dynamiki produkcji przemysłowej ogółem. W III kwartale 2019 roku zanotowano wzrost na poziomie 1,9% r/r. Wartość produkcji w całym sektorze energetycznym wzrosła w III kwartale 2019 roku o 1,8%. Segment górnictwa i wydobywania zanotował w analizowanym okresie spadek o blisko 3,8% r/r. Wskaźnik CPI w III kwartale 2019 roku wyniósł 2,8% r/r, wobec 2,4% r/r w poprzednim kwartale oraz 2% r/r w roku ubiegłym.

2.2. Otoczenie rynkowe

SYTUACJA W KRAJOWYM SYSTEMIE ENERGETYCZNYM (KSE)

Tabela: Krajowe zużycie energii elektrycznej (GWh).

	III kw. 2019	III kw. 2018	Zmiana %	I-III kw. 2019	I-III kw. 2018	Zmiana %
Krajowe zużycie energii elektrycznej	40 757	41 504	-2%	125 785	126 614	-1%
Elektrownie wiatrowe	2 520	2 153	17%	9 863	7 983	24%
Elektrownie zawodowe ciepłne na węglu kamiennym	19 497	20 537	-5%	58 607	60 494	-3%
Elektrownie zawodowe ciepłne na węglu brunatnym	10 279	12 818	-20%	31 710	37 012	-14%
Elektrownie zawodowe ciepłne gazowe	2 842	2 423	17%	8 515	7 212	18%
Saldo wymiany zagranicznej	2 841	900	216%	7 433	4 739	57%
Pozostałe (el. przemysłowe, wodne, inne odnawialne)	2 778	2 673	4%	9 657	9 174	5%

Źródło: Na podstawie danych PSE S.A.

III kwartał 2019 roku

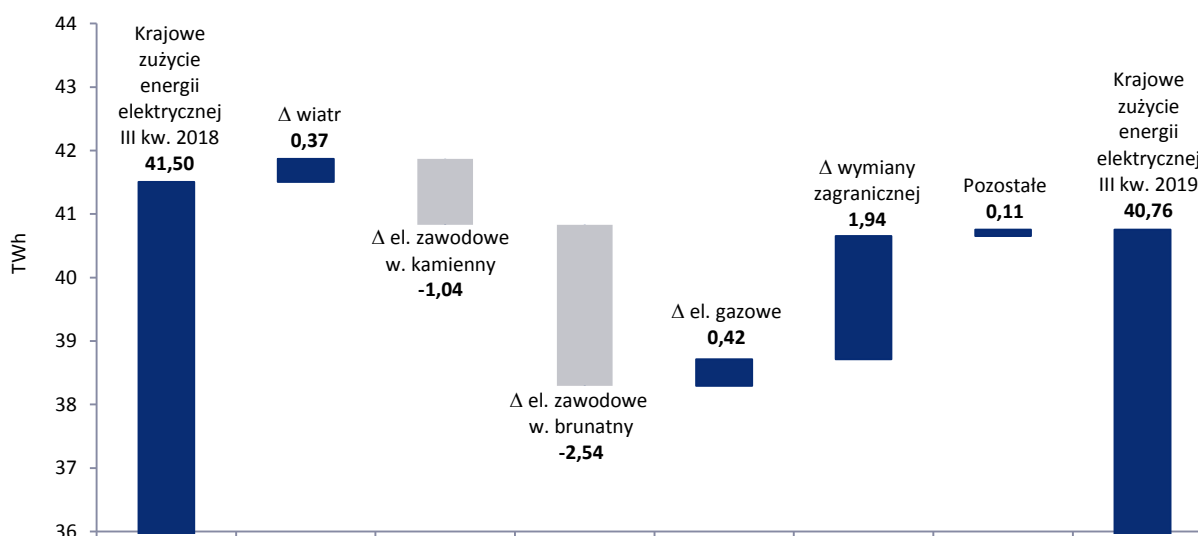
W III kwartale 2019 roku krajowe zużycie energii obniżyło się w porównaniu z okresem bazowym o 0,7 TWh. Jednocześnie, wskutek rozpiętości cen oraz zwiększonej przepustowości dla wymiany równoległej¹, import energii netto wzrósł o blisko 2 TWh r/r. W konsekwencji spadło zapotrzebowanie na energię generowaną w elektrowniach konwencjonalnych opalanych węglem kamiennym i brunatnym.

¹ Wymiana równoległa – między Polską a grupą obejmującą Niemcy, Czechy i Słowację.

Na spadek zapotrzebowania w KSE (definiowany jako zużycie brutto, w tym potrzeby własne sektora wytwarzania energii elektrycznej) wpłynął – w naszej opinii - zestaw czynników: zarówno pogodowych, technicznych jak i ekonomicznych.

- Chłodniejsze lato r/r i mniejsze potrzeby energetyczne związane z klimatyzacją.
- Zmiany po stronie podażowej (tj. w miksie produkcyjnym) – niższy udział produkcji w elektrowniach opalanych węglem kamiennym i brunatnym, charakteryzujących się wyższymi (od średniej) potrzebami własnymi. W szczególności import energii dla statystyk krajowych charakteryzuje się zerowymi potrzebami własnymi.
- Zmiana struktury produkcji przemysłowej – zmniejszenie eksportu w związku z ochłodzeniem gospodarki niemieckiej (w szczególności producentów z branży automotive) oraz możliwe przenoszenie produkcji z Polski do krajów o niższym koszcie energii elektrycznej.

Rysunek: Bilans energii w KSE – III kwartał 2019 roku (TWh).

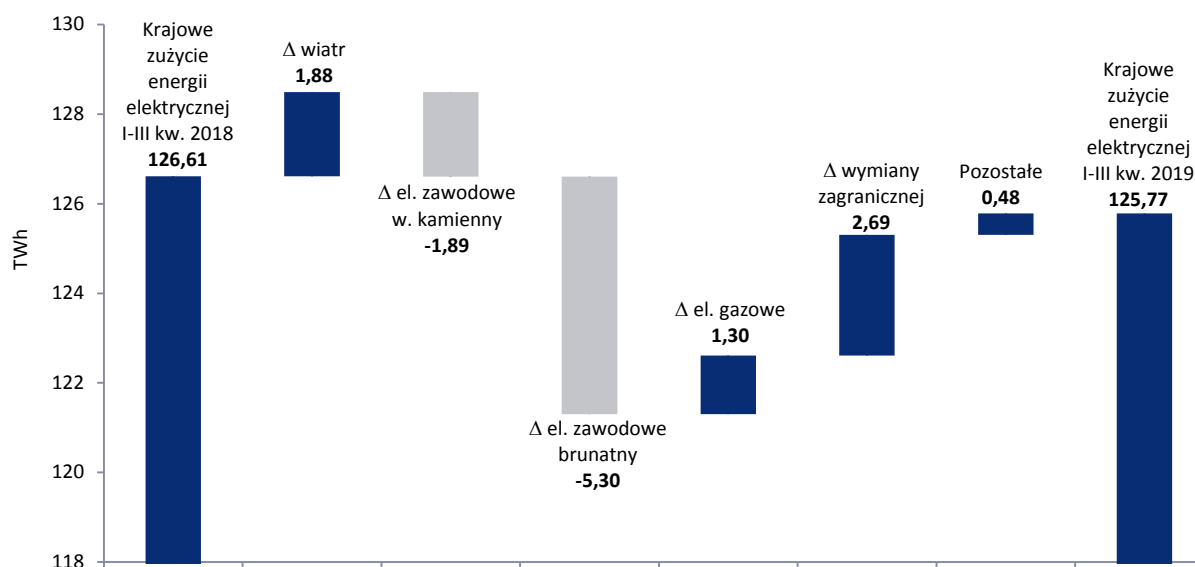


Źródło: Opracowane własne na podstawie danych PSE S.A.

I – III kwartał 2019 roku

W ujęciu narastającym krajowe zapotrzebowanie na energię obniżyło się w porównaniu z rokiem bazowym o 0,8 TWh. Za sprawą silnej wietrzności generacja wiatrowa wzrosła o 1,9 TWh r/r. Dodatkowo, na skutek różnicy cen na połączeniach transgranicznych, import netto zwiększył się o 2,7 TWh w porównaniu z analogicznym okresem ubiegłego roku. W rezultacie do zbilansowania systemu energetycznego potrzebna była mniejsza produkcja energii w zawodowych elektrowniach opalanych węglem kamiennym (-1,9 TWh) i węglem brunatnym (-5,3 TWh).

Rysunek: Bilans energii w KSE – I-III kwartał 2019 roku (TWh).



Źródło: Opracowane własne na podstawie danych PSE S.A.

CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ – RYNEK KRAJOWY

Rynek Dnia Następnego

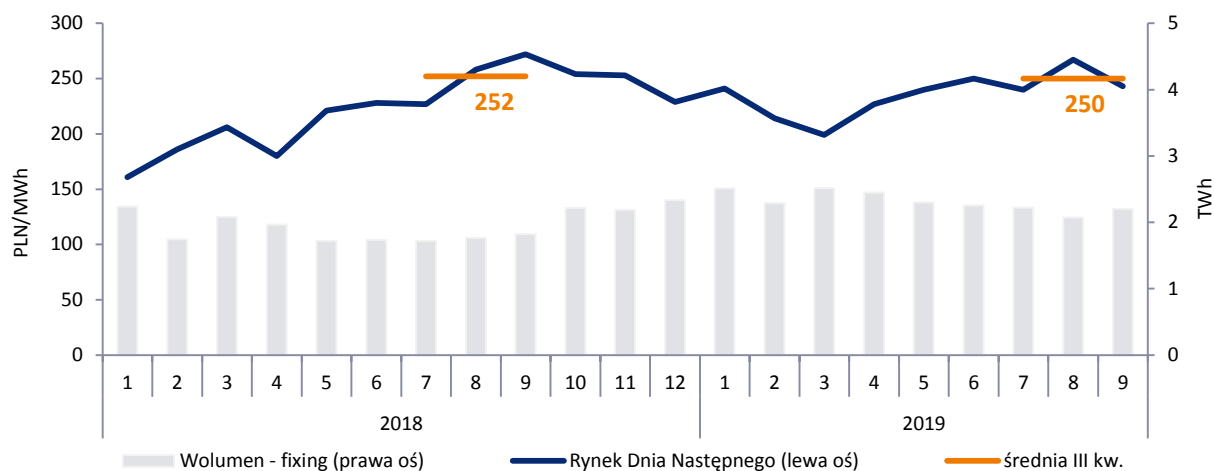
Rynek/miara	Jedn.	III kw. 2019	III kw. 2018	Zmiana %	I-III kw. 2019	I-III kw. 2018	Zmiana %
RDN – średnia cena	PLN/MWh	250	252	-1%	236	216	9%
RDN – wolumen obrotu	TWh	6,50	5,31	22%	20,83	16,80	24%

Analiza – wybrane czynniki cenotwórcze wpływające na notowania RDN

Czynnik	Jedn.	III kw. 2019	III kw. 2018	Zmiana %	I-III kw. 2019	I-III kw. 2018	Zmiana %
Uprawnienia CO ₂	EUR/t	26,88	19,70	36%	24,68	15,15	63%
Węgiel kamienny PSCMI1	PLN/GJ	11,97	11,26	6%	11,94	10,85	10%
Generacja wiatrowa KSE	TWh	2,52	2,15	17%	9,86	7,98	24%
Wskaźnik: generacja wiatrowa/zużycie KSE	%	6%	5%		8%	6%	
Wskaźnik: wymiana zagraniczna/zużycie KSE	%	7%	2%		6%	4%	

W III kwartale 2019 roku średnia cena energii na Rynku Dnia Następnego (RDN) wyniosła 250 PLN/MWh i była zbliżona do średniej ceny (252 PLN/MWh) notowanej w analogicznym okresie poprzedniego roku. Cena energii na RDN w III kwartale 2019 roku została ukształtowana przez zestaw czynników cenotwórczych działających zarówno pozytywnie, jak i negatywnie. Z jednej strony za wzrostem ceny RDN przemawiały czynniki kosztowe: ceny uprawnień do emisji CO₂ w III kwartale 2019 roku były o 36% wyższe w porównaniu do analogicznego okresu roku bazowego, a cena węgla zgodnie z Polskim Indekssem Rynku Węgla Energetycznego (PSCMI1) wzrosła o 6%. Z drugiej strony wzrost importu netto oraz większa generacja wiatrowa przekładają się, co do zasady, na spłaszczenie krzywej podaży. Miało to m.in. wpływ na ceny przy zapotrzebowaniu szczytowym, a w konsekwencji na średnią cenę dla całego kwartału. Czynnikiem wpływającym na poziom cen był również spadek zapotrzebowania o 0,7 TWh r/r.

Rysunek: Średnie miesięczne notowania na Rynku Dnia Następnego w latach 2018–2019 (TGE).*



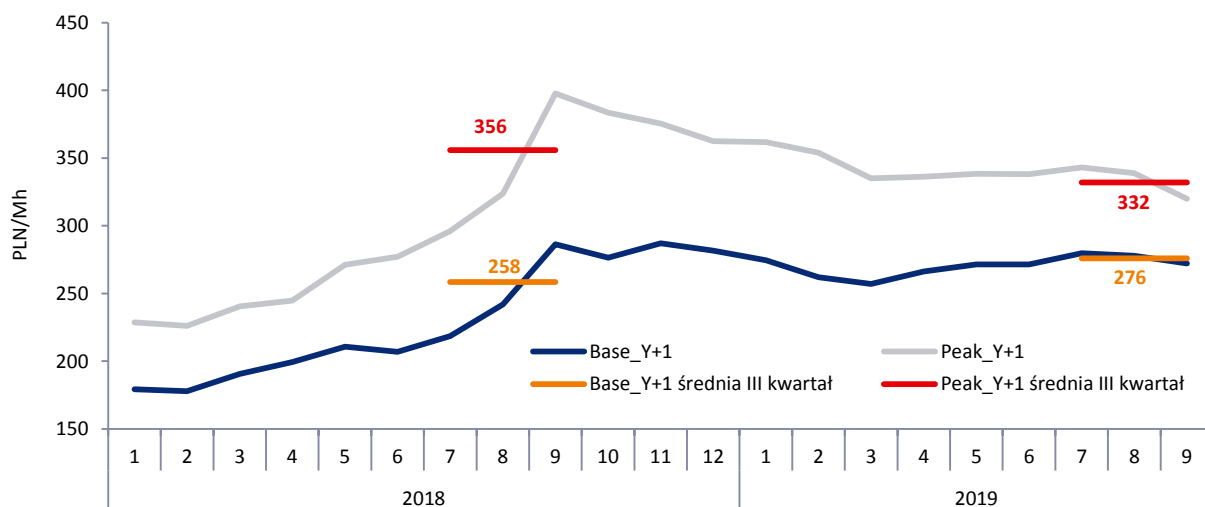
*Średniomiesięczny poziom cen RDN obliczony w oparciu o notowania godzinowe (fixing), ważony wolumenem obrotu.

Rynek Transakcji Terminowych

Rynek/miara	Jedn.	III kw. 2019	III kw. 2018	Zmiana %	I-III kw. 2019	I-III kw. 2018	Zmiana %
BASE Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	276	258	7%	270,3	225,7	20%
BASE Y+1 – wolumen obrotu	TWh	34,34	39,80	-14%	83,71	87,11	-4%
PEAK5 Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	332	356	-7%	336,2	314,5	7%
PEAK5 Y+1 – wolumen obrotu	TWh	5,49	2,70	103%	11,15	4,72	136%

Ceny energii na rynku terminowym kształtowane są przez podobny zestaw czynników fundamentalnych, jak ceny na rynku dnia następnego opisane w poprzednim paragrafie. Obserwowane wzrosty r/r dla produktu BASE_Y+1 związane są ze wzrostami (r/r) na rynkach towarów powiązanych: uprawnień do emisji CO₂ oraz węgla kamiennego. Z drugiej strony spadek cen w kontraktach PEAK5_Y+1 świadczy o spłaszczeniu się krzywej podaży oraz o mniej optymistycznych prognozach zapotrzebowania (po uwzględnieniu importu). Kluczową różnicą między rynkiem spot (RDN) i rynkiem terminowym jest czynnik pogodowy. Pogoda jest możliwa do prognozowania w krótkim horyzoncie czasowym, co przekłada się na zmienność cen na rynku dnia następnego, ale nie ma odzwierciedlenia w kontraktacji energii na kolejny rok. Przychody ze sprzedaży energii rozpoznawane są wraz z dostawą energii (a nie kontraktacją).

Rysunek: Średnie miesięczne notowania na RTT w latach 2018–2019 (TGE)*.

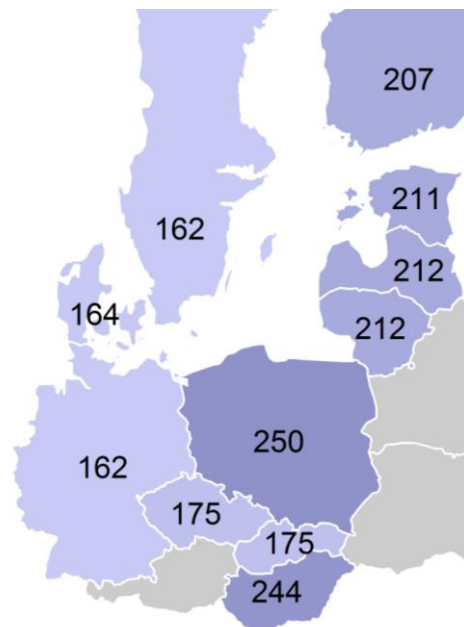


*Średniomiesięczny poziom indeksów dla kontraktów terminowych na rok następnny (Y+1), typu pasmo i szczyt, ważony wolumenem obrotu.

Rynek międzynarodowy

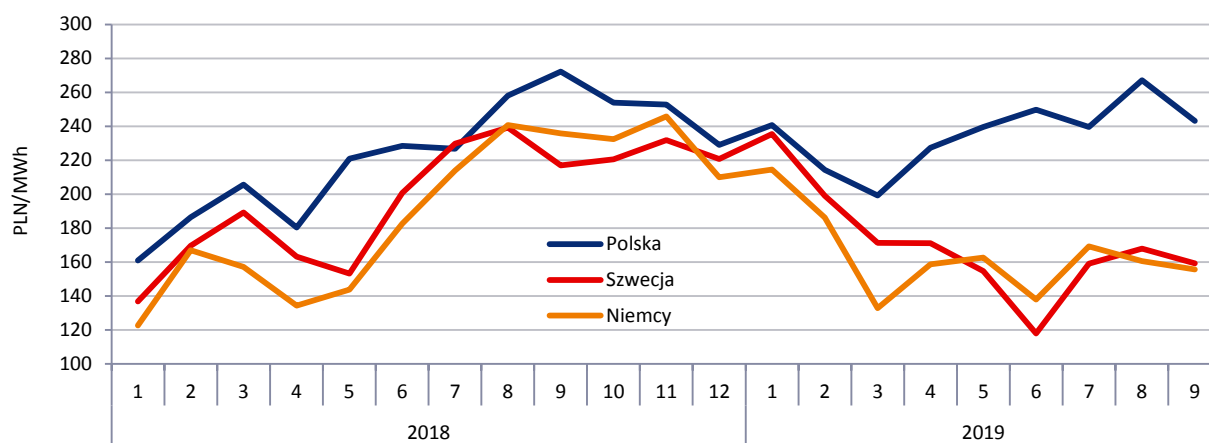
Rynek hurtowy (porównanie rynków dnia następnego)

Rysunek: Porównanie średnich cen energii elektrycznej na rynku polskim oraz rynkach ościennych w III kwartale 2019 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,32 PLN).



Źródło: TGE, EEX, Nordpool

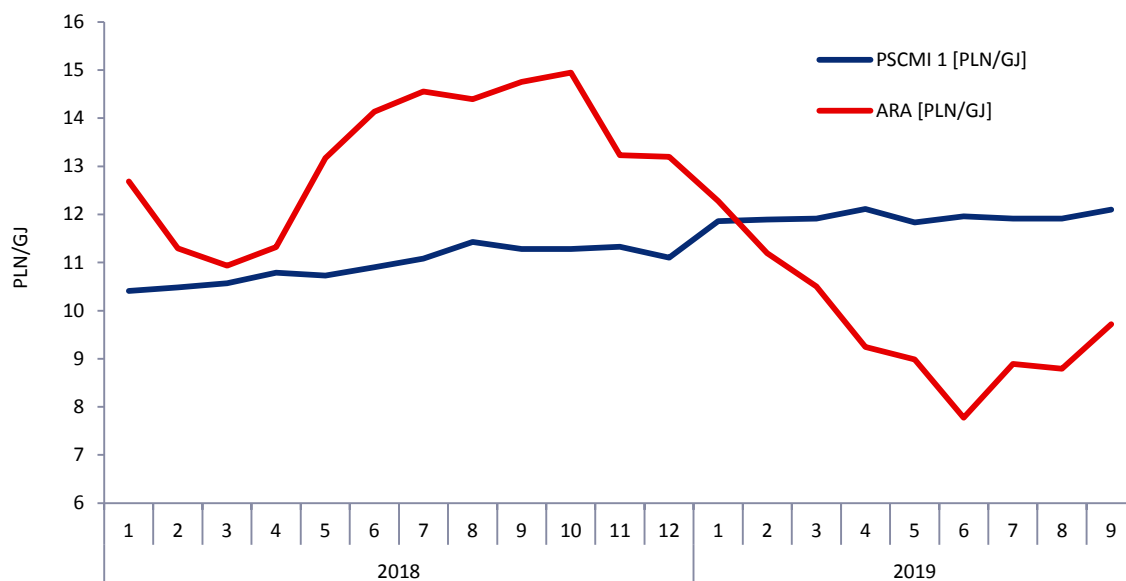
Rysunek: Ceny energii na rynku dnia następnego.



Źródło: TGE, EEX, Nordpool

W III kwartale 2019 roku miał miejsce spadek hurtowych cen energii w krajach ościennych. Ceny w Niemczech, Szwecji i w Czechach były niższe odpowiednio o 68, 67 i 59 PLN/MWh w ujęciu r/r (to jest o około 25-30% w porównaniu z III kwartałem roku bazowego). Ceny w Polsce pozostały w okolicy poziomów z analogicznego okresu roku bazowego (spadek r/r o 2 PLN/MWh). W rezultacie zwiększyła się rozpiętość cen na połączeniach transgranicznych w III kwartale 2019 roku. Średnie ceny w Szwecji i Niemczech były niższe o 88 PLN/MWh od średniej ceny w Polsce. W analogicznym okresie ubiegłego roku ta rozpiętość wynosiła 22-23 PLN/MWh. W Czechach w III kwartale 2019 roku średnia cena była niższa o 75 PLN/MWh niż w Polsce, zaś w analogicznym okresie ubiegłego roku ta rozpiętość wynosiła 18 PLN/MWh. Niska korelacja cen energii w Polsce i w krajach ościennych częściowo wynika z różnic w miksie technologicznym pomiędzy krajami (udział OZE), a dodatkowo jest pochodną niskiej korelacji między cenami węgla realizowanymi na rynku krajowym i w portach ARA. Ceny węgla ARA (w przeliczeniu na PLN) były w III kwartale 2019 roku niższe o 38% r/r, natomiast Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego PSCMI 1 w III kwartale 2019 roku był o 6% powyżej poziomu z analogicznego okresu poprzedniego roku.

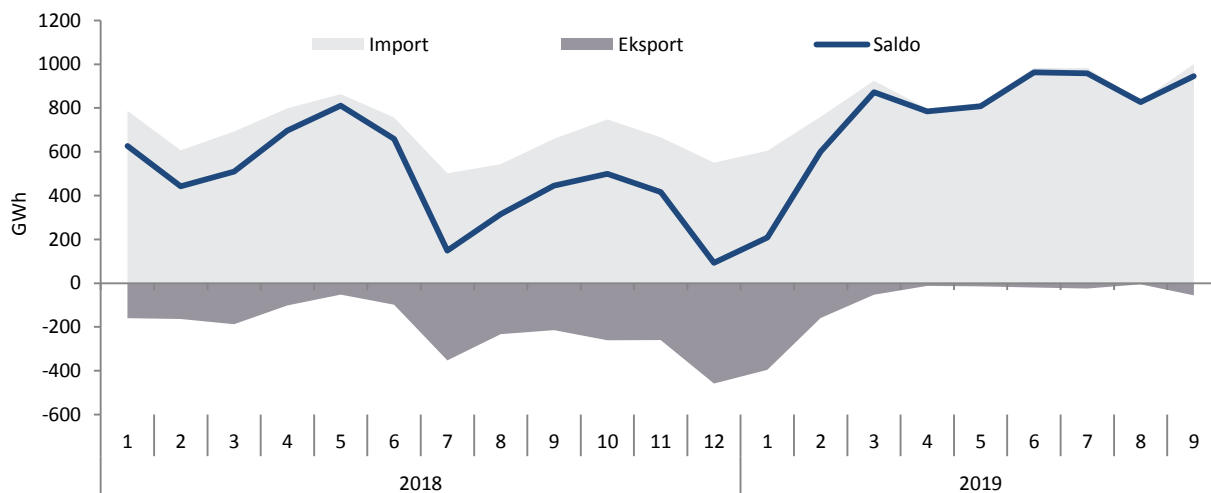
Rysunek: Indeksy węglowe ARA vs PSCMI 1².



Źródło: ARP, Bloomberg (API21MON OECM Index), opracowanie własne.

Wymiana handlowa

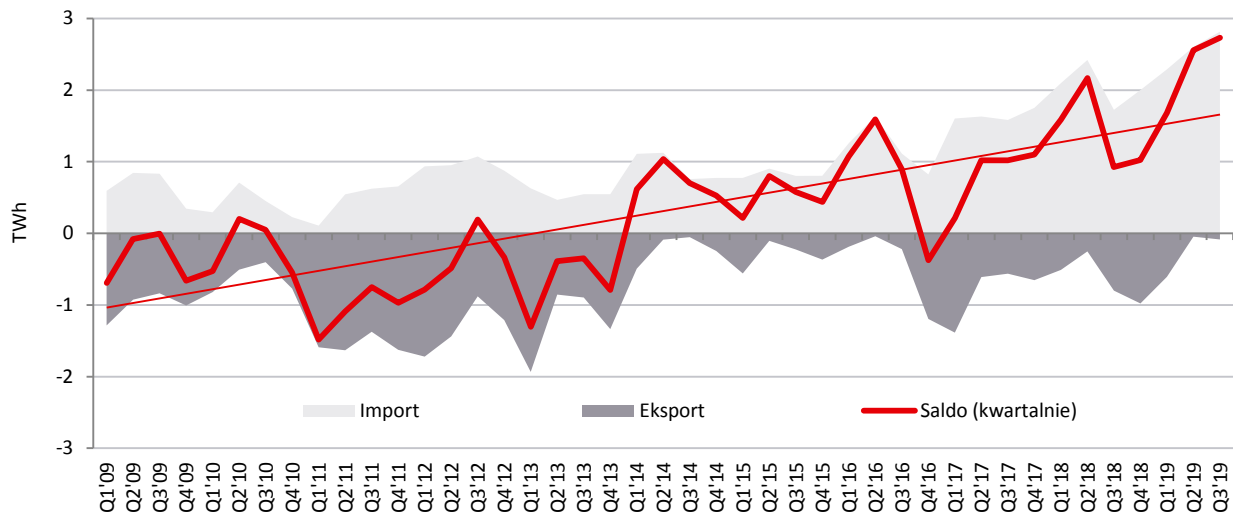
Rysunek: Miesięczne handlowe wolumeny importu, eksportu oraz saldo wymiany zagranicznej w latach 2018 -2019.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE S.A.

² Porównanie ma charakter ilustracyjny. Indeksy ARA i PSCMI 1 różnią się metodologią: m.in.: indeks ARA zawiera koszty ubezpieczenia i dostawy. PSCMI1 – jest indeksem typu loco kopalnia, bez kosztów ubezpieczenia oraz kosztów dostawy. Inne są także standardy kaloryczności (ARA – 25,12 GJ/tonę vs. kaloryczność PSCMI 1 – przedział od 20 do 24 GJ/tonę). Ilustracja ma na celu porównanie trendu a nie absolutnego poziomu. Na potrzeby ilustracji indeks ARA przeliczony z USD/tonę na PLN/GJ.

Rysunek: Kwartalne handlowe wolumeny importu, eksportu oraz saldo wymiany zagranicznej w latach 2009 -2019.

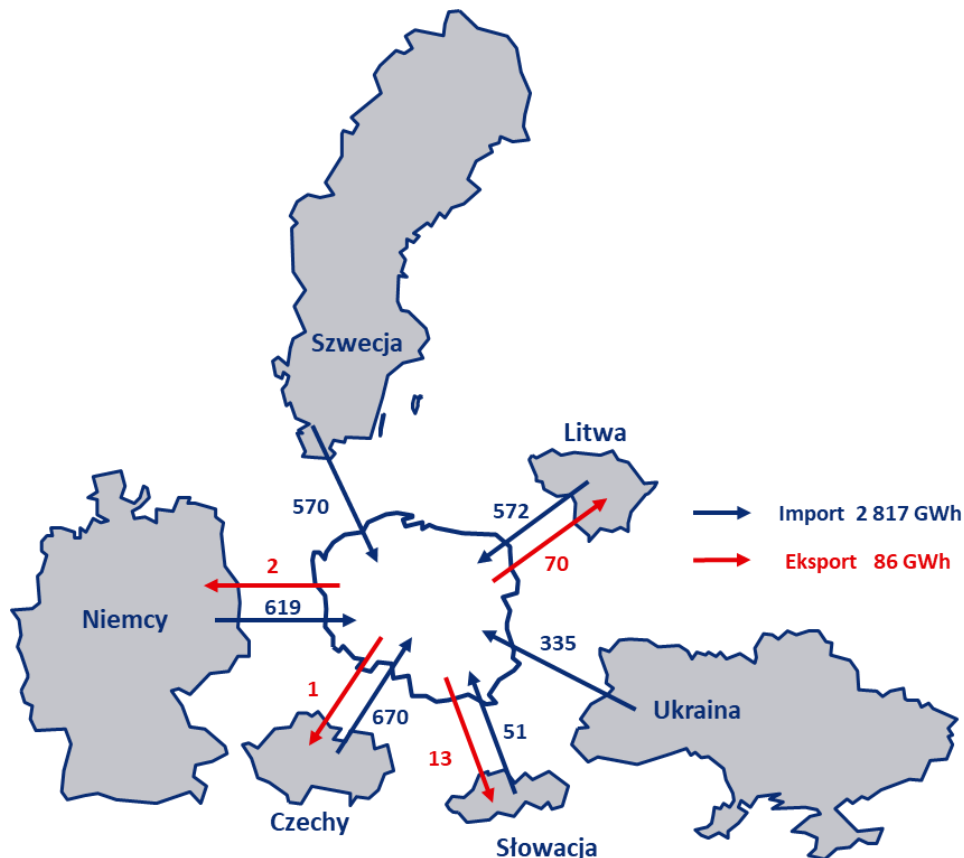


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE S.A.

W III kwartale 2019 roku Polska pozostawała importerem netto energii elektrycznej, a saldo wymiany handlowej - 2,7 TWh było największe w obecnym dziesięcioleciu (import 2,8 TWh, eksport 0,1 TWh). W trakcie III kwartału 2019 roku obserwowano wzrost maksymalnej godzinowej przepustowości na połączeniu z Czechami (wg danych liczbowych z trwającej dekady), zaś maksymalna przepustowość połączenia z Niemcami była największa od grudnia 2013 roku. Te dwa kraje miały największy wpływ na łączne saldo wymiany handlowej. W III kwartale 2019 roku import netto z Czech wyniósł 0,67 TWh, a z Niemiec 0,62 TWh.

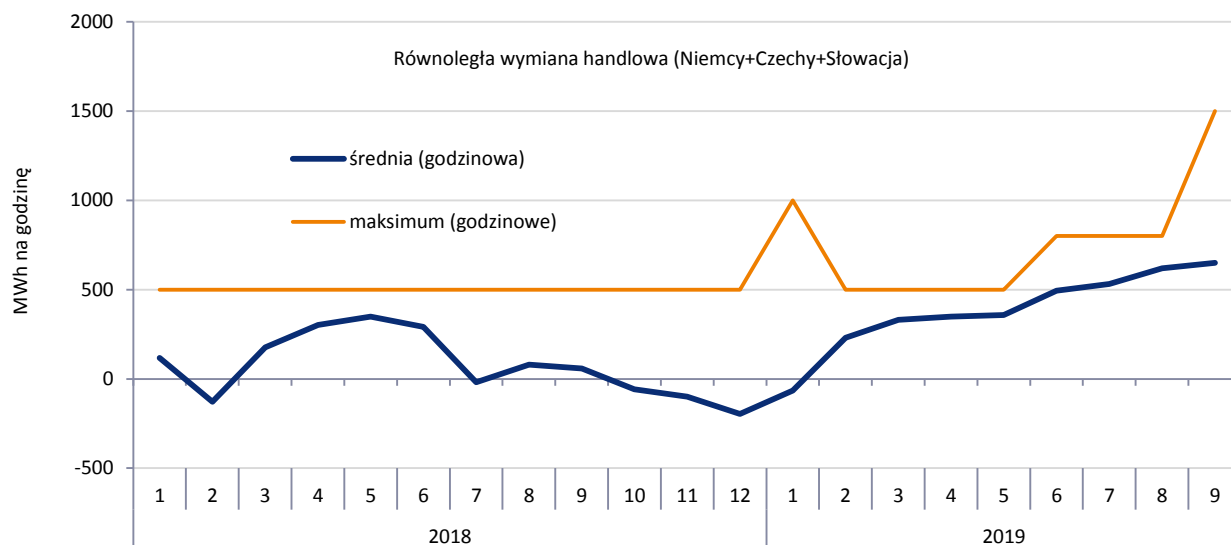
W okresie trzech kwartałów 2019 roku import netto kształtował się na poziomie 7,0 TWh (import 7,7 TWh, eksport 0,7 TWh).

Rysunek: Geograficzna struktura wymiany handlowej w III kwartale 2019 roku (GWh).



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE S.A

Rysunek: Saldo wymiany równoległej: średni vs. maksymalny godzinowy przepływ w poszczególnych miesiącach.

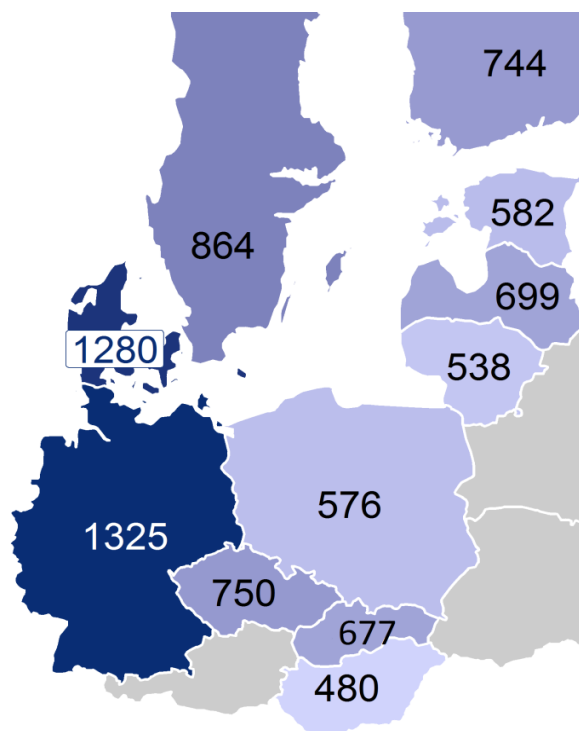


Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE S.A.

Rynek detaliczny

Zróżnicowanie cen energii elektrycznej dla odbiorców detalicznych w UE zależy zarówno od poziomu cen hurtowych energii elektrycznej, jak i od systemu fiskalnego, mechanizmów regulacji oraz systemów wsparcia w poszczególnych państwach. W I półroczu 2019 roku* dodatkowe obciążenia (ponad cenę sprzedaży i koszt dystrybucji energii elektrycznej) dla odbiorcy indywidualnego w Polsce stanowiły 34% ceny energii elektrycznej, w porównaniu do średniej dla UE wynoszącej 37%. W Danii i Niemczech udział narzutów w cenie energii elektrycznej przekraczał 50%.

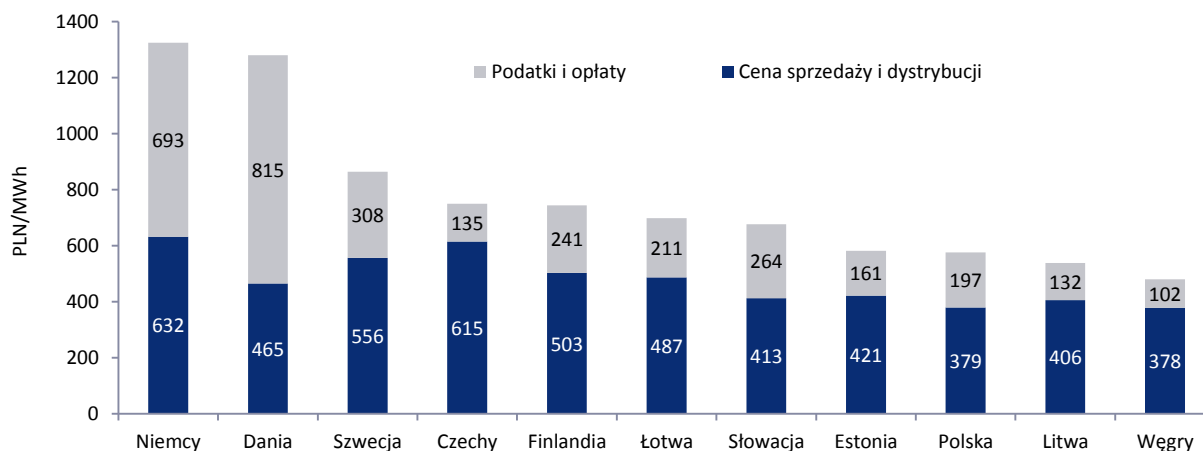
Rysunek: Porównanie średnich cen energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w I półroczu 2019 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,29 PLN).



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

*Dane Eurostatu dot. rynku detalicznego publikowane są w okresach półrocznych.

Rysunek: Udział narzutów w cenach energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w I półroczu 2019 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,29 PLN).

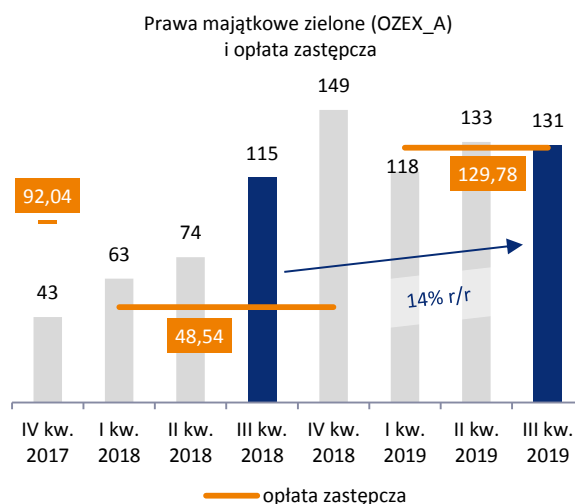


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

Ceny praw majątkowych

W III kwartale 2019 roku średnia cena zielonych certyfikatów (indeks OZEX_A) osiągnęła poziom 131 PLN/MWh i była o 14% wyższa w porównaniu do analogicznego okresu ubiegłego roku. Obowiązek umorzeń zielonych certyfikatów zwiększył się z 17,5% w 2018 roku do 18,5% w 2019 roku – w rezultacie wzrósł popyt na świadectwa pochodzenia. Z drugiej strony generacja wiatrowa w KSE w III kwartale 2019 roku była o 17% większa r/r. Dodatkowo na notowania certyfikatów wpływa świadomość ograniczenia ich podaży związana z zamknięciem systemu certyfikacyjnego dla nowych jednostek oraz zbliżającym się końcem 15-letniego okresu wsparcia dla pierwszych instalacji, które weszły do systemu w 2005 roku. Średnia cena zielonych certyfikatów w III kwartale 2019 roku ukształtowała się w okolicach poziomu opłaty zastępczej, która w 2019 roku wynosi 129,78 PLN/MWh.

Rysunek: Średnie kwartalne ceny praw majątkowych (PLN/MWh).



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania TGE.

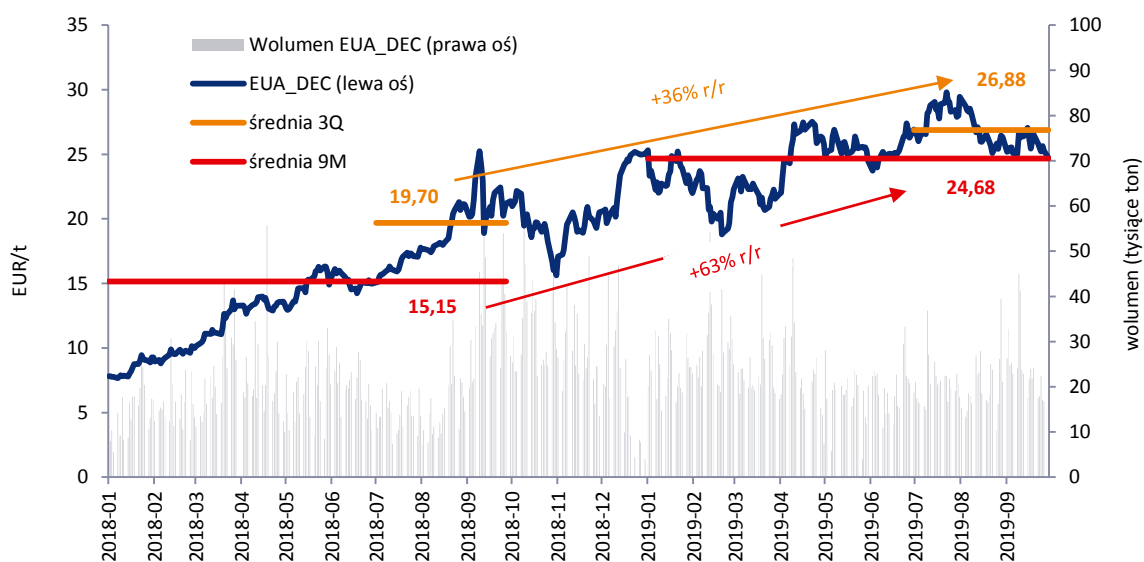
2.3. Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla

Notowania uprawnień EUAs (European Union Allowances) są jednym z kluczowych czynników determinujących wyniki finansowe Grupy PGE. Instalacje emitujące CO₂ w procesie produkcji energii elektrycznej lub ciepła ponoszą koszty związane z zakupem uprawnień EUA na pokrycie deficytu (czyli różnicy między emisją CO₂ w jednostkach wytwórczych Grupy PGE a darmowymi przydziałami otrzymywanymi w ramach tzw. derogacji, zgodnie z realizacją Krajowego Planu Inwestycyjnego). Przy czym ostatnie bezpłatne przydziały uprawnień są przewidziane za realizację zadań inwestycyjnych planowanych na 2019 rok. Oznacza to, że bezpłatny przydział uprawnień wedle obecnie stosowanej metody zakończy się w 2020 roku.

W III kwartale 2019 roku średnia ważona notowań instrumentu EUA DEC 19 wyniosła 26,88 EUR/t i była o 36% wyższa od średniej ceny 19,70 EUR/t instrumentu EUA DEC 18 w analogicznym okresie poprzedniego roku. W trzech kwartałach 2019 roku średnia ważona notowań instrumentu EUA DEC 19 wyniosła 24,68 EUR/t i była o 63% r/r wyższa od średniej ceny 15,15 EUR/t instrumentu EUA DEC 18 w analogicznym okresie poprzedniego roku. Niższa dynamika r/r dla III kwartału w porównaniu z trzema kwartałami wskazuje na stabilizację cen (na relatywnie wysokim poziomie).

Wzrost cen uprawnień do emisji CO₂, trwający od 2017 roku, jest efektem rynkowego odbioru reformy systemu EU ETS.

Rysunek: Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla.



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania ICE.

PRZYDZIAŁ DARMOWYCH UPRAWNIENÍ DO EMISJI CO₂ NA LATA 2013 – 2020

Przydziały uprawnień do emisji CO₂ na produkcję ciepła oraz na produkcję energii za 2018 rok wpłynęły na konta instalacji Grupy PGE, natomiast przydziały dla wytwórców energii elektrycznej na 2019 rok Grupa otrzyma do końca kwietnia 2020 roku, po weryfikacji sprawozdań rzeczowo-finansowych z inwestycji ujętych w Krajowym Planie Inwestycyjnym.

Jednocześnie w kwietniu 2019 roku zakończony został proces umarzania uprawnień wynikający z emisji CO₂ za 2018 rok.

Tabela: Emisja CO₂ w 2019 roku w podziale na emisję związaną z produkcją energii elektrycznej oraz energii cieplnej w porównaniu do przydziału uprawnień do emisji CO₂ na 2019 rok (tony).

Produkt	Emisja CO ₂ w III kwartale 2019 roku*	Emisja CO ₂ I-III kwartał 2019 roku*	Przydział uprawnień do emisji CO ₂ na 2019 rok **
Energia elektryczna	13 942 563	42 136 928	10 623 187
Energia ciepła	409 399	3 157 008	1 265 990
RAZEM	14 351 962	45 293 936	11 889 177



*Dane szacunkowe, emisja niezwyfikowana – emisja zostanie rozliczona oraz poświadczona przez uprawnionego weryfikatora emisji CO₂ na podstawie raportów rocznych z wielkości emisji CO₂.

**Ilości przydzielonych uprawnień do emisji CO₂ zostaną potwierdzone w rozporządzeniu Rady Ministrów w I kwartale 2020 roku.


2.4. Otoczenie regulacyjne

KRAJOWE OTOCZENIE REGULACYJNE




Grupa PGE prowadzi działalność w otoczeniu o istotnym wpływie regulacji krajowych i zagranicznych. Poniżej zaprezentowane zostało zestawienie najbardziej istotnych rozstrzygnięć, do których doszło w trzech kwartałach 2019 roku, które mogą mieć wpływ na działalność PGE w kolejnych latach.



Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
	Ustawa o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji.	Ma na celu wsparcie jednostek wytwarzających energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji w zakresie, w jakim koszty tego wytwarzania przekraczają rynkową cenę energii: <ul style="list-style-type: none"> ▪ jednostki <50 MW – istniejące i modernizowane: premia gwarantowana, której wysokość ustanawia Minister Energii; nowe i znacznie zmodernizowane: premia ustalana w aukcji, ▪ jednostki od 50 MW – istniejące i modernizowane: premia gwarantowana ustalana corocznie przez Prezesa URE; nowe i znacznie zmodernizowane: premia ustalana w naborze. 	Ustawa uchwalona w grudniu 2018 roku . Weszła w życie 1 stycznia 2019 roku . 15 kwietnia 2019 roku KE zatwierdziła mechanizm wsparcia wynikający z ustawy. Od 15 października 2019 roku weszły w życie ostatnie rozporządzenia do ustawy. Aktualnie obowiązują już wszystkie rozporządzenia o których mowa w ustawie.	Prezes URE przyjmuje wnioski o wypłatę indywidualnych premii gwarantowanych i kogeneracyjnych.	Zapewni stabilne przychody (do 15 lat) pokrywające koszty znacznych modernizacji istniejących i budowy nowych jednostek kogeneracji.
	Nowelizacja ustawy o odnawialnych źródłach energii.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wskazanie wolumenów dla aukcji w 2019 roku – umożliwienie organizacji aukcji w 2019 roku. ▪ Zmiana sposobu rozliczania wsparcia - ograniczanie zwrotu dodatniego salda tylko do wysokości wypłaconego ujemnego salda. ▪ Rozszerzenie kategorii prosumenta uprawnionego do rozliczania upustami wprowadzania do sieci wytworzonej i niewykorzystanej energii także na przedsiębiorców. ▪ Objęcie spółdzielni energetycznych wsparciem w formie opustów. ▪ Rozszerzenie beneficjentów wsparcia w formie premii uzyskiwanej poza aukcją na wytwórców energii z biomasy oraz wytwórców energii z biogazu w instalacji o mocy do 2,5 MW. ▪ Wydłużenie wieku urządzeń, które mogą być montowane w instalacjach ubiegających się o wsparcie oraz terminu pierwszego wytworzenia energii i wprowadzenia jej do sieci od dnia otrzymania wsparcia. ▪ Przedłużenie ważności umów przyłączeniowych do 	Projekt nowelizacji został przyjęty przez Radę Ministrów i przekazany do prac Sejmu 9 lipca 2019 roku . Nowelizacja ustawy została uchwalona 19 lipca 2019 roku . Weszła w życie 29 sierpnia 2019 roku .	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Organizacja aukcji dla dużych wolumenów umożliwi uczestnictwo projektów GK PGE, ale jednocześnie zwiększy moc OZE i może pogorszyć ekonomikę pracy konwencjonalnych aktywów GK PGE. ▪ Rozszerzenie stosowania opustów dla prosumentów na przedsiębiorców wprowadzających do sieci niewykorzystaną przez siebie energię zwiększy straty segmentu Obrót w Grupie PGE z tytułu obsługi tych podmiotów. ▪ Stworzenie warunków do rozwoju źródeł fotowoltaicznych wpłynie też negatywnie na produkcję w źródłach konwencjonalnych i na wolumen 	Projektowane rozwiązania wpływają na GK PGE.



		<p>końca maja 2021 roku – zasadniczo dla umów o przyłączenie do sieci instalacji OZE, które nie wprowadziły energii do sieci w terminach przewidzianych w odpowiednich przepisach ustawy Prawo energetyczne.</p> <ul style="list-style-type: none"> Określenie wysokości obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia energii z odnawialnych źródeł na 2020 rok na 19,50% (PM OZE A) oraz 0,50% (PM OZE BIO). 		<p>dystrybucji energii elektrycznej.</p>
	<p>Ustawa regulująca ceny energii elektrycznej w 2019 roku. „Ustawa o cenach prądu”.</p>	<ul style="list-style-type: none"> Obniżenie stawki akcyzy na energię elektryczną. Obniżenie stawek opłaty przejściowej. Wprowadzenie cen maksymalnych sprzedaży energii elektrycznej w 2019 roku i wprowadzenie systemu rekompensat dla spółek obrotu. Nowelizacja wprowadziła różne warunki korzystania z uprawnień do obniżonej ceny w I i II półroczu 2019 roku. W I półroczu 2019 roku uprawnionymi do rekompensaty zostali odbiorcy końcowi, natomiast w II półroczu uprawnionymi do żądania obniżenia ceny są wybrani odbiorcy końcowi tj.: gospodarstwa domowe, szpitale, JSP, mikro- i małe przedsiębiorstwa. Duże i średnie przedsiębiorstwa mogą ubiegać się o rekompensaty w ramach pomocy <i>de minimis</i>. 	<p>Ustawa uchwalona w grudniu 2018 roku, weszła w życie 1 stycznia 2019 roku, istotnie nowelizowana w lutym 2019 roku oraz w czerwcu 2019 roku. Ostatnia nowelizacja weszła w życie 29 czerwca 2019 roku.</p> <p>14 sierpnia 2019 roku weszły w życie przepisy wykonawcze do ww. ustawy tj. rozporządzenie Ministra Energii w sprawie sposobu obliczenia kwoty różnicy ceny i rekompensaty finansowej oraz sposobu wyznaczania ceny odniesienia.</p>	<p>Ustawa wpływa na funkcjonowanie spółek segmentu Obrót z uwagi na obowiązek określenia cen za sprzedaż energii elektrycznej w 2019 roku na poziomie cen z 2018 roku (dokładny sposób określania cen dla poszczególnych przypadków określono w ustawie i rozporządzeniu). Przedsiębiorstwa były zobowiązane dostosować się do przepisów ustawy nie później niż 30 dni od daty wejścia w życie rozporządzenia Ministra Energii w sprawie rekompensat (tj. do 13 września 2019 roku), ze skutkiem od 1 stycznia 2019 roku. Spółki segmentu Obrót są uprawnione do ubiegania się o rekompensaty.</p>
	<p>Rozporządzenia w sprawie Funduszu Niskoemisyjnego Transportu.</p>	<p>Projekty określają szczegółowe zasady funkcjonowania Funduszu Niskoemisyjnego Transportu ustanowionego ustawą o biokomponentach i biopaliwach ciekłych. Projekt rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków udzielania oraz sposobu rozliczania wsparcia udzielonego ze środków Funduszu – określa m.in. maksymalną wysokość wsparcia, katalog kosztów kwalifikowanych oraz intensywność wsparcia. Projekt rozporządzenia w sprawie szczegółowych kryteriów wyboru projektów do udzielenia wsparcia ze środków Funduszu – doprecyzowuje podstawowe kryteria: (i) znaczenie projektu dla potrzeb rozwoju rynku, (ii) adekwatność i trafność zaplanowanych działań oraz metod ich realizacji, (iii) ocenę wysokości planowanych kosztów realizacji projektu w stosunku do zakresu rzeczowego, (iv) zdolności organizacyjne wnioskodawcy do realizacji projektu oraz przygotowanie instytucjonalne do wdrożenia.</p>	<p>W lutym 2019 roku zakończono konsultacje publiczne projektów rozporządzeń.</p> <p>Wejście w życie rozporządzeń przewidziane jest na IV kwartał 2019 roku.</p> <p>Minister Energii przewiduje składanie pierwszych wniosków w IV kwartale 2019 roku.</p>	<p>Środki z funduszu mogą zostać przeznaczone m.in. na budowę infrastruktury do ładowania pojazdów elektrycznych oraz na produkcję biometanu wykorzystywanego w transporcie.</p>

	Nowelizacja ustawy Prawo energetyczne.	Nowelizacja ustawy - Prawo energetyczne zawiera szereg zmian m.in.: <ul style="list-style-type: none">■ kompleksowe uregulowanie kwestii magazynowania energii.■ wprowadzenie obowiązku instalacji liczników zdalnego odczytu oraz ustanowienie operatora informacji pomiarowych.	W listopadzie 2018 roku zakończono konsultacje publiczne projektu ustawy. Z informacji przedstawicieli Ministerstwa Energii wynika, że prace nad projektem zostaną wznowione w IV kwartale 2019 roku.	Ponowne konsultacje publiczne przewidywane są na IV kwartał 2019 roku.	Projektowane wprowadzenie obowiązku instalacji inteligentnych liczników oraz ustanowienie centralnego modelu zarządzania danymi pomiarowymi. Umożliwienie rekuperacji energii elektrycznej wprowadzonej do sieci w następstwie hamowania pociągu, tramwaju lub trolejbusu. Uregulowanie statusu magazynów energii oraz wprowadzenie ułatwień administracyjnych do ich powstawania. Wprowadzenie zamkniętych obszarów dystrybucyjnych może wpłynąć na rozwój tzw. mikrosieci..
---	---	--	---	---	---

ZAGRANICZNE OTOCZENIE REGULACYJNE

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
Regulacje określające w ramach sektora energetycznego sposób realizacji celów redukcji emisji gazów cieplarnianych do 2030 roku					
	Dyrektywa EU ETS i akty wykonawcze oraz delegowane, decyzja MSR	Przeciwdziałanie zmianom klimatu i realizacja zobowiązań wynikających z Porozumienia Paryskiego. Stworzenie poprzez odpowiedni sygnał cenowy CO ₂ zachęt inwestycyjnych do rozwijania źródeł niskoemisyjnych.	14 marca 2018 roku przyjęto Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/410 zmieniającą dyrektywę 2003/87/WE (EU ETS) oraz decyzją 2015/1814 (MSR). Reforma EU ETS i MSR weszła w życie 8 kwietnia 2018 roku . 19 grudnia 2018 roku przyjęto akt delegowany dotyczący zharmonizowanych zasad przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji na podstawie art. 10a dyrektywy EU ETS, w tym ciepła sieciowego. 26 lutego 2019 roku przyjęto akt delegowany dotyczący Funduszu Innowacyjnego. 28 sierpnia 2019 roku przyjęto akt delegowany dotyczący harmonogramu, kwestii administracyjnych oraz pozostałych aspektów sprzedaży na aukcji uprawnień do emisji.	Spodziewane przyjęcie aktu wykonawczego dot. funkcjonowania Funduszu Modernizacyjnego – pod koniec 2019 roku lub na początku 2020 roku , przy czym pierwszy projekt aktu wykonawczego powinien zostać poddany pod obrady unijnego Komitetu ds. Zmian Klimatu w IV kwartale 2019 roku .	Poprawa konkurencyjności źródeł odnawialnych i w krótkiej perspektywie czasu jednostek gazowych, kosztem jednostek wytwórczych wykorzystujących paliwa wysokoemisyjne. Wzrost kosztów operacyjnych konwencjonalnego wytwarzania energii elektrycznej. Możliwe uzyskanie bezpośredniego wsparcia inwestycyjnego od 2021 roku w ramach Funduszu Modernizacyjnego oraz Funduszu Innowacyjnego.
Pakiet „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”					
	Dyrektywa RED II	Promowanie rozwoju energii ze źródeł odnawialnych w sektorach: elektroenergetycznym, ciepłowniczym i transportu, mające służyć osiągnięciu przez UE jako całość 32% udziału OZE w zużyciu energii w 2030 roku .	Dyrektywa została opublikowana w Dzienniku Urzędowym UE 21 grudnia 2018 roku i weszła w życie 24 grudnia 2018 roku .	Obowiązek transponowania dyrektywy do krajowego porządku prawnego – do 30 czerwca 2021 roku .	Zwiększanie udziału OZE z zerowym kosztem zmiennym będzie powodowało zmianę profilu pracy jednostek konwencjonalnych. Wpływ na program inwestycyjny w segmencie wytwarzania (w tym OZE) oraz ciepłownictwa poprzez konieczność uwzględnienia rozwoju jednostek OZE. Wpływ na segment Obrót poprzez rozwój segmentu prosumenckiego, stanowiącego dla odbiorcy końcowego alternatywę dla zakupu energii. Wpływ na segment Dystrybucja poprzez konieczność integracji w sieci zwiększonej generacji ze źródeł rozproszonych.
	Dyrektywa EED	Promowanie poprawy efektywności energetycznej w zakresie zarówno energii pierwotnej, jak i energii finalnej, mające służyć osiągnięciu przez UE jako całość celu 32,5% poprawy efektywności energetycznej w 2030 roku .	Dyrektywa została opublikowana w Dzienniku Urzędowym UE 21 grudnia 2018 roku i weszła w życie 24 grudnia 2018 roku .	Obowiązek transponowania dyrektywy do krajowego porządku prawnego – do 25 czerwca 2020 roku .	Wpływ na wszystkie segmenty, polegający na ograniczeniu wzrostu zużycia energii poprzez podejmowanie działań efektywnościowych. Wpływ na segment Obrót wynikający z obciążenia kosztami funkcjonowania systemu zobowiązującego do efektywności energetycznej (białych certyfikatów).

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
	Rozporządzenie Governance	Wprowadzenie ram dla realizacji celów energetyczno-klimatycznych UE poprzez ustanowienie systemu wyznaczania i monitorowania celów przez państwa członkowskie.	Rozporządzenie zostało opublikowane w Dzienniku Urzędowym UE 21 grudnia 2018 roku , a przepisy Rozporządzenia, istotne dla sektora elektroenergetycznego, weszły w życie 10 stycznia 2019 roku .	<p>KE 18 czerwca 2019 roku zgłosiła uwagi do projektu Zintegrowanego Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu przedłożonego przez Polskę. KE postuluje m.in. zwiększenie zadeklarowanego wkładu do realizacji ogólnounijnego celu OZE na 2030 rok z obecnych 21% do 25%.</p> <p>Termin na zgłoszenie finalnej wersji tego planu – do 31 grudnia 2019 roku.</p>	<p>Wpływ Rozporządzenia analogiczny, jak dla Dyrektywy RED II i EED. Wynika to z faktu, że najistotniejsze przepisy Rozporządzenia wprowadzają mechanizmy mające zapewnić wykonanie celów UE z tych Dyrektyw, kolektywnie przez państwa członkowskie UE.</p> <p>Najistotniejszym obowiązkiem wynikającym z Rozporządzenia jest obowiązek opracowania i przedłożenia KE Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu – dokumentu o zakresie zbliżonym do polityki energetycznej. W Planie należy zadeklarować kwestie dotyczące m.in. ograniczenia emisyjności oraz krajowe wkłady do realizacji celów UE w zakresie efektywności energetycznej oraz OZE wynikające odpowiednio: ze zmienionej dyrektywy EED oraz nowej dyrektywy RED II.</p>
	Rozporządzenie EMR	Stworzenie prawnych ram dla dalszej integracji wewnętrznego rynku energii elektrycznej.	Rozporządzenie zostało oficjalnie przyjęte przez Parlament Europejski 26 marca 2019 roku . Następnie 22 maja 2019 roku Rozporządzenie zostało formalnie przyjęte przez Radę. Rozporządzenie zostało opublikowane w Dzienniku Urzędowym UE 14 czerwca 2019 roku , po czym weszło w życie 4 lipca 2019 roku .	<p>Większość przepisów Rozporządzenia będzie stosowana od 1 stycznia 2020 roku.</p> <p>Do 5 stycznia 2020 roku Europejska Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki („ACER”) opublikuje opinię zawierającą techniczne wytyczne w sprawie obliczania EPS 550/CB 350. Obecnie trwają konsultacje projektu metodyki.</p> <p>Do 5 stycznia 2020 roku Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej (ENTSO-E) przedłoży Grupie Koordynacyjnej ds. Energii Elektrycznej (ECG) oraz ACER projekt metodyki sporządzania oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim (ERAA), oraz tylko do ACER</p>	<p>Kontrakty mocowe zawarte w GK PGE w aukcjach wygranych na rynku mocy w 2018 i 2019 roku będą korzystać z ochrony praw nabytych przez cały okres ich obowiązywania. W przypadku pozostałych kontraktów mocowych:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Nowe jednostki, które przekraczają standard emisji 550 g CO₂/kWh (EPS 550) nie będą mogły otrzymywać płatności z rynku mocy od momentu wejścia w życie Rozporządzenia (4 lipca 2019 roku). ■ Istniejące jednostki, które przekraczają standard emisji 550 g CO₂/kWh (EPS 550) oraz 350 kg CO₂/kW/rok (CB 350) nie będą mogły uzyskiwać płatności z rynku mocy od 1 lipca 2025 roku. <p>Potrzeba uwzględnienia w przeprowadzanych ocenach wystarczalności mocy braku wsparcia dla istniejących jednostek wytwórczych po 2025 roku. Potencjalny spadek wolumenu i ceny energii sprzedawanej na rynku hurtowym przez krajowe jednostki, stopniowe zastępowanie istniejących jednostek wytwórczych przez nowe, spełniające</p>

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
				<p>projekt metody wyliczania wartości niedostarczonej energii (VoLL), kosztu kapitałowego nowej jednostki (CONE) i normy niezawodności.</p> <p>Do 5 lipca 2020 roku ENTSO-E przedłoży ACER projekt metodyki dotyczącej udziału mocy zagranicznych w mechanizmie mocowym (CRM).</p> <p>Do 5 lipca 2021 roku ENTSO-E ustanowi rejestr zagranicznych dostawców mocy.</p>	<p>standardy emisyjne.</p> <p>Dalsze skutki biznesowe będą wynikać również ze sposobu implementacji rozwiązań przyjętych w Rozporządzeniu, tam gdzie dają one swobodę działania władzom krajowym.</p>
	Dyrektywa EMD	<p>Główne cele rewizji Dyrektywy EMD:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Wzmocnienie pozycji konsumenta na rynku energii elektrycznej. ■ Ochrona odbiorców wrażliwych. ■ Nowe rozwiązania m.in. w zakresie punktów ładowania pojazdów elektrycznych, magazynowania energii oraz aktywizacji strony popytowej. 	<p>Dyrektywa została oficjalnie przyjęta przez Parlament Europejski 26 marca 2019 roku. Następnie 22 maja 2019 roku Dyrektywa została formalnie przyjęta przez Radę. Dyrektywa została opublikowana w Dzienniku Urzędowym UE 14 czerwca 2019 roku, po czym weszła w życie 4 lipca 2019 roku.</p>	<p>Obowiązek transponowania Dyrektywy do krajowego porządku prawnego – do 31 grudnia 2020 roku.</p>	<p>Wpływ na segment Dystrybucja, w szczególności w zakresie ograniczenia działalności związanej z magazynowaniem energii i prowadzeniem punktów ładowania pojazdów elektrycznych oraz rozwojem usług elastyczności, a także realizacji obowiązków związanych z wdrożeniem inteligentnego opomiarowania.</p> <p>Wpływ na segment Obrót, głównie poprzez nałożenie dodatkowych obowiązków informacyjnych względem konsumentów, skrócenie czasu na zmianę sprzedawcy, brak opłat za zmianę sprzedawcy, rozwój umów z ceną dynamiczną.</p>
Regulacje dotyczące Wieloletnich Ram Finansowych UE oraz finansowania zrównoważonego wzrostu gospodarczego					
	Wieloletnie Ramy Finansowe („WRF”) UE	Ustanowienie ram finansowych UE (przychody i wydatki) na lata 2021-2027.	<p>W marcu 2019 roku Parlament Europejski przyjął stanowisko w sprawie rozporządzenia dotyczącego Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego i Funduszu Spójności, a w lutym 2019 roku stanowisko w sprawie rozporządzenia dotyczącego wspólnych zasad dla funduszy europejskich. Jednocześnie Rada w lutym 2019 roku przyjęła podejścia ogólne w sprawie obu wyżej wymienionych rozporządzeń. Kluczowe kwestie, które znalazły się w wyżej wymienionych stanowiskach Parlamentu Europejskiego i Rady to m.in.:</p>	<p>Trilogi odnośnie rozporządzenia dotyczącego Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego i Funduszu Spójności oraz odnośnie rozporządzenia dotyczącego wspólnych zasad dla funduszy europejskich – II połowa 2019 roku.</p>	Wpływ regulacji na ograniczenie wysokości środków finansowych możliwych do pozyskania przez spółki GK PGE na inwestycje.

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
			<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wykluczenie ze wsparcia w ramach tych funduszy: <ul style="list-style-type: none"> ▪ inwestycji na obniżenie emisyjności jednostek podlegających pod dyrektywę EU ETS, ▪ inwestycji w wytwarzanie, przetwarzanie, transport, dystrybucję, magazynowanie i spalanie paliw kopalnych, ▪ możliwości sfinansowania budowy i kosztów likwidacji elektrowni jądrowych. ▪ Brak możliwości uzyskania środków z tych funduszy na inwestycje w OZE w przypadku nie osiągnięcia krajowego celu OZE na 2020 rok. W momencie, gdy cel ten zostanie osiągnięty środki będą mogły zostać wykorzystane. 	Prace w Radzie nad przyjęciem podejścia ogólnego w odniesieniu do kwestii finansowych dotyczących WRF – II połowa 2019/2020 rok.	
	Unijny Pakiet dot. finansowania zrównoważonego wzrostu gospodarczego	Wdrożenie przepisów mających na celu ułatwienie finansowania zrównoważonego wzrostu gospodarczego w UE.	<p>W lutym i marcu 2019 roku zakończyły się trilogi dotyczące rozporządzenia w sprawie obowiązków informacyjnych oraz rozporządzenia w sprawie wskaźników referencyjnych.</p> <p>W marcu 2019 roku Parlament Europejski przyjął stanowisko odnośnie rozporządzenia dotyczącego kryteriów, na podstawie których dokonywana będzie ocena działalności ekonomicznej w celu stwierdzenia, czy działalność ta jest zrównoważona pod względem środowiskowym.</p> <p>Kluczowe kwestie, które znalazły się w tym stanowisku:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Uznanie za zrównoważone pod względem środowiskowym działań dotyczących wygaszania antropogenicznej emisji gazów cieplarnianych (bez wskazania ich źródła). ▪ Wykluczenie z działań zrównoważonych pod względem środowiskowym działań mających na celu poprawę efektywności energetycznej w wytwarzaniu energii ze stałych paliw kopalnych. ▪ Wprowadzenie obowiązku ustanowienia przez KE wymogów technicznych w celu stwierdzenia przy jakich warunkach dana działalność może zostać uznana za zrównoważoną pod względem środowiskowym. Wymogi te mają zapewnić, iż następujące działania nie będą uznane za zrównoważone: <ul style="list-style-type: none"> ▪ działania polegające na wytwarzaniu energii przy wykorzystaniu stałych paliw kopalnych, ▪ działania polegające na wytwarzaniu energii, prowadzące do powstania nieodnawialnych odpadów. <p>W czerwcu 2019 roku Grupa Ekspertów Technicznych,</p>	<p>Wejście w życie rozporządzenia w sprawie obowiązków informacyjnych oraz rozporządzenia w sprawie wskaźników referencyjnych – IV kwartał 2019 roku.</p> <p>Przewidywane rozpoczęcie Trilogów odnośnie rozporządzenia dotyczącego kryteriów, na podstawie których dokonywana będzie ocena działalności ekonomicznej w celu stwierdzenia, czy działalność ta jest zrównoważona pod względem środowiskowym – IV kwartał 2019 roku.</p>	Możliwy wpływ regulacji na dostępność oraz koszt środków finansowych pozyskiwanych przez spółki GK PGE na inwestycje.

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
			<p>w ramach wsparcia prac Komisji Europejskiej, opublikowała raport dotyczący technicznych kryteriów przesiewowych, na podstawie których dokonywana będzie ocena działalności ekonomicznej w celu stwierdzenia, czy dana działalność jest prowadzona w sposób zrównoważony pod względem środowiskowym. Zgodnie z propozycją Grupy Ekspertów Technicznych działalność ekonomiczna związana z źródłami wytwórczymi opartymi o gaz i o energię jądrową nie będzie uważana za zrównoważoną pod względem środowiskowym. Jednocześnie inwestycje w sieć przesyłową i dystrybucyjną do/z tych źródeł nie będą uważane za zrównoważone pod względem środowiskowym.</p> <p>We wrześniu 2019 roku Komitet Stałych Przedstawicieli w UE (Coreper) przyjął stanowisko negocjacyjne w sprawie rozporządzenia dotyczącego kryteriów, na podstawie których dokonywana będzie ocena działalności ekonomicznej w celu stwierdzenia, czy działalność ta jest zrównoważona pod względem środowiskowym.</p> <p>Kluczowe kwestie, które znalazły się w tym stanowisku:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Uznanie za zrównoważone pod względem środowiskowym działań dotyczących wygaszania antropogenicznej emisji gazów cieplarnianych. ▪ Wprowadzenie obowiązku ustanowienia przez KE wymogów technicznych w celu stwierdzenia przy jakich warunkach dana działalność może zostać uznana za zrównoważoną pod względem środowiskowym. Wymogi te mają zostać wprowadzone aktem delegowanym w odniesieniu do wskazania sektorów, kryteriów do zastosowania oraz miar. Z kolei ilościowe lub jakościowe progi mają zostać wprowadzone aktem wykonawczym. ▪ Wskazanie 31 grudnia 2022 roku jako daty, od której wyżej wymienione kryteria będą stosowane. 		

DODATKOWE INFORMACJE Z OBSZARU ZAGRANICZNEGO OTOCZENIA REGULACYJNEGO

ZASKARŻENIE DECYZJI KOMISJI EUROPEJSKIEJ W SPRAWIE NIEWNOSZENIA ZASTRZEŻEŃ DO POLSKIEGO RYNKU MOCY

Segmenty	Postępowanie	Cel skargi	Główne wydarzenia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
Skarga na decyzję Komisji Europejskiej o niewnoszeniu zastrzeżeń do polskiego rynku mocy (SA. 46100), sygn. T-167/19					
	<p>Postępowanie w sprawie Tempus Energy Germany i T Energy Sweden przeciwko Komisji Europejskiej (sygn. T-167/19)</p>	<p>Skarga ma na celu unieważnienie decyzji KE o niewnoszeniu zastrzeżeń do polskiego rynku mocy (SA. 46100).</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ 7 lutego 2018 roku KE wydała decyzję w sprawie niezgłoszenia zastrzeżeń, co do polskiego rynku mocy (sygn. SA 46100). Odtajniony tekst opublikowano na stronach internetowych Komisji Europejskiej 18 kwietnia 2018 roku, a decyzja opublikowana w Dzienniku Urzędowym UE 21 grudnia 2018 roku. ■ 15 listopada 2018 roku Sąd UE w wyroku w sprawie Tempus Energy i Tempus Energy Technology przeciwko Komisji Europejskiej (sprawa T-793/14) unieważnił decyzję pomocową C(2014) 5083 final z 23 lipca 2014 roku o niewnoszeniu zastrzeżeń wobec systemu pomocy związanego z rynkiem mocy w Zjednoczonym Królestwie. ■ 14 marca 2019 roku spółki Tempus Energy Germany oraz T Energy Sweden złożyły skargę na decyzję KE w sprawie polskiego rynku mocy (sprawa T-167/19). Skróty głównych zarzutów i argumentów przytoczonych w skardze został opublikowany w Dzienniku Urzędowym UE 6 maja 2019 roku. Z opublikowanego streszczenia wynika, że skarżący powołuje się m.in. na zarzut braku wszczęcia przez KE formalnego postępowania wyjaśniającego (drugiego etapu oceny mechanizmu mocowego) oraz rzekomo dyskryminacyjne traktowanie w ramach polskiego rynku mocy jednostek zarządzania popytem (DSR). 	<p>Pełny czas trwania postępowania przed Sądem UE jest obecnie trudny do oszacowania – na bazie doświadczeń brytyjskich można wskazać, że może ono potrwać kilka lat.</p> <p>Wpływ na rozpoznanie skargi może mieć toczące się obecnie przed Trybunałem Sprawiedliwości postępowanie z odwołania w sprawie Tempus Energy i Tempus Energy Technology przeciwko KE (sygn. C-57/19 P).</p>	<p>Odpowiednio do wyników rozstrzygnięcia sporu, sprawa może wpłynąć na warunki wykonywania kontraktów mocowych.</p>

3. Działalność Grupy Kapitałowej PGE

3.1. Segmenty działalności GK PGE (III kwartał 2019 roku)

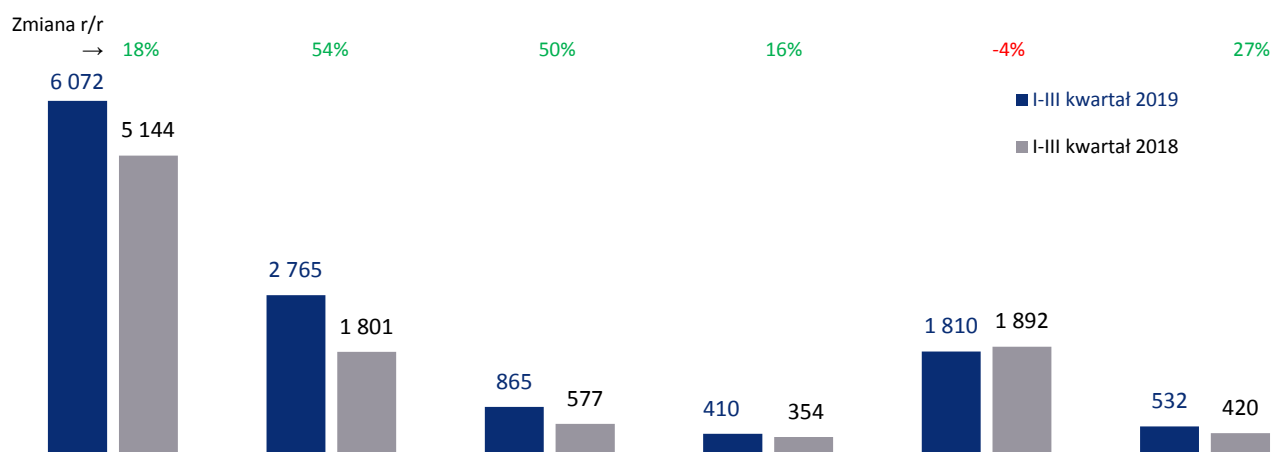
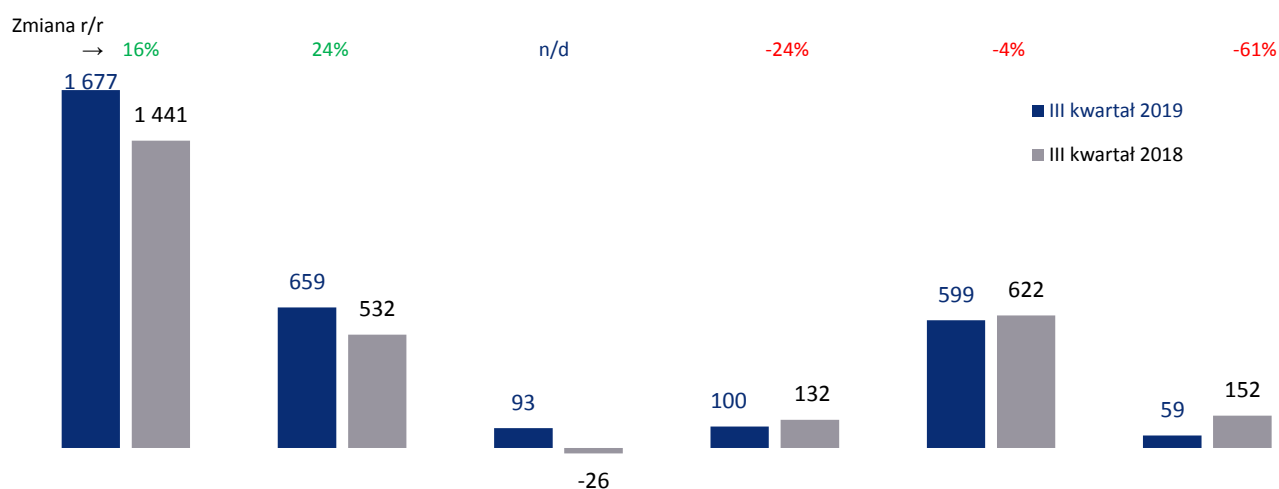
	 Energetyka Konwencjonalna	 Ciepłownictwo	 Energetyka Odnawialna	 Dystrybucja	 Obrót
Kluczowe aktywa segmentu	5 elektrowni konwencjonalnych 2 elektrociepłownie 2 kopalnie węgla brunatnego	14 elektrociepłowni	14 farm wiatrowych 1 elektrownia fotowoltaiczna 29 elektrowni wodnych przepływowych 4 elektrownie szczytowo-pompowe, w tym 2 z dopływem naturalnym	292 434 km linii dystrybucyjnych	-
Wolumeny energii elektrycznej	Produkcja energii elektrycznej netto 12,24 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 1,30 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 0,40 TWh	Dystrybuowana energia elektryczna 8,99 TWh	Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców finalnych 10,62 TWh
Wolumeny energii cieplnej	Produkcja ciepła 0,53 PJ	Produkcja ciepła 3,60 PJ			
Pozycja rynkowa	GK PGE jest liderem w dziedzinie wydobycia węgla brunatnego w Polsce (ok. 90%) GK PGE jest również krajowym liderem w produkcji energii elektrycznej oraz największym wytwórcą ciepła		GK PGE jest największym producentem energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych z rynkowym udziałem ok. 8% (wraz ze współpalaniem biomasy)	Drugi pod względem ilości klientów dystrybutor energii elektrycznej w kraju	Lider w handlu hurtowym i detalicznym w Polsce

3.2. Omówienie kluczowych wyników finansowych GK PGE

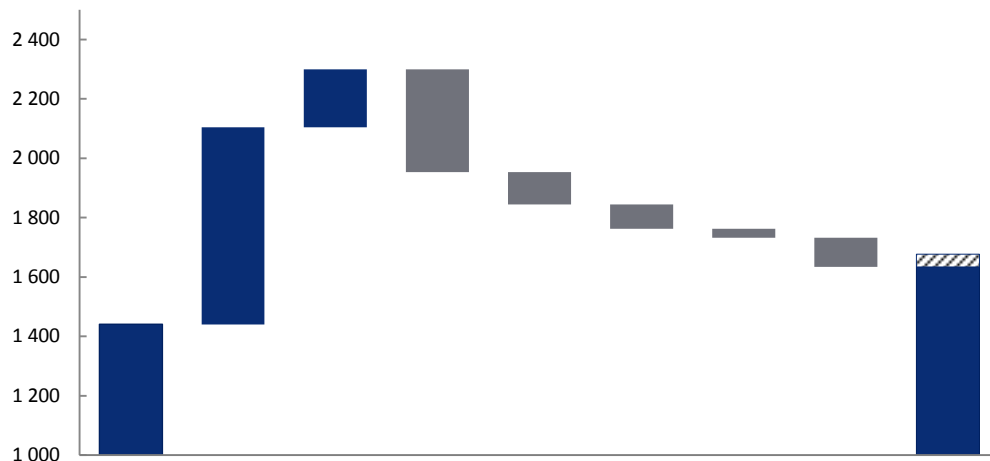
Najlepszym miernikiem oceny rentowności i poziomu zyskowności spółek z branży energetycznej jest wynik EBITDA. Jest to wynik przed potrąceniem kosztów amortyzacji, podatków dochodowych oraz działalności finansowej, w tym odsetek od zaciągniętych zobowiązań oprocentowanych. W przybliżeniu odzwierciedla on przepływy pieniężne z działalności operacyjnej i umożliwia porównywanie wyników spółek, abstrahując od wartości ich majątku, poziomu zadłużenia oraz obowiązujących stawek podatku dochodowego.

Na skonsolidowany wynik Grupy PGE składają się wyniki finansowe poszczególnych segmentów działalności. Największy udział w wyniku Grupy za III kwartał 2019 roku ma segment Energetyka Konwencjonalna oraz Dystrybucja, partycypujące odpowiednio 39% oraz 36% w wyniku EBITDA GK. Segment Energetyka Odnawialna oraz Ciepłownictwo odpowiadają za 6% EBITDA każdy, natomiast segment Obrót wypracował 4% EBITDA.


EBITDA Grupy Kapitałowej w podziale na segmenty (mln PLN)




Rysunek: Główne czynniki kształtujące powtarzalny wynik EBITDA GK PGE w ujęciu zarządczym (mln PLN).



Odchylenie	665	195	-347	-109	-82	-30	-98	
EBITDA raportowana III kw. 2018	1 441							
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2018	1							
EBITDA powtarzalna III kw. 2018	1 440	2 854	-15	487	133	1 187	202	
EBITDA powtarzalna III kw. 2019		3 519	180	834	24	1 269	232	1 634
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2019								43
EBITDA raportowana III kw. 2019								1 677

 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych pomniejszającej wynik raportowany.

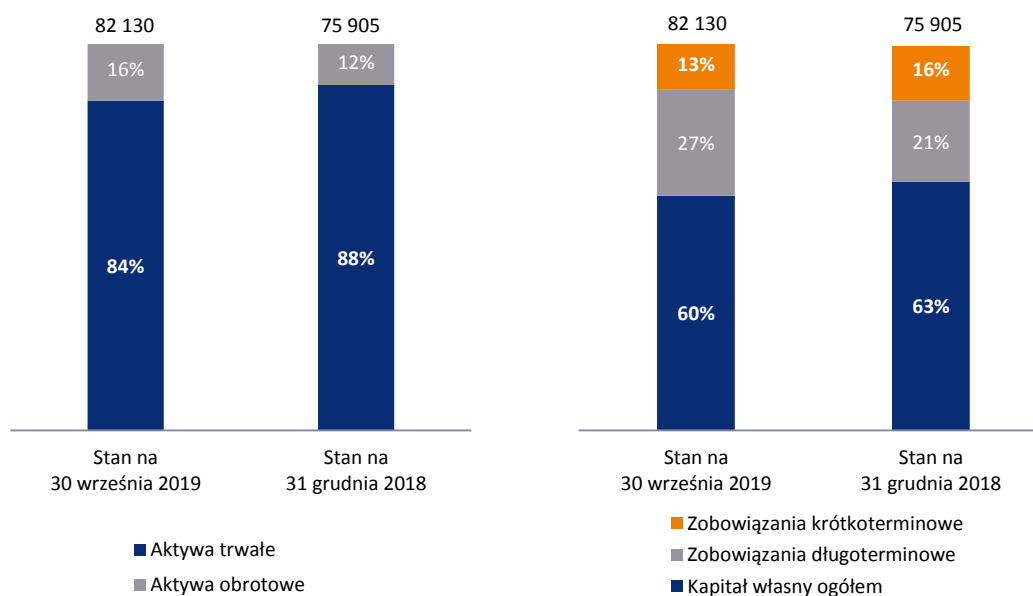
 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany.

*Przychód ze sprzedaży energii elektrycznej pomniejszony o koszt zakupu energii elektrycznej.

**Wzrost wyniku jest efektem wyceny i realizacji instrumentów pochodnych (węgiel i CO₂).

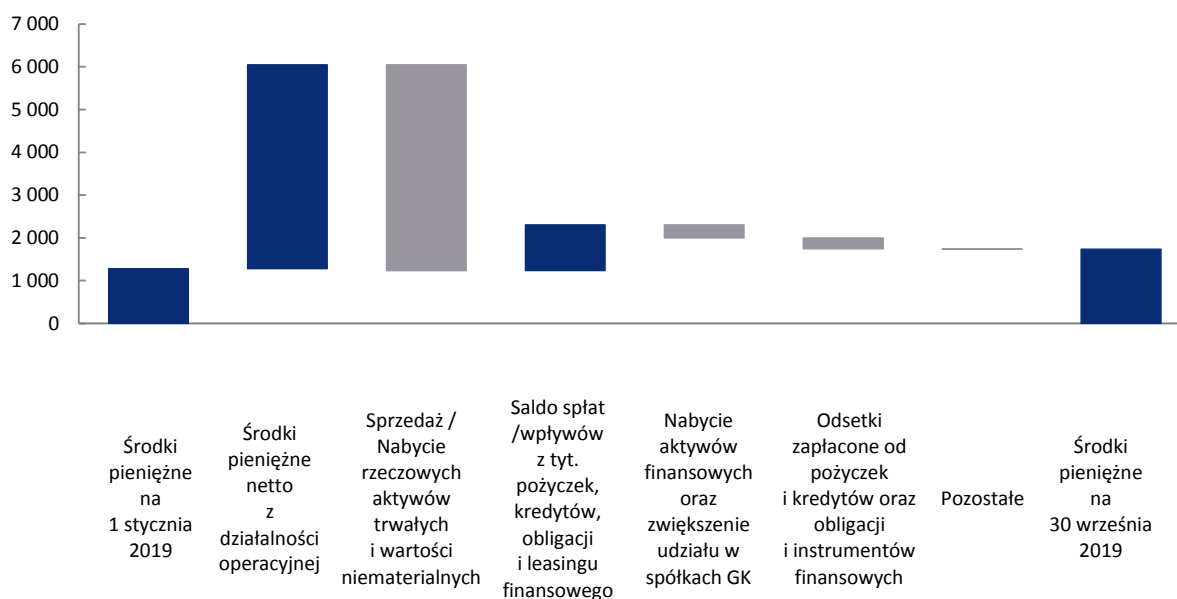
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ

Rysunek: Struktura aktywów i pasywów (mln PLN).



SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH

Rysunek: Zmiana stanu środków pieniężnych (mln PLN).



Wpływ na poziom środków pieniężnych

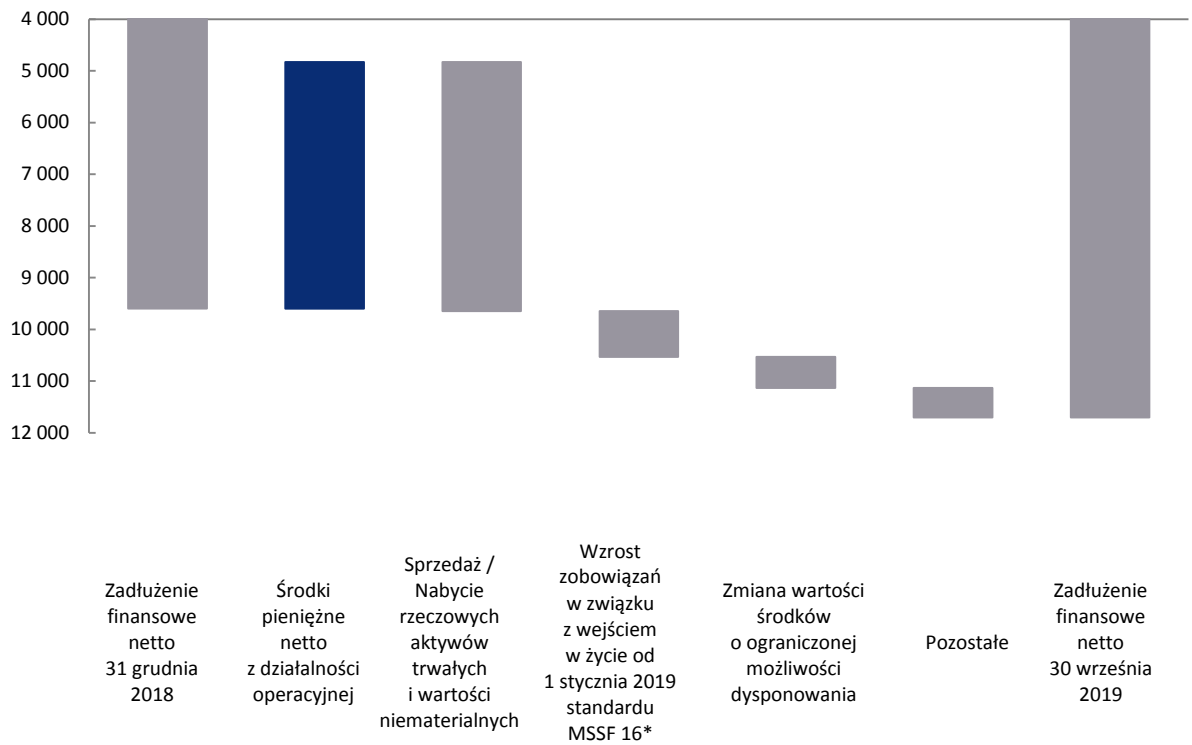
4 765 -4 812 1 075 -306 -258 -4

Środki pieniężne

1 279

1 739

Rysunek: Zadłużenie finansowe netto (mln PLN).



Wpływ na poziom zadłużenia netto	-4 765	4 812	889	600	567	
Zadłużenie finansowe netto	9 600					11 703

*Por. nota 3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

KLUCZOWE WYNIKI FINANSOWE W SEGMENTACH DZIAŁALNOŚCI



Energetyka Konwencjonalna



Ciepłownictwo



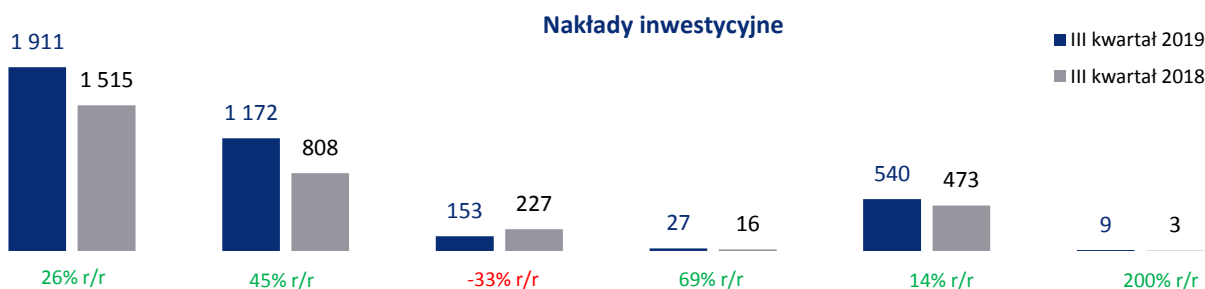
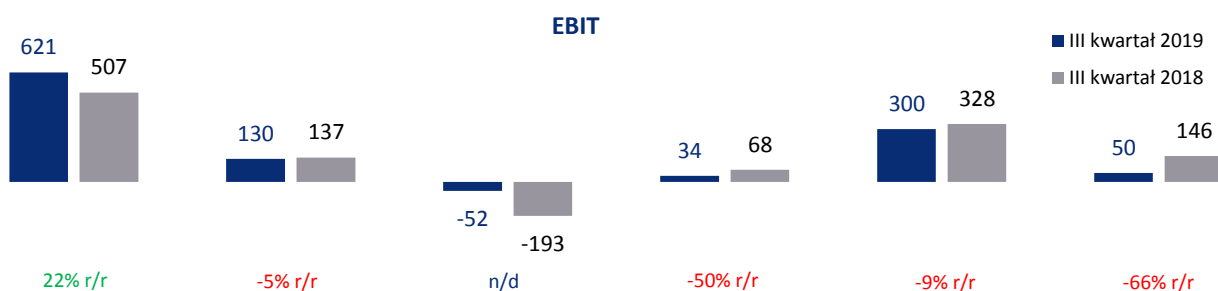
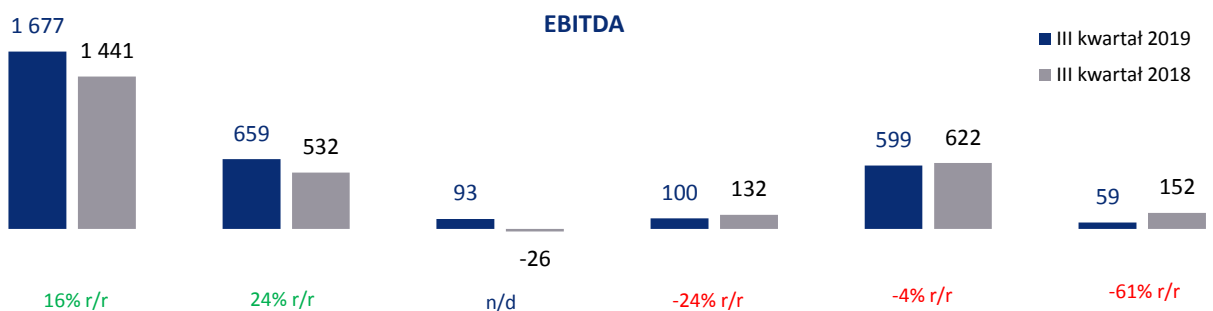
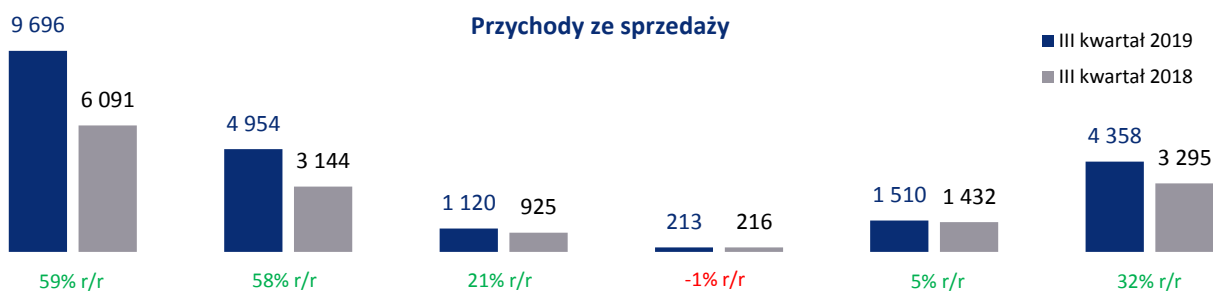
Energetyka Odnawialna



Dystrybucja



Obrót



BILANS ENERGII GK PGE

Tabela: Zestawienie sprzedaży, zakupu, produkcji i zużycia energii elektrycznej w Grupie Kapitałowej PGE (TWh).

Wolumen sprzedaży	III kwartał	III kwartał	Zmiana %	I-III kwartał	I-III kwartał	Zmiana %
	2019	2018		2019	2018	
A. Sprzedaż energii elektrycznej poza GK PGE, tym:	26,36	18,80	40%	76,99	56,60	36%
<i>Sprzedaż do odbiorców finalnych*</i>	10,89	10,78	1%	32,78	31,51	4%
<i>Sprzedaż na rynku hurtowym i bilansującym</i>	15,47	8,02	93%	44,21	25,09	76%
B. Zakup energii spoza Grupy PGE (rynek hurtowy i bilansujący)	13,27	3,43	287%	36,67	10,55	248%
C. Produkcja energii netto w jednostkach GK PGE	13,94	16,17	-14%	43,44	49,09	-12%
D. Zużycie własne OSD, KWB, ESP (D=C+B-A)	0,85	0,80	6%	3,12	3,04	3%

*Sprzedaż realizowana głównie przez PGE Obrót S.A. oraz PGE Energia Ciepła S.A.

Łączny wolumen zakupionej i wyprodukowanej energii jest większy niż wolumen sprzedanej energii. Różnica prezentowana w punkcie D wynika z konieczności pokrycia strat sieciowych w działalności dystrybucyjnej (OSD), zużycia energii w kopalniach węgla brunatnego (KWB) oraz zużycia energii w elektrowniach szczytowo-pompowych (ESP).

Wzrost zarówno wolumenu sprzedaży, jak i zakupu energii elektrycznej na rynku hurtowym oraz rynku bilansującym wynika z większego obrotu energią elektryczną na giełdzie, co jest następstwem wprowadzenia 100% obliga giełdowego.

Część wzrostu wolumenu sprzedaży do odbiorców finalnych w trzech kwartałach 2019 roku w porównaniu do analogicznego okresu w 2018 roku jest następstwem trudnej sytuacji na rynku detalicznym w 2018 roku skutkującej upadłością części przedsiębiorstw zajmujących się sprzedażą energii elektrycznej do odbiorców finalnych i pełnieniem roli sprzedawcy rezerwowego przez spółki GK PGE. Dodatkowo brak aktywnego rynku sprzedażowego przełożył się na mniejszą migrację klientów pomiędzy przedsiębiorstwami obrotu.

Produkcja energii elektrycznej

Tabela: Zestawienie produkcji energii elektrycznej (TWh).

Wolumen produkcji	III kwartał	III kwartał	Zmiana %	I-III kwartał	I-III kwartał	Zmiana %
	2019	2018		2019	2018	
PRODUKCJA ENERGII W TWh, z czego:	13,94	16,17	-14%	43,44	49,09	-12%
Elektrownie opalane węglem brunatnym	7,75	10,07	-23%	24,76	29,32	-16%
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-
Elektrownie opalane węglem kamiennym	4,40	4,59	-4%	10,79	12,52	-14%
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	0,01	0,02	-50%	0,03	0,07	-57%
Elektrociepłownie węglowe	0,45	0,51	-12%	2,86	2,95	-3%
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	0,01	0,00	-	0,02	0,01	100%
Elektrociepłownie gazowe	0,86	0,63	37%	3,12	2,87	9%
Elektrociepłownie biomasowe	0,07	0,02	250%	0,20	0,10	100%
Elektrociepłownie odpady komunalne	0,01	0,00	-	0,03	0,00	-
Elektrownie szczytowo-pompowe	0,12	0,07	71%	0,45	0,27	67%
Elektrownie wodne	0,05	0,07	-29%	0,32	0,32	0%
Elektrownie wiatrowe	0,23	0,21	10%	0,91	0,74	23%
w tym produkcja OZE	0,38	0,32	19%	1,51	1,24	22%

Główny wpływ na poziom produkcji energii elektrycznej w trzech kwartałach 2019 roku w porównaniu do trzech kwartałów 2018 roku miała niższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem brunatnym (spadek o 4,56 TWh) i elektrowniach opalanych węglem kamiennym (spadek o 1,73 TWh). Powyższe jest głównie efektem niższego obciążenia oraz dłuższego czasu postoju bloków w rezerwie głównie ze względu na wyższy import energii, wyższą generację energii elektrycznej z wiatru oraz niższe zapotrzebowanie KSE. Dodatkowo niższa produkcja to efekt przeprowadzanych modernizacji bloków w Elektrowni Opole i Elektrowni Turów (por. pkt 3.2 niniejszego sprawozdania).

Niższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem brunatnym jest następstwem niższego średniego obciążenia Elektrowni Bełchatów o 36 MW, tj. o 10% oraz Elektrowni Turów o 37 MW, tj. o 22%. Dodatkowo niższa produkcja jest efektem dłuższego czasu postoju bloków w remontach. Bloki 2-14 w Elektrowni Bełchatów pozostawały w remontach dłużej o 1 288 h (blok nr 2 pozostaje w modernizacji od 28 lutego 2019 roku), natomiast bloki w Elektrowni Turów pozostawały w remontach dłużej o 749 h (blok nr 1 pozostaje w modernizacji od maja 2018 roku, a blok nr 3 pozostaje w modernizacji od kwietnia 2019 roku).

Niższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem kamiennym wynika głównie z niższej produkcji w Elektrowni Dolna Odra, co jest następstwem dłuższego o 9 580 h czasu postoju bloków tej elektrowni w rezerwie (w tym dłuższy o 4 116 h czas postoju w rezerwie bloków 1 i 2 wykorzystywanych przez PSE S.A. w ramach IRZ). Niższa produkcja w Elektrowni Opole jest efektem dłuższego o 4 828 h czasu postoju bloków 1-4 tej elektrowni w remontach (blok nr 1 pozostawał w modernizacji od 29 grudnia 2018 roku do 26 lipca 2019 roku), dłuższego o 720 h czasu postoju w rezerwie oraz niższego średniego obciążenia bloków 1-4 o 51 MW, tj. o 19%. Powyższy efekt został częściowo zrekompensowany przez produkcję energii elektrycznej z bloku nr 5 i bloku nr 6 w Elektrowni Opole (1,94 TWh)³. Niższa produkcja w Elektrowni Rybnik spowodowana jest dłuższym o 4 381 h postojem bloków 3-8 tej elektrowni w rezerwie oraz niższym obciążeniem o 3 MW, co częściowo zostało skompensowane przez krótszy o 749 h czas postoju bloków 3-8 w remontach.

Produkcja w elektrociepłowniach węglowych, elektrociepłowniach biomasowych i elektrowniach wodnych utrzymała się na poziomie zbliżonym do okresu porównywalnego.

Wyższa produkcja w elektrociepłowniach gazowych jest następstwem wyższej produkcji energii elektrycznej w kogeneracji w Elektrociepłowni Lublin Wrotków ze względu na wyższą produkcję ciepła.

Wyższa produkcja na farmach wiatrowych wynika z lepszej wietrzności w pierwszym półroczu 2019 roku. Wykorzystanie mocy na farmach wiatrowych w trzech kwartałach 2019 roku było średnio większe o 4 p.p.

Wzrost produkcji w elektrowniach szczytowo-pompowych wynika z charakteru pracy jednostek wytwórczych, które w trzech kwartałach 2019 roku były w większym stopniu wykorzystywane przez PSE S.A.

Produkcja z odpadów komunalnych to efekt przekazania do eksploatacji Instalacji Termicznego Przetwarzania z Odzyskiem Energii (ITPOE) w Rzeszowie 26 października 2018 roku.

Tabela: Zestawienie produkcji ciepła (PJ).

Wolumen produkcji ciepła	III kwartał 2019	III kwartał 2018	Zmiana %	I-III kwartał 2019	I-III kwartał 2018	Zmiana %
Produkcja ciepła w PJ, z czego:	4,13	3,52	17%	33,53	33,39	0%
Elektrownie opalane węglem brunatnym	0,34	0,34	0%	1,85	1,84	1%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	0,10	0,09	11%	0,60	0,51	18%
Elektrociepłownie węglowe	2,75	2,38	16%	23,97	24,07	-1%
Elektrociepłownie gazowe	0,80	0,63	27%	6,27	6,07	3%
Elektrociepłownie biomasowe	0,10	0,04	150%	0,63	0,75	-16%
Elektrociepłownie opalane odpadami komunalnymi	0,04	0,01	300%	0,10	0,01	900%
Elektrociepłownie pozostałe	0,00	0,03	-100%	0,11	0,14	-21%

Główny wpływ na niższy poziom produkcji ciepła w 2019 roku r/r miała temperatura zewnętrzna oraz wzrost mocy zamówionej. W porównaniu z 2018 rokiem średnie temperatury za trzy kwartały były wyższe o 0,1°C, przełożyło się to na niższą produkcję ciepła, co zostało z nadwyżką skompensowane przez rozwój rynku.

Sprzedż ciepła

W III kwartale 2019 roku wolumen sprzedanego ciepła wyniósł w Grupie PGE 3,88 PJ i był wyższy o 0,48 PJ r/r. Na powyższy wynik wpływ miało głównie wyższe zapotrzebowanie na ciepło spowodowane niższymi średnimi temperaturami zewnętrznymi we wrześniu 2019 roku.

³ Powyższe zestawienie uwzględnia produkcję bloków nr 5 i 6 Elektrowni Opole od momentu rozpoczęcia ruchu próbnego, to jest od 1 maja 2019 roku dla bloku nr 5 oraz od 1 września dla bloku nr 6.

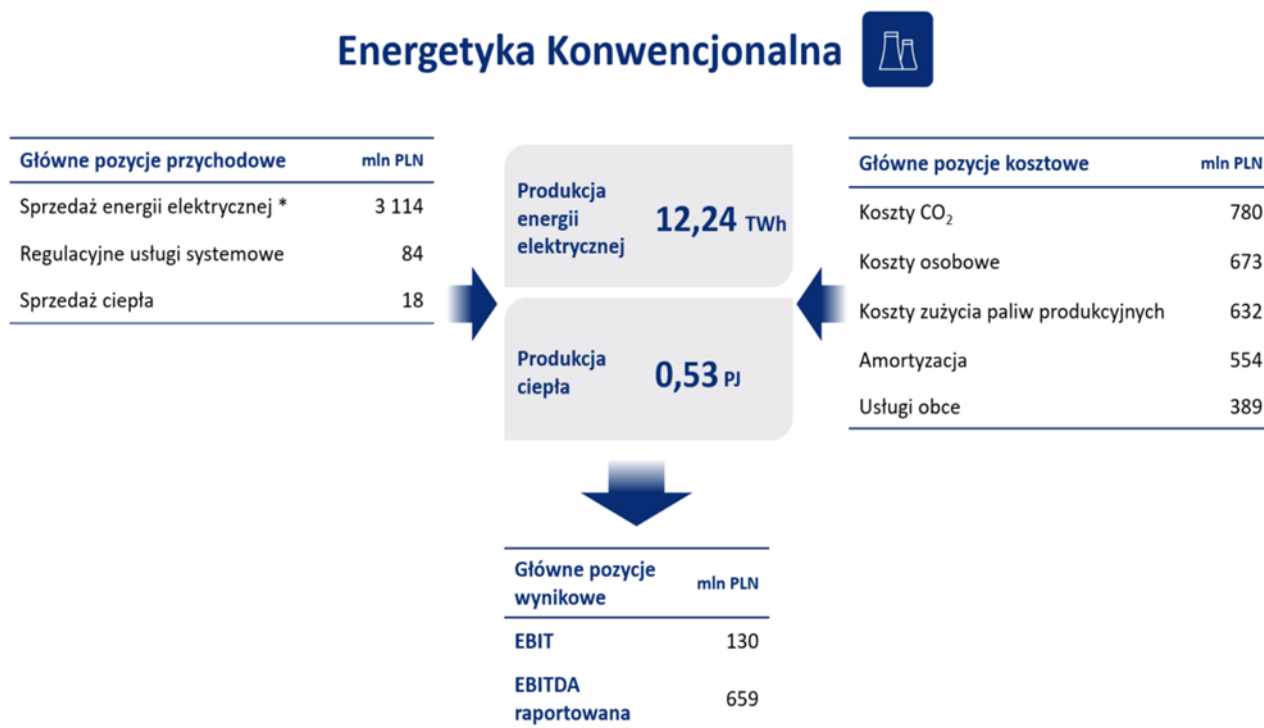
3.3. Charakterystyka segmentów działalności

SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – ENERGETYKA KONWENCJONALNA

Opis segmentu i model jego działalności

Przedmiotem działalności segmentu jest wydobycie węgla brunatnego i wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach konwencjonalnych.

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2019 roku.



* Ujęcie zarządcze

Podstawowym źródłem przychodów segmentu Energetyka Konwencjonalna są **przychody ze sprzedaży energii elektrycznej** na rynku hurtowym oparte na cenie energii elektrycznej ustalonej przez mechanizmy równoważenia podaży i popytu przy uwzględnieniu kosztów zmiennych wytwarzania. Równoległe, najistotniejszymi pozycjami kosztowymi segmentu, z racji wielkości i zmienności, a tym samym wpływu na wynik operacyjny, są **koszty zużycia paliw produkcyjnych**, przede wszystkim węgla kamiennego i gazu ziemnego oraz **koszty opłat za emisję CO₂**. Kluczowa dla Grupy produkcja z węgla brunatnego oparta jest o własne wydobycie, stąd też jego koszt, relatywnie stabilny, odzwierciedlony jest głównie w pozycjach kosztów o charakterze stałym, tj. kosztach osobowych, usług obcych oraz amortyzacji.

Istotną pozycję w przychodach segmentu stanowią także **przychody z tyt. świadczenia regulacyjnych usług systemowych** na podstawie umów zawartych z polskim operatorem systemu przesyłowego, czyli spółką PSE S.A. Są one równoległymi przychodami do tych uzyskiwanych z rynku energii elektrycznej, a związane są z koniecznością stabilnego funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego. Regulacyjne usługi systemowe świadczą elektrownie PGE GiEK S.A. („PGE GiEK”) oraz Elektrownia Rybnik.

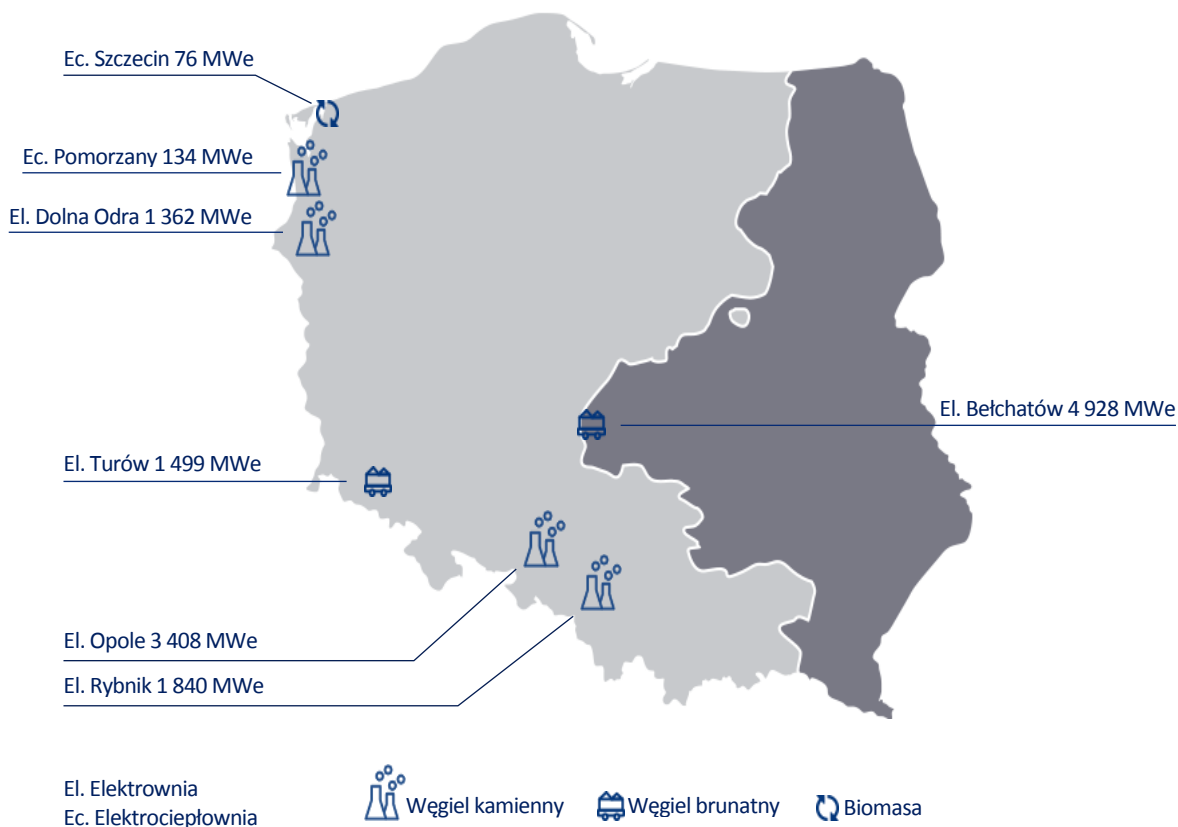
Dodatkowo segment uzyskuje **przychody ze sprzedaży ciepła**, produkowanego zarówno w elektrowniach systemowych oraz EC Szczecin oraz EC Pomorzany, będących częścią Zespołu Elektrowni Dolna Odra.

AKTYWA

W skład segmentu Energetyka Konwencjonalna wchodzi: 2 kopalnie węgla brunatnego, 5 elektrowni konwencjonalnych i 2 elektrociepłownie.

Segment Energetyka Konwencjonalna jest liderem w branży wydobywczej węgla brunatnego (jego udział w rynku wydobywczym tego surowca stanowi 87%⁴ krajowego wydobycia), a także największym wytwórcą energii elektrycznej – wytwarza ok. 34%⁵ krajowej produkcji energii elektrycznej brutto. Produkcja oparta jest na węglu brunatnym, wydobywanym z własnych kopalni oraz węgla kamiennym i biomase.

Rysunek: Główne aktywa segmentu Energetyka Konwencjonalna.

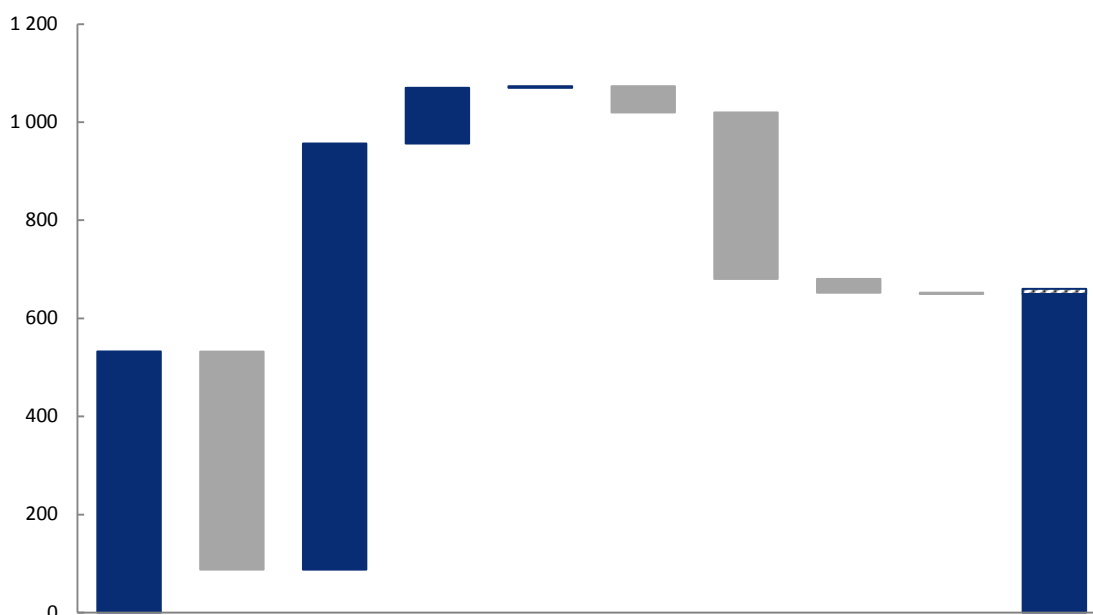


⁴ Wyliczenia własne w oparciu o dane GUS.

⁵ Wyliczenia własne w oparciu o dane PSE S.A.

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

Rysunek: Kluczowe odchylenia powtarzalnego wyniku EBITDA w segmencie Energetyka Konwencjonalna w ujęciu zarządczym (mln PLN).



	EBITDA III kw. 2018	Produkcja e.e. - ilość	Produkcja e.e. - cena	Wynik na opt. portfela e.e.	Przychody RUS	Koszty paliw	Koszty CO ₂	Koszty osobowe	Pozostałe	EBITDA III kw. 2019
Odchylenie		-445	869	113	3	-54	-339	-28	-2	
EBITDA raportowana III kw. 2018	532									
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2018	0									
EBITDA powtarzalna III kw. 2018	532	2 620	-43	81	578	441	645			
EBITDA powtarzalna III kw. 2019		3 044	70	84	632	780	673			649
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2019										10
EBITDA raportowana III kw. 2019										659

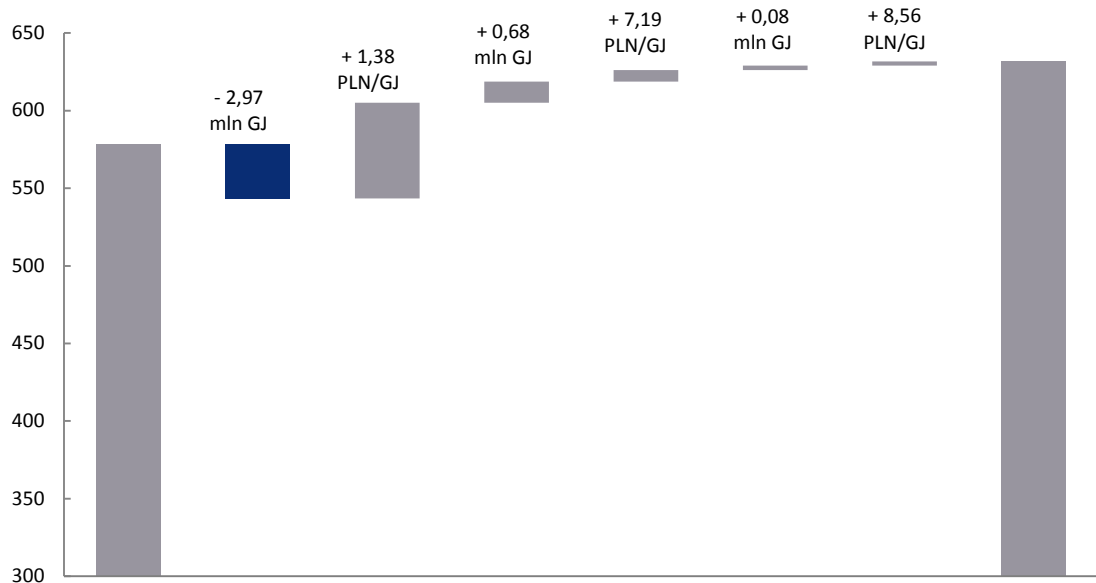
Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych pomniejszającej wynik raportowany.

Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany.

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wynik EBITDA segmentu Energetyka Konwencjonalna k/k były:

- **Niższy wolumen produkcji energii elektrycznej** w PGE GiEK o 6,2 TWh ze względu na niższe wykorzystanie jednostek wytwórczych przez PSE S.A. za sprawą niższego zapotrzebowania w KSE oraz wyższej generacji wiatrowej (por. pkt 3.2 niniejszego sprawozdania).
- **Wzrost cen sprzedaży energii elektrycznej** (por. pkt 2.2 niniejszego sprawozdania).
- **Wyższy wynik na optymalizacji portfela energii elektrycznej** z powodu wyższego wolumenu obrotu energią elektryczną o 4,8 TWh, przy wyższej marży zrealizowanej na obrocie energią elektryczną.
- **Wyższe koszty zużycia paliw**, przede wszystkim węgla kamiennego, na skutek wyższych cen węgla kamiennego na rynkach krajowym i międzynarodowym, co przełożyło się bezpośrednio na wyższe ceny umowne. Powyższy efekt został ograniczony z powodu niższej produkcji energii elektrycznej na tym paliwie. Główne odchylenia na poszczególnych rodzajach paliw zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższe koszty CO₂** na skutek wyższej ceny uprawnień do emisji CO₂ oraz niższego przydziału darmowych uprawnień do emisji CO₂. Powyższy efekt został pomniejszony w wyniku niższej emisji CO₂ jako rezultat niższej produkcji energii elektrycznej. Główne odchylenia zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższe koszty osobowe** w związku z prowadzonym procesem zmiany wynagrodzeń.

Rysunek: Koszty zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Energetyka Konwencjonalna (mln PLN).

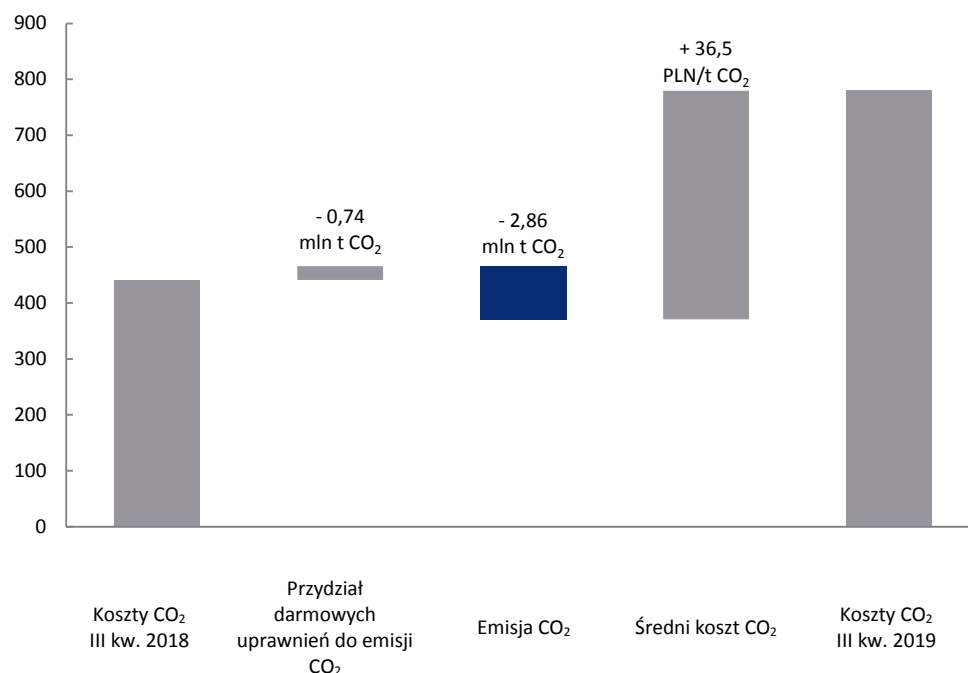


	Koszty paliw III kw. 2018	Węgiel kamienny ilość	Węgiel kamienny cena	Biomasa ilość	Biomasa cena	Olej opałowy lekki i ciężki ilość	Olej opałowy lekki i ciężki cena	Koszty paliw III kw. 2019
Odchylenie		-35	62	13	7	3	4	
Koszty paliw III kw. 2018	578	560		6		12		
Koszty paliw III kw. 2019		587		26		19		632

Tabela: Dane dotyczące zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Energetyka Konwencjonalna.

Rodzaj paliwa	III kwartał 2019		III kwartał 2018	
	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	1 992	587	2 183	560
Biomasa	89	26	21	6
Olej opałowy lekki i ciężki	10	19	8	12
RAZEM		632		578

Rysunek: Koszty CO₂ w segmencie Energetyka Konwencjonalna (mln PLN).



Odchylenie	25	-95	409	
Koszty CO ₂ III kw. 2018	441			
Koszty CO ₂ III kw. 2019				780

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Konwencjonalna w III kwartale 2019 i 2018 roku.

mIn PLN	III kwartał 2019	III kwartał 2018	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	1 001	722	39%
▪ Rozwojowe	635	396	60%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	366	326	12%
Pozostałe	25	15	67%
Elektrownia Rybnik	52	13	300%
RAZEM	1 078	750	44%
Aktywowane koszty usuwania nadkładu w kopalniach	94	58	62%
RAZEM z aktywowanymi kosztami usuwania nadkładu	1 172	808	45%

KLUCZOWE WYDARZENIA W III KWARTALE 2019 ROKU W SEGMENTCIE ENERGETYKA KONWENCJONALNA

Kluczowe inwestycje rozwojowe:

- 6 sierpnia 2019 roku wydane zostały przez PSE S.A. warunki przyłączenia do sieci przesyłowej bloków 9 i 10 w Elektrowni Dolna Odra.
- 30 sierpnia 2019 roku rozpoczęła się 720 h próba nieprzerwanej pracy bloku nr 6 w Elektrowni Opole.
- 30 września 2019 roku blok nr 6 w Elektrowni Opole został przekazany do eksploatacji i zakończono realizację inwestycji (31 maja 2019 roku blok nr 5 w Elektrowni Opole został przekazany do eksploatacji).

Kluczowe inwestycje modernizacyjne związane ze zmniejszaniem emisji do środowiska:

- 19 lipca 2019 roku uzyskano prawomocną decyzję w sprawie zmiany Pozwolenia zintegrowanego zgodnie z art. 204 ust. 2 ustawy PoŚ z odstępstwem w zakresie emisji NO_x, pyłu i HCl dla Elektrociepłowni Szczecin.
- 15 września 2019 roku zakończono Ruch Regulacyjny elektrofiltra bloku nr 1 w Elektrowni Opole. Zakończono wszystkie prace montażowe wymagające postoju bloku nr 1 w Elektrowni Opole.
- 16 września 2019 roku blok nr 8 w Elektrowni Bełchatów został odstawiony do remontu, w trakcie którego wykonane zostaną prace dostosowawcze do BAT.

KLUCZOWE PROJEKTY REALIZOWANE W III KWARTALE 2019 ROKU

Cel projektu	Budżet (netto bez kosztów finansowania)	Poniesione nakłady (netto bez kosztów finansowania)	Nakłady poniesione w III kwartale 2019 roku (netto bez kosztów finansowania)	Paliwo/sprawność netto	Wykonawca	Przewidywany termin zakończenia inwestycji	Status
Budowa nowych bloków w Elektrowni Opole							
Budowa dwóch bloków energetycznych o mocy 900 MW każdy	10,94 mld PLN	10,1 mld PLN	429 mln PLN	Węgiel kamienny/ 45,5%	Konsorcjum firm: Rafako, Polimex-Mostostal i Mostostal Warszawa przy współpracy GE, jako zarządzającego realizacją projektu w imieniu konsorcjum	blok 5 – 15 czerwca 2019 roku blok 6 – 30 września 2019 roku	31 maja 2019 roku blok 5 został przekazany do komercyjnej eksploatacji. Przejście bloku nr 5 do eksploatacji odbyło się tym samym przed terminem wyznaczonym na 15 czerwca 2019 roku, uwzględnionym w aneksie do umowy. 30 września 2019 roku blok nr 6 w Elektrowni Opole został przekazany do komercyjnej eksploatacji, zgodnie z terminem umownym. W związku z powyższym, realizacja inwestycji budowy nowych bloków energetycznych w Elektrowni Opole została zakończona.
Budowa nowego bloku w Elektrowni Turów							
Budowa bloku energetycznego o mocy 490 MW	4,26 mld PLN	2,91 mld PLN	155 mln PLN	Węgiel brunatny/ 43,1%	Konsorcjum firm: MHPSE, Budimex i Tecnicas Reunidas	październik 2020 roku	Na terenie budowy kontynuowane są prace budowlane i montażowe. Na obiektach maszynowni i kotłowni trwa montaż rurociągów, a w budynku nastawni blokowej trwają prace wykończeniowe. We wrześniu 2019 roku podano napięcie z linii 110kV, co oznacza, że w najbliższym czasie rozpocznie się faza rozruchów poszczególnych urządzeń. Rozpoczęto pierwsze sesje szkoleń pracowników z obsługi systemu sterowania (DCS). Na koniec września 2019 roku ogólne zaawansowanie prac w projekcie wynosiło ok. 93%.

SEGMENT DZIAŁALNOŚCI - CIEPŁOWNICTWO

Opis segmentu i model jego działalności

Przedmiotem działalności segmentu Ciepłownictwo jest wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w źródłach konwencjonalnych oraz przesył i dystrybucja ciepła.

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2019 roku.



*Ujęcie zarządcze

Podobnie jak w przypadku segmentu Energetyka Konwencjonalna najważniejszym źródłem przychodów segmentu są **przychody ze sprzedaży energii elektrycznej**, przy czym związane są one zwykle bezpośrednio z produkcją ciepła, zależną od zapotrzebowania, cechując się wysoką sezonowością i zależnością od temperatur zewnętrznych. Z tego względu, w odróżnieniu od elektrowni systemowych segmentu Energetyka Konwencjonalna, elektrociepłownie z reguły nie pełnią aktywnej roli w procesie kształtowania się cen energii elektrycznej na rynku hurtowym.

Przychody ze sprzedaży i dystrybucji ciepła mają charakter regulowany. Przedsiębiorstwa energetyczne samodzielnie ustalają taryfy i przedstawiają je Prezesowi URE do zatwierdzenia. Produkcja ciepła w Grupie PGE odbywa się w jednostkach kogeneracyjnych, których taryfy na ciepło kalkulowane są z wykorzystaniem metody uproszczonej (w odróżnieniu od taryfowania na bazie pełnej struktury kosztów) w oparciu o tzw. ceny referencyjne, przede wszystkim oparte o średnie ceny sprzedaży wytwarzania ciepła z jednostek o określonym paliwie, nie będących jednostkami kogeneracji. Publikowane są one co roku przez Prezesa URE. Taryfa na wytwarzanie ciepła dla jednostek kogeneracyjnych na dany rok taryfowy odzwierciedla tym samym zmianę poziomu kosztów ponoszonych przez jednostki ciepłownicze (niekogeneracyjne) w poprzednim roku kalendarzowym. W przypadku taryf na dystrybucję ciepła wykorzystywana jest metoda kosztowa, która pozwala pokryć koszty uzasadnione (głównie koszty strat ciepła oraz podatek od nieruchomości) oraz zwrot z zainwestowanego kapitału, zgodnie z wytycznymi Prezesa URE. Taryfy dystrybucyjne dla ciepła są wykorzystywane przez oddziały w Gorzowie i Zgierzu, a także spółki Kogeneracja S.A., PGE Toruń S.A. oraz Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.

Produkcja ciepła i energii elektrycznej bezpośrednio związana jest z kluczowymi kosztami zmiennymi segmentu – **kosztem zużycia paliw produkcyjnych** (przede wszystkim węgiel kamienny i gaz ziemny) oraz **kosztem opłat za emisję CO₂**.

Wytwarzanie energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji jest dodatkowo wynagradzane. Do 2018 roku elektrociepłownie uzyskiwały **przychody z tyt. sprzedaży świadectw pochodzenia energii** w postaci certyfikatów kogeneracyjnych (żółtych i czerwonych). Od 2019 roku, wraz ze zmianą modelu wsparcia, uzyskiwać będą wsparcie na poziomie pokrywającym zwiększone koszty operacyjne produkcji, dla dużych jednostek wyznaczane będą w trybie indywidualnym. W III kwartale 2019 roku wsparcie takie nie było jeszcze wypłacane w związku z trwającym procesem wydawania rozporządzeń wykonawczych do ustawy

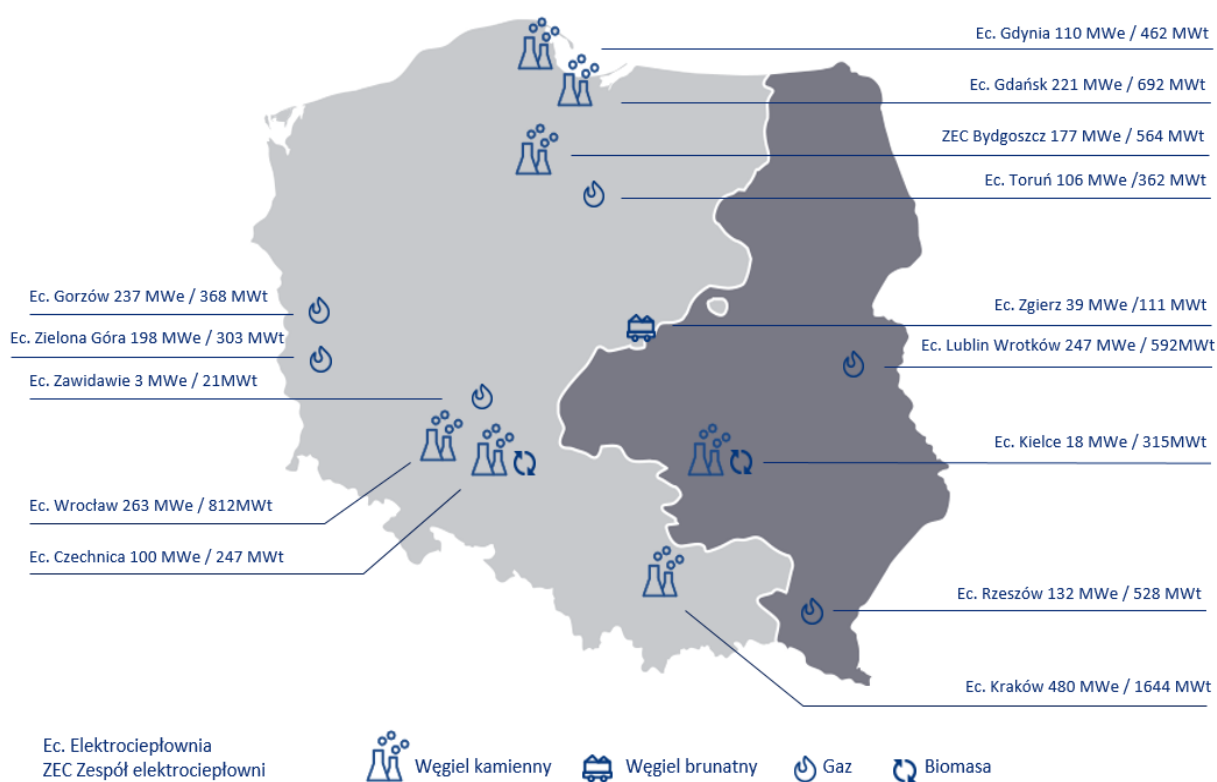
o promowaniu wysokosprawnej kogeneracji. Mechanizm wsparcia w postaci certyfikatów funkcjonuje także dla źródeł wytwórczych opalanych biomasą. Ten rodzaj produkcji jest dodatkowo wynagradzany poprzez przyznawanie świadectw pochodzenia w postaci tzw. zielonych certyfikatów, których sprzedaż stanowi dodatkowy przychód. W ramach segmentu uzyskiwany jest z bloku biomasowego w Kielcach.

AKTYWA

W ramach segmentu Ciepłownictwo w Grupie Kapitałowej PGE połączone zostały elektrociepłownie wydzielone z aktywów EDF przejętych 14 listopada 2017 roku oraz elektrociepłownie wydzielone z PGE GiEK. W skład segmentu od 2 stycznia 2019 roku wchodzi spółki: PGE EC S.A., Kogeneracja S.A., PGE Toruń S.A. oraz Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.

Segment Ciepłownictwo jest największym wytwórcą ciepła w kraju. Produkcja oparta jest głównie na węglu kamiennym i gazie.

Rysunek: Główne aktywa segmentu Ciepłownictwo.

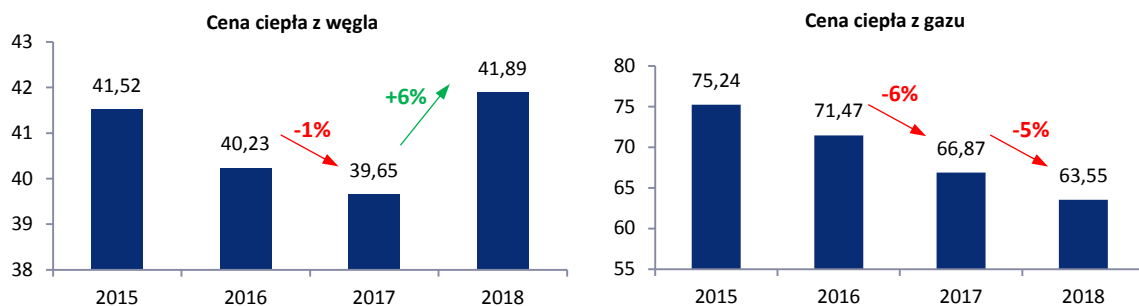


TARYFY W SEGMENTCIE CIEPŁOWNICTWO

Opis taryfowania w segmencie

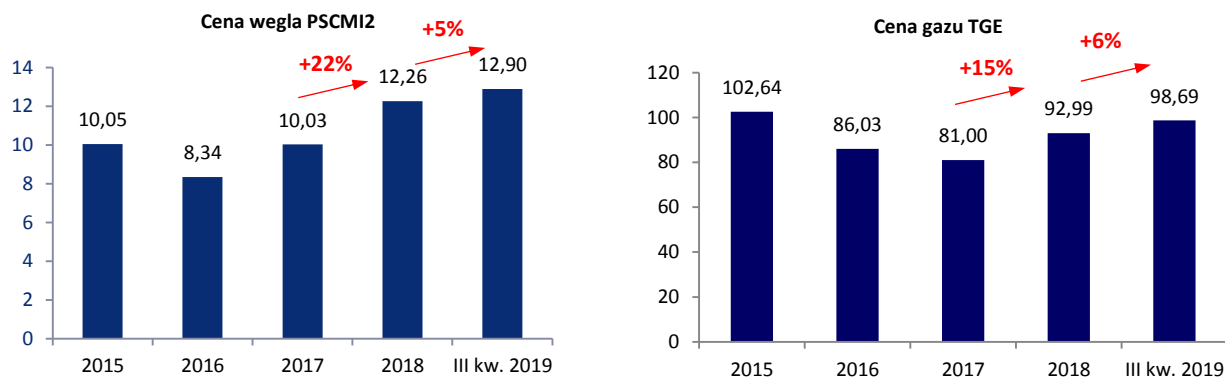
Wobec tego, iż przychody ze sprzedaży ciepła dla elektrociepłowni są taryfowane w ramach tzw. metody uproszczonej, cechuje je względne opóźnienie w przenoszeniu kosztów (roczne lub dwuletnie). Bazują one bowiem na dynamice r/r średnich kosztów (uwzględniającej wykorzystywane paliwa) ponoszonych przez jednostki niebędące jednostkami kogeneracji za rok poprzedzający moment ustalania taryfy.

Rysunek: Zmiany referencyjnej ceny ciepła dla węgla kamiennego oraz gazu ziemnego (PLN/GJ).



Źródło: URE.

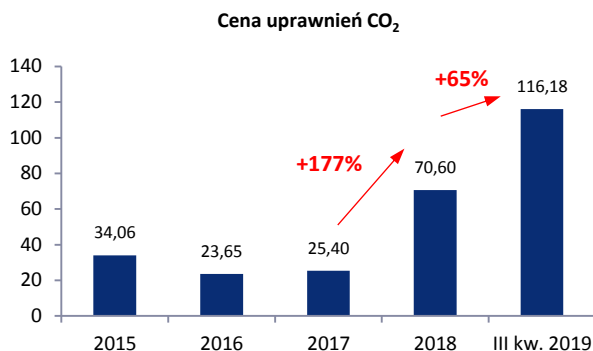
Rysunek: Zmiany kosztów paliw – węgla kamiennego (PLN/GJ) i gazu (PLN/MWh).



Źródło: ARP, TGE.

* Średnia ważona z kontraktów terminowych, RDN i RDB zawartych na dany okres na TGE.

Rysunek: Zmiana kosztów uprawnień do emisji CO₂ (PLN/t).



Źródło: ICE.

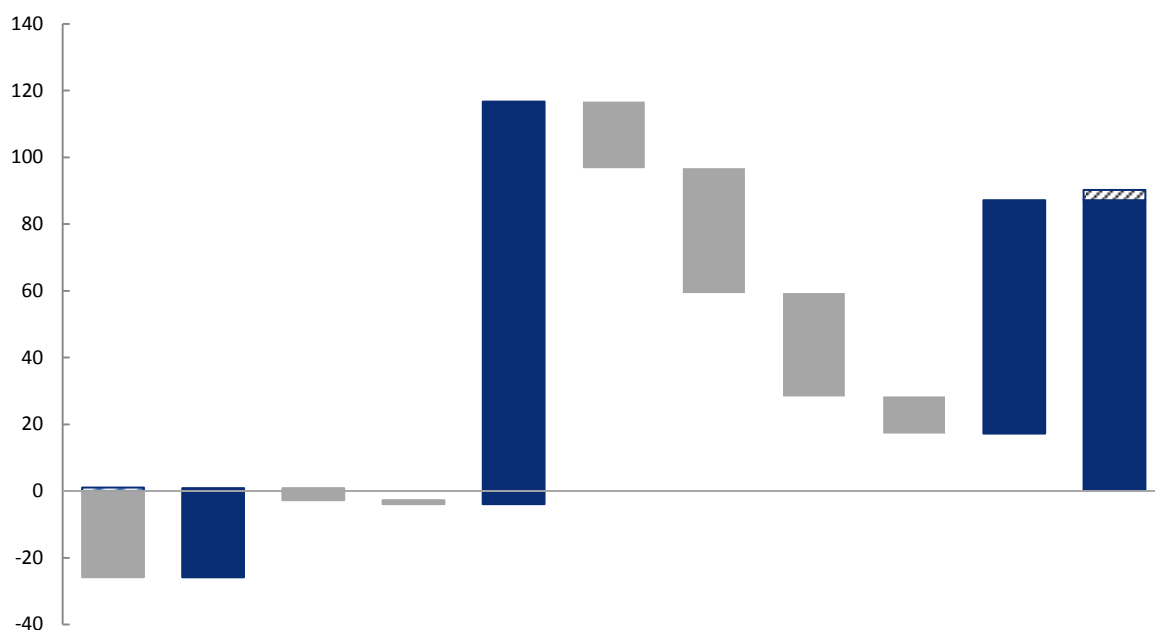
O ile referencyjna cena ciepła z węgla wzrosła w 2018 roku o 6% (także jest bazą dla wzrostu cen ciepła dla jednostek kogeneracji ustalających taryfę w trakcie 2019 roku), to średnie rynkowe ceny węgla wzrosły o 22%, a uprawnień do emisji CO₂ o 177%. Koszty dla elektrociepłowni, w środowisku rosnących cen, są realnie nawet na wyższym poziomie – w III kwartale 2019 roku ceny węgla kamiennego były wyższe o dalsze 5%, a uprawnień do emisji CO₂ o kolejne 65%. Oprócz opóźnienia czasowego w przenoszeniu kosztów istotne znaczenie ma fakt, że koszt CO₂ jest przenoszony jedynie częściowo w cenie jednostek referencyjnych. Jest to związane z tym, że jedynie ok. 45% jednostek ciepłowniczych w Polsce należy do systemu ETS (moc powyżej 20 MW), a więc jest zobowiązanych do umarzania uprawnień do emisji dwutlenku węgla. Cena referencyjna przenosi także jedynie ok. 45% rzeczywistych kosztów zużycia CO₂ w średniej cenie sprzedaży ciepła.

Ponadto w 2018 roku oraz I półroczu 2019 roku odnotowany był wzrost cen gazu ziemnego, przy czym relatywnie wysoka średnia cena dla III kwartału 2019 roku związana była przede wszystkim z odbiorem gazu zakontraktowanego w okresach wcześniejszych. Średnia cena na rynku spot kształtowała się bowiem na poziomie 51,5 PLN/MWh.


Równocześnie na wyniki segmentu znacząco wpływa pogoda. Temperatury kształtują bowiem bezpośrednio poziom zapotrzebowania na ciepło. Jednocześnie poziom produkcji ciepła determinuje poziom produkcji energii elektrycznej w kogeneracji, która jest dodatkowym źródłem przychodów, w decydujący sposób wpływając na rentowność elektrociepłowni.

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

Rysunek: Kluczowe odchylenia powtarzalnego wyniku EBITDA w segmencie Ciepłownictwo w ujęciu zarządczym (mln PLN).



	EBITDA III kw. 2018	Produkcja ciepła - ilość	Produkcja ciepła - cena	Produkcja e.e. - ilość	Produkcja e.e. - cena	Przychody PM	Koszty paliw	Koszty CO ₂	Koszty osobowe	Pozostałe	EBITDA III kw. 2019
Odchylenie		27	-4	-1	121	-20	-37	-31	-11	73	
EBITDA raportowana III kw. 2018	-26										
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2018	1										
EBITDA powtarzalna III kw. 2018	-27	205		219		25	223	24	114		
EBITDA powtarzalna III kw. 2019		228		339		5	260	55	125		90
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2019											3
EBITDA raportowana III kw. 2019											93

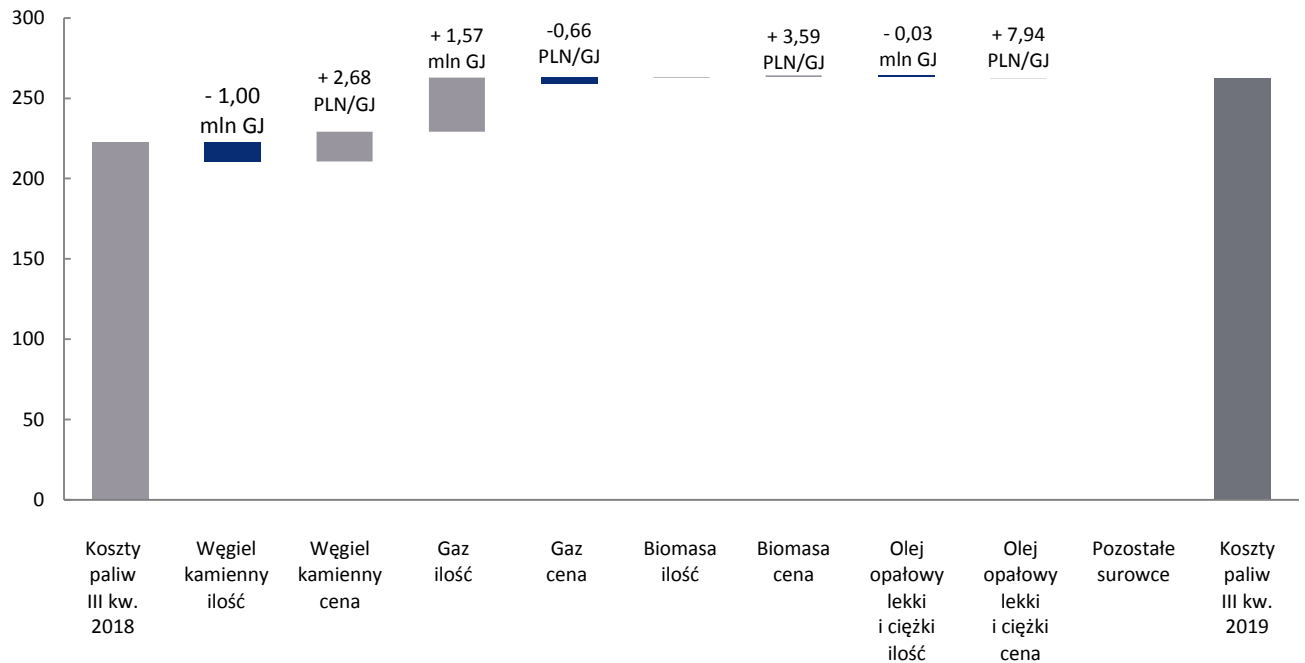
 Odwrócenie wpływu zdarzenia jednorazowego powiększającego wynik raportowany.

*Zawiera sprzedaż ciepła, mocy zamówionej i dystrybucję ciepła.

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wynik EBITDA segmentu Ciepłownictwo k/k były:

- **Wyższy wolumen produkcji ciepła** to efekt niższych temperatur zewnętrznych we wrześniu 2019 roku.
- **Spadek cen sprzedaży ciepła** związany jest z niższym udziałem części stałej taryfy na ciepło w związku z wyższą produkcją we wrześniu 2019 roku.
- **Wzrost cen sprzedaży energii elektrycznej** (por. pkt 3.2 niniejszego sprawozdania).
- **Niższe przychody ze sprzedaży PM** jako wynik zakończenia wsparcia dla produkcji energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji w 2018 roku.
- **Wyższe koszty zużycia paliw** spowodowane są wzrostem cen podstawowych paliw: gazu oraz węgla kamiennego.
- **Wyższe koszty CO₂** są głównie skutkiem wyższej ceny uprawnień do emisji CO₂. Szczegóły zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższy poziom kosztów osobowych** to głównie efekt wzrostu zatrudnienia r/r.

Rysunek: Koszty zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Ciepłownictwo (mln PLN).

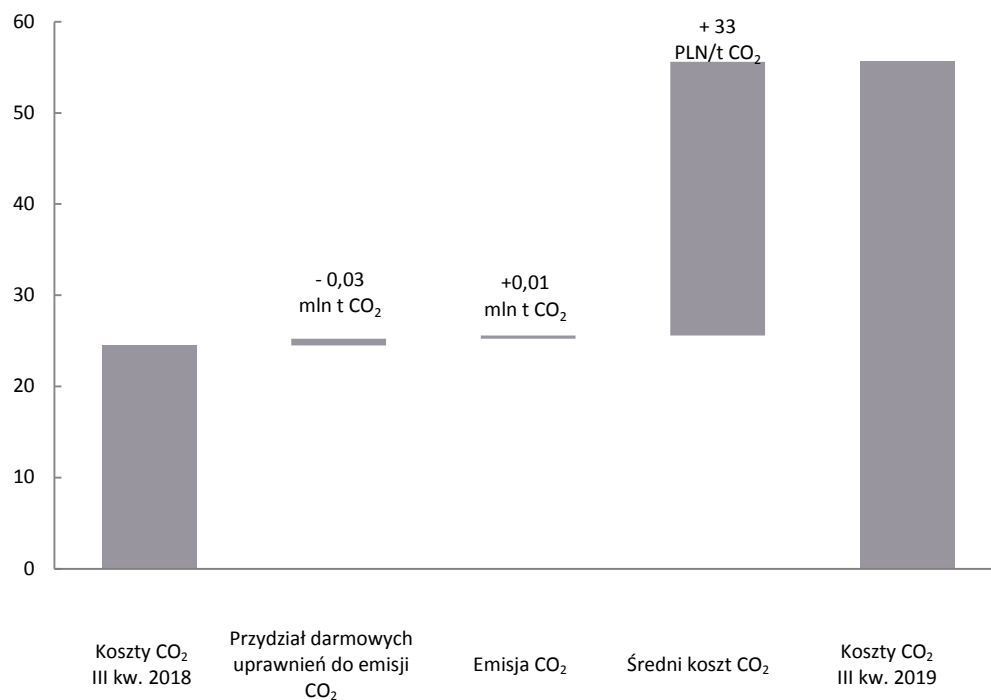


	Odchylenie	Węgiel kamienny ilość	Węgiel kamienny cena	Gaz ilość	Gaz cena	Biomasa ilość	Biomasa cena	Olej opałowy lekki i ciężki ilość	Olej opałowy lekki i ciężki cena	Pozostałe surowce	Koszty paliw III kw. 2019
		-12	19	34	-4	0	1	-1	0	0	
Koszty paliw III kw. 2018	223	102		111		3		4		3	
Koszty paliw III kw. 2019		109		141		4		3		3	260

Tabela: Dane dotyczące zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Ciepłownictwo.

Rodzaj paliwa	III kwartał 2019		III kwartał 2018	
	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	324	109	367	102
Gaz (tys. m ³)	239 037	141	191 961	111
Biomasa	16	4	16	3
Olej opałowy oraz pozostałe surowce	24	6	29	7
RAZEM		260		223

Rysunek: Koszty CO₂ w segmencie Ciepłownictwo (mln PLN).



Odchylenie	1	0	30
Koszty CO ₂ III kw. 2018	24		
Koszty CO ₂ III kw. 2019			55

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Ciepłownictwo w III kwartale 2019 i 2018 roku.

mln PLN	III kwartał 2019	III kwartał 2018	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	146	223	-35%
▪ Rozwojowe	24	63	-62%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	122	160	-24%
Pozostałe	7	4	75%
RAZEM	153	227	-33%

Prezentowane dane zostały przekształcone na potrzeby zapewnienia porównywalności danych, gdyż w III kwartale 2018 roku segment Ciepłownictwo nie był wyodrębniony.

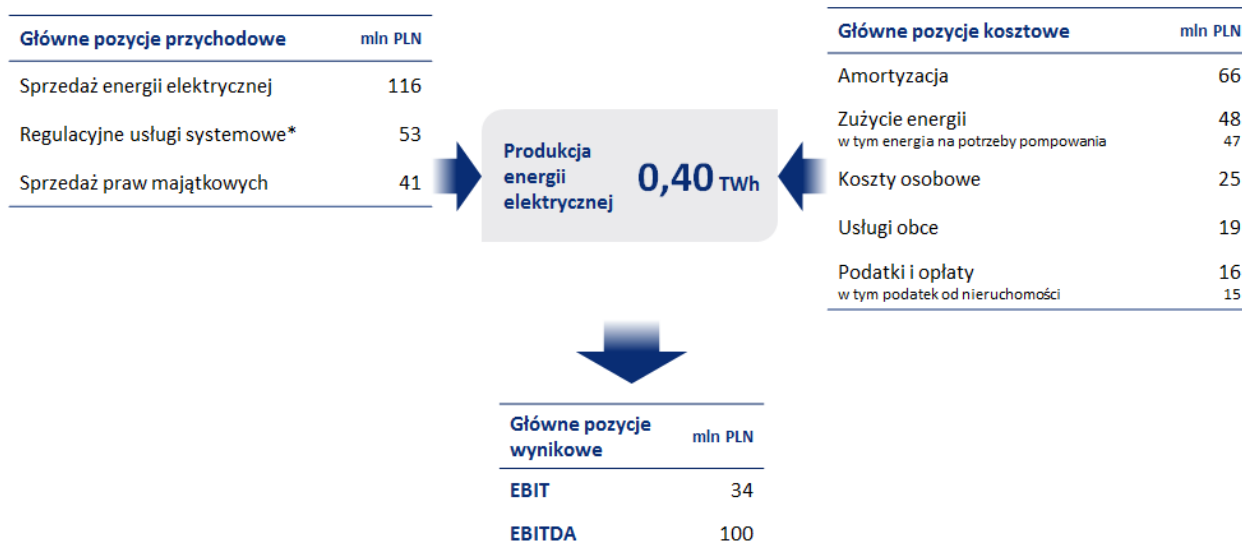
SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – ENERGETYKA ODNAWIALNA

Opis segmentu i model jego działalności

Przedmiotem działalności segmentu jest wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych oraz w elektrowniach szczytowo-pompowych.

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2019 roku.

Energetyka Odnawialna



* Ujęcie zarządcze.

Segment Energetyka Odnawialna generuje przychody głównie ze **sprzedaży energii elektrycznej**, przy czym, w odróżnieniu od produkcji w elektrowniach systemowych segmentu Energetyka Konwencjonalna, przychody te uzależnione są w większym stopniu od zmienności warunków atmosferycznych i ceny na rynku spot ze względu na przyjęty model sprzedaży energii ze źródeł odnawialnych. Wolumen produkcji energii elektrycznej przekłada się równocześnie na produkcję praw majątkowych (zielonych) i przychody z tyt. sprzedaży świadectw pochodzenia energii uzyskiwane przez aktywa segmentu, z wyłączeniem elektrowni wodnych powyżej 5 MWe.

Stabilna część wynikowa segmentu związana jest ze **świadczeniem usług systemowych** przez elektrownie szczytowo-pompowe, realizowanych w oparciu o umowę z operatorem systemu przesyłowego, czyli spółką PSE S.A.

Po stronie kosztowej najważniejsze pozycje stanowią: amortyzacja aktywów segmentu, zużycie energii na potrzeby pompowania wody w elektrowniach szczytowo-pompowych oraz usługi obce, głównie w postaci usług remontowych. Istotną pozycję kosztową działalności w ramach segmentu stanowią również podatek od nieruchomości oraz wynagrodzenia pracowników.

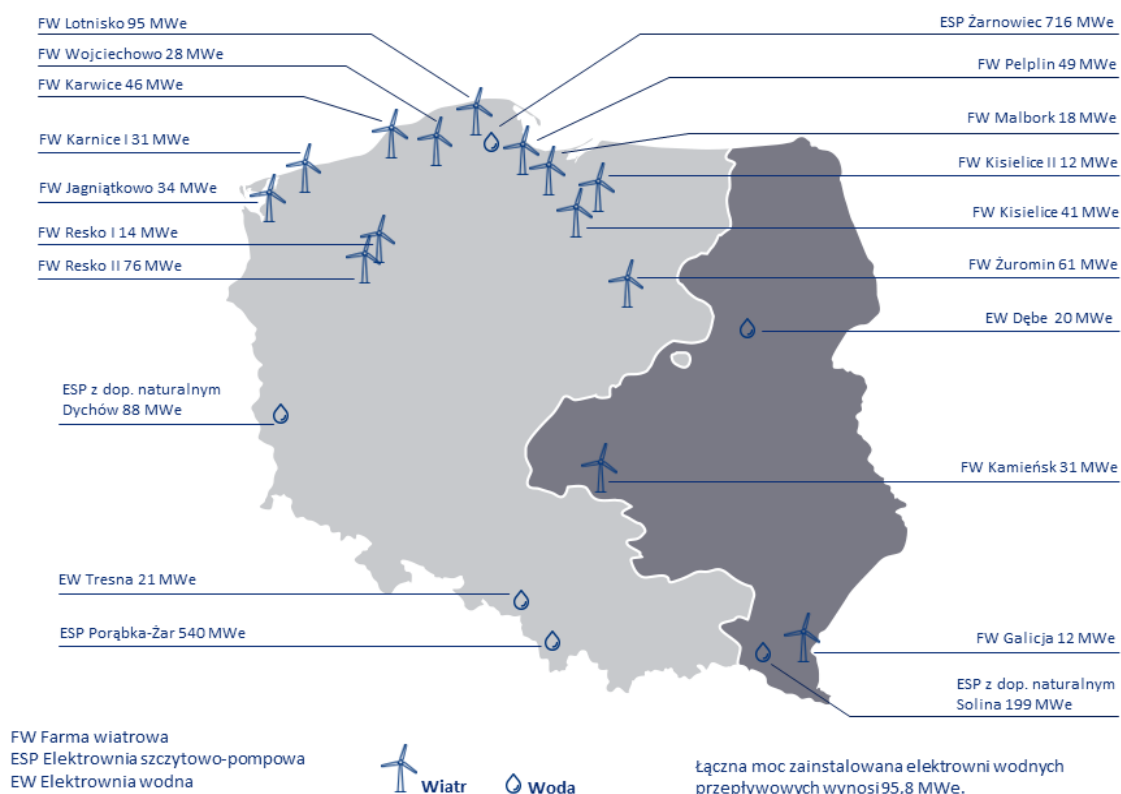
Aktywa

W ramach Grupy Kapitałowej PGE działalnością operacyjną w zakresie energetyki odnawialnej zarządza spółka PGE Energia Odnawialna S.A. Ze względu na charakter działalności w skład segmentu wchodzi PGE Baltica sp. z o.o., która została prezentacyjnie ujęta w segmencie Energetyki Odnawialnej. Spółka ta odpowiada za wszelkie działania związane z energetyką morską.

Na aktywa segmentu składa się:

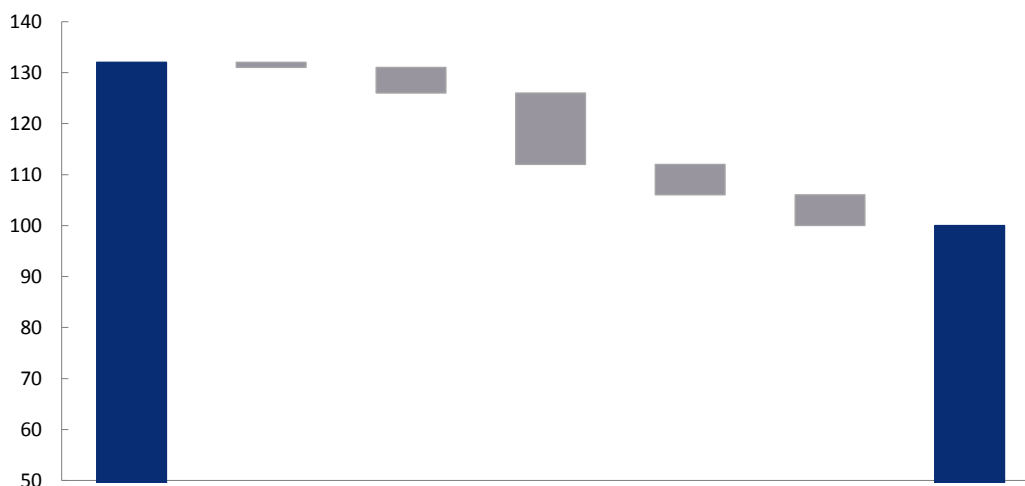
- 14 farm wiatrowych,
- 1 elektrownia fotowoltaiczna,
- 29 elektrowni wodnych przepływowych,
- 4 elektrownie wodne szczytowo-pompowe, w tym 2 z dopływem naturalnym.

Rysunek: Główne aktywa segmentu Energetyka Odnawialna.



KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

Rysunek: Kluczowe odchylenia wyniku EBITDA w segmencie Energetyka Odnawialna w ujęciu zarządczym (mln PLN).



	EBITDA III kw. 2018	Przychody e.e.*	Przychody PM	Przychody RUS**	Koszty osobowe	Pozostałe	EBITDA III kw. 2019
Odchylenie		-1	-5	-14	-6	-6	
EBITDA III kw. 2018	132	69	46	67	19		
EBITDA III kw. 2019		68	41	53	25		100

*Suma przychodów ze sprzedaży e.e. zawiera przychody e.e. z podstawowych technologii wytwarzania (wiatr, woda, PV) oraz wynik na sprzedaży z GB, a także przychody związane z systemem FIT/FIP oraz ze sprzedaży gwarancji pochodzenie EE.

** Z wyłączeniem przychodów i kosztów z RB nie mających wpływu na wynik EBITDA.

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wyniki segmentu Energetyka Odnawialna k/k były:

- **Spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej** wynika głównie z wyższych kosztów bilansowania jednostek wytwórczych.
- **Niższe przychody ze sprzedaży praw majątkowych** spowodowane są głównie mniejszym wpływem wyceny zapasu, który w 2018 roku miał kluczowe znaczenie z powodu dużej zmienności cen na rynku.
- **Niższe przychody ze sprzedaży regulacyjnych usług systemowych** wynikają głównie z: niższego wolumenu spowodowanego planowym remontem w elektrowni szczytowo-pompowej Porąbka-Żar, co dało spadek przychodów o ok. 11 mln PLN; niższej stawki o 1,0 PLN/MW wyznaczonej zgodnie z warunkami obowiązującej umowy, co przełożyło się na niższe przychody o ok. 3 mln PLN.
- Wzrost kosztów osobowych spowodowany wzrostem zatrudnienia (przechodzenie na serwis własny dla farm wiatrowych) oraz powstaniem nowej spółki PGE Baltica sp. z o.o., która zajmuje się rozwojem energetyki morskiej.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Odnawialna w III kwartale 2019 i 2018 roku.

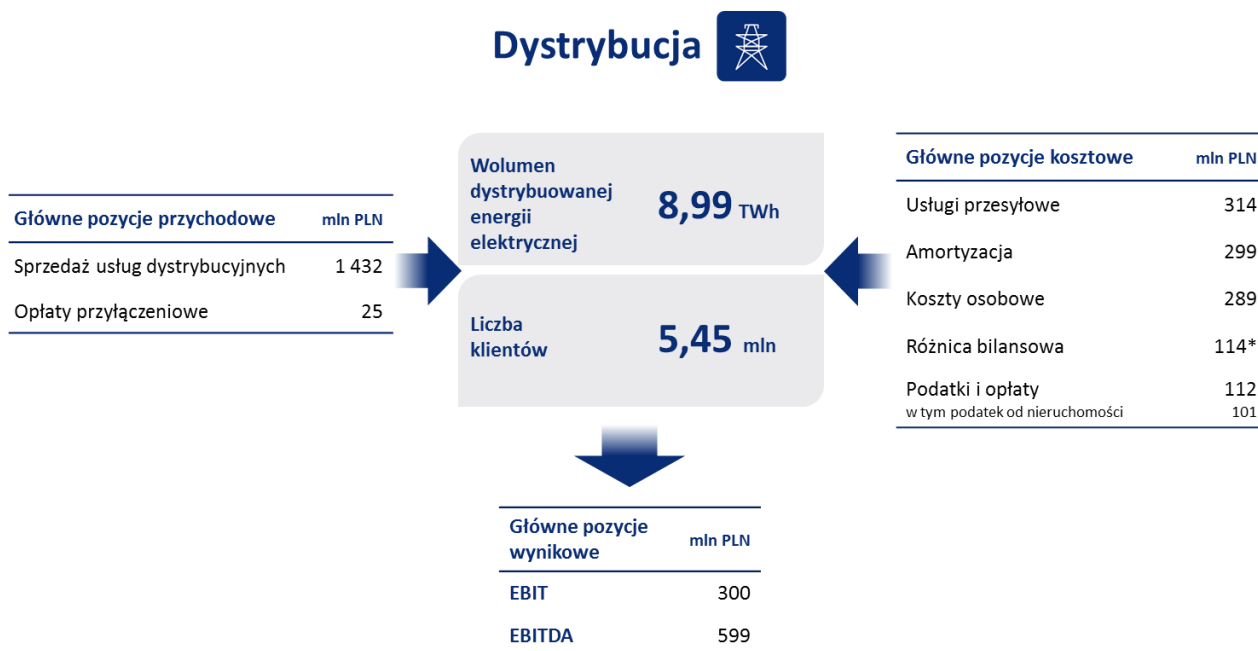
mIn PLN	III kwartał 2019	III kwartał 2018	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	25	14	79%
▪ Rozwojowe	4	1	300%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	21	13	62%
Pozostałe	2	2	-
RAZEM	27	16	69%

SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – DYSTRYBUCJA

Opis segmentu i model jego działalności

Przedmiotem działalności segmentu jest świadczenie usług dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych za pomocą sieci i urządzeń elektroenergetycznych wysokich, średnich i niskich napięć.

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2019 roku. Liczba klientów wg stanu na koniec III kwartału 2019 roku.



*Ujęcie zarządcze.

Przychody segmentu oparte są o taryfy **dla usług dystrybucji energii elektrycznej** zatwierdzone co roku przez Prezesa URE na wniosek spółki i mają charakter regulowany. Taryfa zapewnia przeniesienie w niej kosztów związanych z bieżącą działalnością operatora systemu dystrybucyjnego, które uznane zostały przez Prezesa URE za zasadne. Są to zarówno koszty operacyjne, amortyzacja, jak również koszty związane koniecznością pokrycia strat bilansowych przy dystrybucji energii elektrycznej czy zakupu usług przesyłowych od operatora systemu przesyłowego. Równocześnie taryfa uwzględnia koszty przenoszone w opłacie, takie jak opłata OZE, opłata przejściowa czy od 2019 roku opłata kogeneracyjna.

Kluczowym elementem kształtującym wynik segmentu Dystrybucja jest **wynagrodzenie z tyt. zwrotu z zainwestowanego przez spółkę kapitału**. Oparty jest on o tzw. wartość regulacyjną aktywów („WRA”), tworzoną w oparciu o realizowane inwestycje oraz uwzględnienie amortyzacji majątku. WRA jest podstawą do obliczenia zwrotu kapitału, przy wykorzystaniu średnioważonego kosztu kapitału, który jest publikowany przez Prezesa URE zgodnie z ustaloną formułą i przy uwzględnieniu, jako stopy wolnej od ryzyka, średniej rentowności 10-letnich obligacji Skarbu Państwa o najdłuższym terminie wykupu w okresie 18 miesięcy poprzedzających złożony wniosek taryfowy. Ponadto w regulacji jakościowej na lata 2018-2025 Prezes URE zobowiązał spółkę do osiągnięcia do końca 2025 roku wskaźników efektywności obejmujących: czas trwania przerw, częstość przerw, czas realizacji przyłączenia oraz czas przekazywania danych pomiarowo-rozliczeniowych.

Ustawa regulująca ceny energii elektrycznej w 2019 roku zamroziła stawki taryfy OSD na poziomie 31 grudnia 2018 roku i obniżyła opłatę przejściową. Nowelizacja ustawy zlikwidowała konieczność stosowania stawek z 2018 roku, lecz pozostawiła obniżoną opłatę przejściową. Stawki taryfy OSD na 2019 rok zatwierdzone zostały przez Prezesa URE 22 marca 2019 roku i stosowane są przez PGE Dystrybucja S.A. od 6 kwietnia 2019 roku.

WOLUMENY, KLIENCI I DANE OPERACYJNE

PGE Dystrybucja S.A. działa na obszarze 123 425 km² i dostarcza energię elektryczną do ok. 5,5 mln klientów.

Rysunek: Obszar sieci dystrybucyjnej PGE.



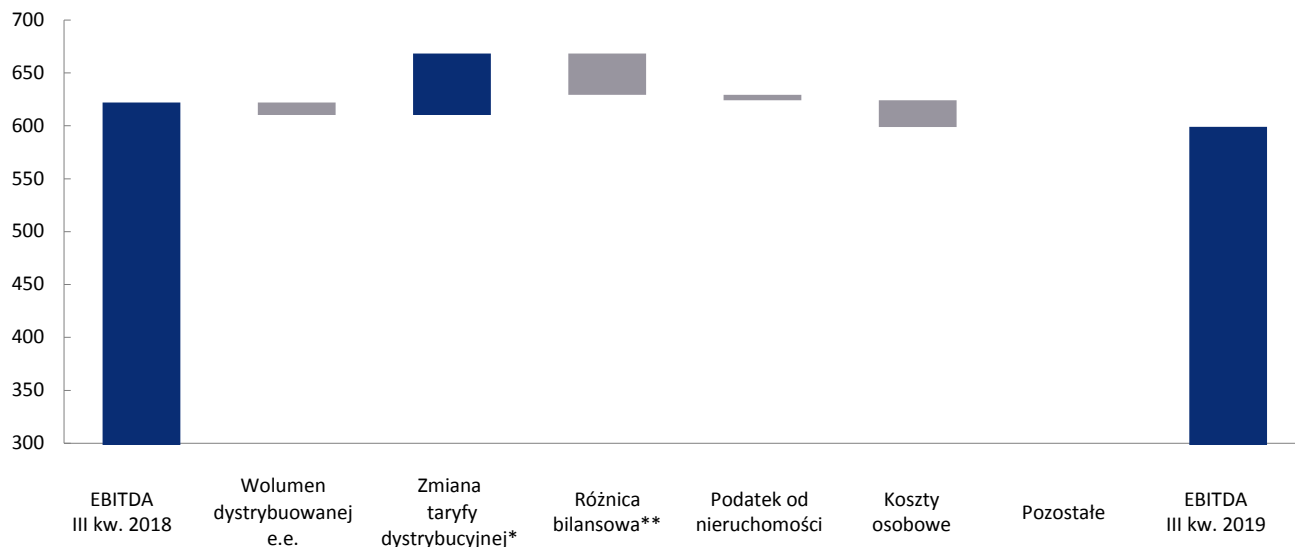
Tabela: Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej i liczba klientów w III kwartale 2019 i 2018 roku.

Taryfy	Wolumen (TWh)*		Liczba klientów wg punktów poboru (szt. stan na koniec kwartału)	
	III kwartał 2019	III kwartał 2018	III kwartał 2019	III kwartał 2018
Grupa taryfowa A	1,42	1,46	109	109
Grupa taryfowa B	3,62	3,65	12 064	11 598
Grupa taryfowa C+R	1,63	1,66	485 480	481 743
Grupa taryfowa G	2,32	2,32	4 955 184	4 894 634
RAZEM	8,99	9,09	5 452 837	5 388 084

*Z doszacowaniem sprzedaży.

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

Rysunek: Kluczowe odchylenia wyniku EBITDA w segmencie Dystrybucja w ujęciu zarządczym (mln PLN).



Odchylenie	-12	58	-39	-5	-25	0	
EBITDA III kw. 2018	622	1 021	75	96	264		
EBITDA III kw. 2019		1 067	114	101	289		599

* Z wyłączeniem kosztów usług przesyłowych od PSE S.A.

** Skorygowana o przychody z Rynku Bilansującego.

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wyniki segmentu Dystrybucja k/k były:

- **Spadek wolumenu dystrybuowanej energii** o 101 GWh wynikający głównie ze spadku zapotrzebowania w grupie taryfowej A oraz C+R.
- **Wzrost stawki stałej w Taryfie 2019** w porównaniu do taryfy poprzedniego roku, który przełożył się na wzrost przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych.
- **Wyższe koszty energii na pokrycie różnicy bilansowej**, głównie w wyniku wzrostu cen na rynku hurtowym.
- **Wzrost kosztów podatku od nieruchomości** w związku ze wzrostem: wartości majątku sieciowego w wyniku realizacji inwestycji; stawek podatkowych dotyczących gruntów i budynków.
- **Wzrost kosztów osobowych** w związku z wyższym poziomem zatrudnienia, wzrostem płac wskutek podpisanych porozumień ze stroną społeczną oraz wpływem rezerw aktuarialnych.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Dystrybucja w III kwartale 2019 i 2018 roku.

mln PLN	III kwartał 2019	III kwartał 2018	Zmiana%
Inwestycje rozwojowe	208	190	9%
Inwestycje modernizacyjno-odtworzeniowe	293	259	13%
Pozostałe	39	24	63%
RAZEM	540	473	14%

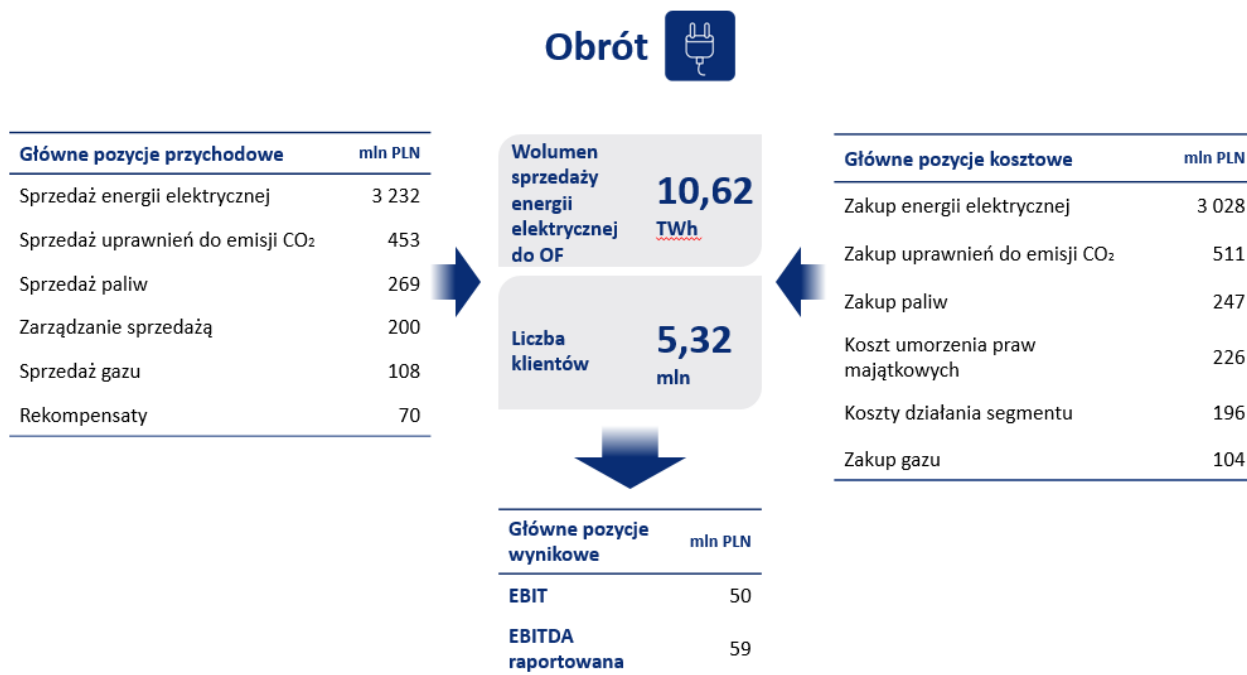
W III kwartale 2019 roku największe nakłady w kwocie 193 mln PLN poniesione zostały na przyłączanie nowych odbiorców do sieci dystrybucyjnej.

SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – OBRÓT

Opis segmentu i model jego działalności

Segment Obrót obejmuje działalność prowadzoną w Grupie PGE na rynku hurtowym energii oraz na rynku detalicznym. Działalność prowadzona w ramach rynku hurtowego dotyczy przede wszystkim realizacji transakcji obrotu energią elektryczną w imieniu i na rzecz segmentów Energetyka Konwencjonalna, Ciepłownictwo oraz Energetyka Odnawialna.

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2019 roku. Liczba klientów wg stanu na koniec III kwartału 2019 roku.



W ramach działalności na rynku detalicznym główne źródło **przychodów segmentu to sprzedaż energii elektrycznej** do odbiorców końcowych. Jest to sprzedaż do odbiorców biznesowych i instytucjonalnych, stanowiąca około ¾ sprzedawanego wolumenu oraz do odbiorców indywidualnych. Przychody segmentu obejmują również **sprzedaż paliw**, w tym głównie: miału węglowego i węgla grubego, realizowaną przez PGE Paliwa sp. z o.o. oraz **sprzedaż gazu**.

Sprzedawanej energii elektrycznej odpowiadają **koszty zakupu energii elektrycznej** na rynku hurtowym oraz koszty umorzenia praw majątkowych, w ramach systemu wsparcia dla źródeł odnawialnych i efektywności energetycznej.

Segment Obrót ponosi również koszty związane z działalnością centrum korporacyjnego Grupy.

WOLUMENY, KLIENCI I DANE OPERACYJNE

Tabela: Wolumen sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców finalnych i liczba klientów w III kwartale 2019 i 2018 roku.

Taryfy	Wolumen (TWh)*		Liczba klientów wg punktów poboru (szt. na koniec kwartału)*	
	III kwartał 2019	III kwartał 2018	III kwartał 2019	III kwartał 2018
Grupa taryfowa A	2,55	2,64	164	151
Grupa taryfowa B	3,96	3,59	12 747	11 515
Grupa taryfowa C+R	1,81	1,63	452 222	445 145
Grupa taryfowa G	2,30	2,39	4 853 278	4 774 300
RAZEM	10,62	10,25	5 318 411	5 231 111


*PGE Obrót S.A.

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

Rysunek: Kluczowe odchylenia powtarzalnego wyniku EBITDA w segmencie Obrót w ujęciu zarządczym (mln PLN).



Odchylenie	4	-113	47	18	-84	-7	29	-17	
EBITDA raportowana III kw. 2018	152								
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2018	0								
EBITDA powtarzalna III kw. 2018	133	160	1	-6	77	0			
EBITDA powtarzalna III kw. 2019	24	207	19	-90	84	29	29		
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2019	30								
EBITDA raportowana III kw. 2019	59								

 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany.

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wynik EBITDA segmentu Obrót k/k były:

- **Niższy wynik na energii elektrycznej** o 109 mln PLN związany głównie z obniżeniem cen dla odbiorców finalnych w związku z ustawą o cenach prądu w 2019 roku, częściowo zrekompensowany ujęciem spodziewanego zwrotu utraconych przychodów w postaci rekompensat w związku z ustawą o cenach prądu w 2019 roku; dodatkowo na realizację niższej marży jednostkowej na sprzedaży energii elektrycznej wpłynął wzrost cen na rynku hurtowym.
- **Wzrost przychodów z usług świadczonych wewnątrz GK PGE** wynikający głównie ze zwiększenia przychodów z tyt. umowy o Zarządzanie Handlowe Zdolnościami Wytwórczymi (+46 mln PLN), co jest konsekwencją wyższych cen sprzedaży i zakupu energii elektrycznej objętej zarządzaniem oraz objęciem umową ZHZW nowych aktywów.
- **Wyższy wynik na sprzedaży węgla** głównie w wyniku aktualizacji wyceny zapasu.
- **Wycena instrumentów finansowych** tj. kontraktów typu forward związanych z obrotem uprawnieniami do emisji CO₂.
- **Wzrost kosztów osobowych** w związku z prowadzonym procesem zmiany wynagrodzeń oraz wzrostem etatyzacji, głównie wskutek zmian organizacyjnych wewnątrz GK PGE.
- **Saldo rezerw na umowy rodzące obciążenia głównie w związku z ustawą o cenach prądu w 2019 roku.** Na koniec III kwartału 2019 roku dokonano rekalkulacji rezerwy w spółkach sprzedaży detalicznej, której wpływ na wynik wyniósł w III kwartale 2019 roku 29 mln PLN.

3.4. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego oraz zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym

ROZPOCZĘCIE ROZMÓW NA TEMAT POTENCJALNEJ WSPÓŁPRACY W PROJEKCIE BUDOWY BLOKU 1 000 MW W OSTROŁĘCE

W odpowiedzi na zaproszenie od spółek Energa S.A. oraz Enea S.A. 7 stycznia 2019 roku spółki rozpoczęły rozmowy mogące skutkować zaangażowaniem PGE w projekt budowy bloku 1 000 MW w Ostrołęce, który realizowany jest obecnie przez spółki Energa S.A. i Enea S.A.

Raporty bieżące PGE S.A. w tej sprawie:

- [Rozpoczęcie rozmów na temat potencjalnej współpracy w projekcie budowy bloku 1 000 MW w Ostrołęce>>](#)

PODPISANIE ANEKSU DO UMOWY NA ZAPROJEKTOWANIE I BUDOWĘ BLOKU ENERGETYCZNEGO W ELEKTROWNI TURÓW

29 marca 2019 roku spółka PGE GiEK S.A. podpisała aneks do umowy na zaprojektowanie i budowę w formule „pod klucz” bloku energetycznego w Elektrowni Turów realizowanej przez konsorcjum firm Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe GmbH, Budimex S.A. oraz Tecnicas Reunidas S.A. W wyniku potrzeb dostosowań technologicznych i zwiększonego zakresu prac, wartość umowy została podwyższona o kwotę 108,5 mln PLN netto do kwoty 3 647 mln PLN netto, a termin zakończenia robót został wydłużony o 6 miesięcy, tj. do 30 października 2020 roku.

Raporty bieżące PGE S.A. w tej sprawie:

- [Podpisanie aneksu do umowy na zaprojektowanie i budowę bloku energetycznego w Elektrowni Turów>>](#)

PRYZNANIE DODATKOWYCH UPRAWNIENI DO EMISJI DWUTLENKU WĘGLA DLA INSTALACJI GRUPY PGE

Na podstawie ogłoszenia Ministra Środowiska z 16 kwietnia 2019 roku Spółka powzięła informację o liczbie uprawnień do emisji CO₂ przyznanych instalacjom wytwarzającym energię elektryczną należących do Grupy PGE w 2019 roku.

W wyniku rozliczenia nakładów inwestycyjnych dokonanych w Grupie PGE, aktywa wytwórcze nabyte od grupy EDF w 2017 roku otrzymały w kwietniu 2019 roku dodatkowy przydział uprawnień do emisji CO₂ za lata 2013-2017 w wysokości ok. 11 mln ton uprawnień (por. nota 24.2 skonsolidowanego sprawozdania finansowego). Skutki wyceny dodatkowych uprawnień do emisji CO₂ odnoszone są w wynik operacyjny.

Raporty bieżące PGE S.A. w tej sprawie:

- [Przyznanie dodatkowych uprawnień do emisji dwutlenku węgla dla instalacji PGE>>](#)

ODSTĄPIENIE OD PROCESU NABYCIA WSZYSTKICH UDZIAŁÓW W PGE EJ1

17 kwietnia 2019 roku PGE podjęła decyzję o odstąpieniu od procesu nabycia udziałów będących w posiadaniu pozostałych wspólników, który został zainicjowany w IV kwartale 2018 roku. Tym samym PGE pozostanie posiadaczem 70% udziałów w spółce PGE EJ1 sp. z o.o. („PGE EJ1”).

Raporty bieżące PGE S.A. w tej sprawie:

- [Wstępne zainteresowanie nabyciem wszystkich udziałów w spółce PGE EJ1>>](#)
- [Odstąpienie od procesu nabycia wszystkich udziałów w PGE EJ1>>](#)

NABYCIE AKCJI SPÓŁKI 4MOBILITY PRZEZ PGE NOWA ENERGIA

24 kwietnia 2019 roku PGE Nowa Energia sp. z o.o. („Nowa Energia”) zawarła umowę nabycia 51,47% akcji spółki 4Mobility S.A. („4Mobility”). 4Mobility to trzecia firma na polskim rynku usług carsharingowych pod względem liczby pojazdów udostępnianych klientom. Swoje usługi oferuje w Warszawie i w Poznaniu. Informacje dotyczące nabycia akcji spółki 4Mobility zostały omówione w pkt. 4.1 niniejszego sprawozdania oraz w nocie 1.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

EMISJA OBLIGACJI O ŁĄCZNEJ WARTOŚCI 1,4 MLD PLN

Obligacje o łącznej wartości 1,4 mld PLN zostały wyemitowane w dwóch seriach: 1 mld PLN z 10-letnim terminem zapadalności (seria PGE003210529) i 400 mln PLN z 7-letnim terminem zapadalności (seria PGE002210526). 21 maja 2019 roku nastąpiło rozliczenie obu serii emisji, a 23 maja 2019 roku agencja Fitch Ratings przyznała ostateczny rating krajowy emisji na poziomie AA (pol). Informacje dotyczące emisji obligacji oraz jej warunków zostały zamieszczone w raportach bieżących:

- [Potencjalna emisja obligacji na rynku polskim>>](#)
- [Przyznanie przez Fitch Ratings oczekiwanego ratingu krajowego niezabezpieczonego zadłużenia dla planowanej emisji obligacji krajowych>>](#)
- [Warunki krajowej emisji obligacji PGE Polskiej Grupy Energetycznej S.A.>>](#)

ODDANIE DO EKSPLOATACJI BLOKU ENERGETYCZNEGO NR 5 I 6 W ELEKTROWNI OPOLE

30 maja 2019 roku PGE GiEK S.A. uzyskała koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej dla bloku energetycznego nr 5 w Elektrowni Opole oraz 31 maja 2019 roku wydała Świadectwo Zakończenia Realizacji i przejęła do użytkowania i eksploatacji ww. jednostkę wytwórczą.

Blok nr 5 jest częścią umowy na budowę bloków energetycznych nr 5 i 6 w Elektrowni Opole, realizowanej przez Generalnego Wykonawcę (konsorcjum firm Polimex-Mostostal S.A., Mostostal Warszawa S.A. i Rafako S.A.) oraz GE Power, które jest generalnym projektantem oraz pełni funkcję pełnomocnika konsorcjum zarządzającego realizacją projektu.

30 września 2019 roku blok nr 6 w Elektrowni Opole został przekazany do komercyjnej eksploatacji, zgodnie z terminem umownym. W związku z powyższym, realizacja inwestycji budowy nowych bloków energetycznych w Elektrowni Opole została zakończona.

PODPISANIE UMOWY INWESTYCYJNEJ DOTYCZĄCEJ FIZAN EKO-INWESTYCJE

30 lipca 2019 roku PGE S.A., PGE Energia Ciepła S.A., PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. oraz PGE Energia Odnawialna S.A. zawarły umowę inwestycyjną z Towarzystwem Funduszy Inwestycyjnych Energia S.A. („TFI Energia”), które planuje utworzyć fundusz inwestycyjny zamknięty aktywów niepublicznych pod nazwą „Fundusz Inwestycyjny Zamknięty Aktywów Niepublicznych Eko-Inwestycje”. Szczegółowe informacje zostały omówione w nocie 24.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

USTAWA O ZMIANIE USTAWY O PODATKU AKCYZOWYM ORAZ NIEKTÓRYCH USTAW

28 grudnia 2018 roku została uchwalona ustawa o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw („Ustawa o cenach prądu”). Ustawa ta ma na celu ustabilizowanie cen sprzedaży energii elektrycznej do odbiorcy końcowego w 2019 roku. Ustawa została dwukrotnie znowelizowana: ustawą z 21 lutego 2019 roku oraz ustawą z 13 czerwca 2019 roku. Ponadto 19 lipca 2019 roku została uchwalona ustawa o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych, która wpływa na Ustawę. Szczegółowe informacje oraz skutki Ustawy zostały omówione w nocie 24.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

INFORMACJA NA TEMAT PROCESU SPRZEDAŻY UDZIAŁÓW W SPÓŁKACH MAJĄCYCH REALIZOWAĆ PROJEKTY BUDOWY MORSKICH FARM WIATROWYCH NA BAŁTYKU

PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. 22 października 2019 roku podjęła decyzję o rozpoczęciu rozmów z Ørsted dotyczących sprzedaży 50% udziałów w dwóch projektach o łącznej mocy do 2,5 GW oraz określenia warunków współpracy przy ich realizacji.

Przedmiotem rozmów będzie sprzedaż 50% udziałów w spółkach Elektrownia Wiatrowa Baltica-3 sp. z o.o., realizującej projekt o planowanej mocy ok. 1 GW w perspektywie 2026 roku oraz Elektrownia Wiatrowa Baltica-2 sp. z o.o. realizującej projekt o planowanej mocy ok. 1,5 GW w perspektywie 2030 roku.

ZMIANY W SKŁADZIE ZARZĄDU I RADY NADZORCZEJ

Skład osobowy Zarządu

Na 30 września 2019 roku oraz na dzień publikacji niniejszego sprawozdania Zarząd Spółki funkcjonował w następującym składzie:

Imię i nazwisko członka Zarządu	Pełniona funkcja
Henryk Baranowski	Prezes Zarządu
Wojciech Kowalczyk	Wiceprezes Zarządu ds. Inwestycji Kapitałowych
Marek Pastuszko	Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych
Paweł Śliwa	Wiceprezes Zarządu ds. Innowacji
Ryszard Wasilek	Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych
Emil Wojtowicz	Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych

Skład osobowy Rady Nadzorczej

Na 30 września 2019 roku oraz na dzień publikacji niniejszego sprawozdania Rada Nadzorcza funkcjonowała w następującym składzie:

Imię i nazwisko	Pełniona funkcja
Anna Kowalik	Przewodnicząca Rady Nadzorczej
Artur Składanek	Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej – członek niezależny
Grzegorz Kuczyński	Sekretarz Rady Nadzorczej – członek niezależny
Janina Goss	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Tomasz Hapunowicz	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Mieczysław Sawaryn	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Jerzy Sawicki	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Radosław Winiarski	Członek Rady Nadzorczej

Na 30 września 2019 roku oraz na dzień publikacji niniejszego sprawozdania komitety stałe Rady Nadzorczej funkcjonowały w następujących składach:

Imię i nazwisko członka Rady Nadzorczej	Komitet Audytu	Komitet Ładu Korporacyjnego	Komitet Strategii i Rozwoju	Komitet Nominacji i Wynagrodzeń
Janina Goss	Członek			Członek
Tomasz Hapunowicz		Członek Przewodniczący	Członek	
Anna Kowalik	Członek		Członek	Członek
Grzegorz Kuczyński	Członek Przewodniczący	Członek		
Mieczysław Sawaryn			Członek	Członek Przewodniczący
Jerzy Sawicki		Członek	Członek	Członek
Artur Składanek	Członek		Członek Przewodniczący	
Radosław Winiarski	Członek		Członek	

DZIAŁANIA ZWIĄZANE Z ENERGETYKĄ JĄDROWĄ

Partnerstwo biznesowe

PGE EJ1 jest spółką Grupy Kapitałowej PGE odpowiadającą za bezpośrednie przygotowanie procesu inwestycyjnego, polegającego na przeprowadzeniu badań środowiskowych i lokalizacyjnych oraz uzyskaniu wszelkich niezbędnych decyzji warunkujących budowę pierwszej polskiej elektrowni jądrowej oraz realizację inwestycji („Program”). Spółka PGE EJ1 powstała w 2010 roku. W 2014 roku podpisana została umowa wspólników, na mocy której Enea S.A., KGHM Polska Miedź S.A. oraz TAURON Polska Energia S.A. („Wspólnicy”) odkupiły od PGE po 10% (łącznie 30%) udziałów w spółce PGE EJ1. Umowa Wspólników zobowiązuje strony do wspólnego, proporcjonalnie do posiadanych udziałów, sfinansowania działań związanych z realizacją inwestycji.

Badania lokalizacyjne i środowiskowe

Aktualny zakres Programu prowadzonego przez PGE EJ1 zakłada przeprowadzenie prac badań lokalizacyjnych i środowiskowych w dwóch potencjalnych lokalizacjach: Lubiatowo – Kopalino i Żarnowiec oraz wykonanie Raportu z Oceny Oddziaływania na Środowisko oraz Raportu Lokalizacyjnego.

Wybór właściwej lokalizacji to jeden z kluczowych aspektów zapewnienia bezpieczeństwa jądrowego oraz efektywnej i niezawodnej pracy elektrowni jądrowej. Wyniki prowadzonych prac są niezbędne do opracowania rozwiązań zapewniających bezpieczne funkcjonowanie elektrowni oraz ograniczenie do minimum jej oddziaływania na środowisko naturalne i codzienne życie okolicznych mieszkańców.

Akceptacja społeczna

Grupa PGE, dbając o akceptację społeczną dla projektu budowy pierwszej polskiej elektrowni jądrowej, prowadzi działania, których głównym celem jest utrzymanie wysokiego poziomu poparcia społecznego w planowanych lokalizacjach elektrowni jądrowej oraz dostarczenie wiedzy na temat energetyki jądrowej. W trzech kwartałach 2019 roku kontynuowano działania w ramach Programu Wsparcia Rozwoju Gmin Lokalizacyjnych służącego umacnianiu partnerskich relacji ze społecznością lokalną oraz władzami gmin lokalizacyjnych poprzez wspieranie inicjatyw istotnych dla mieszkańców i rozwoju regionu.

Perspektywy realizacji projektu i możliwości finansowania

Decyzje o realizacji Programu budowy pierwszej polskiej elektrowni jądrowej będą podejmowane w kontekście decyzji administracji rządowej dotyczących roli energetyki jądrowej w miksie energetycznym Polski, trybu pozyskania technologii dla elektrowni jądrowej, modelu finansowania inwestycji oraz kształtu zaktualizowanego Programu Polskiej Energetyki Jądrowej.

Odszkodowania od WorleyParsons

WorleyParsons wystąpił z pozwem o zapłatę kwoty 59 mln PLN tytułem należnego w ocenie powoda wynagrodzenia oraz zwrotu kwoty, zdaniem powoda nienależnie pobranej przez PGE EJ1 z gwarancji bankowej, a następnie rozszerzył powództwo do kwoty 104 mln PLN (tj. o kwotę 45 mln PLN). 31 marca 2018 roku spółka złożyła odpowiedź na rozszerzone powództwo WorleyParsons. 2 września 2019 roku PGE EJ 1 sp. z o.o. zostało doręczone pismo procesowe zawierające rozszerzenie powództwa WorleyParsons o kwotę 24 mln PLN tytułem skapitalizowanych odsetek. 18 września 2019 roku PGE EJ 1 sp. z o.o. złożyła pismo zawierające rozszerzenie powództwa o kwotę 52 mln PLN tytułem odszkodowania (alternatywnie-bezpodstawnego wzbogacenia) w związku z niewykonaniem przez WP zadań określonych w Umowie. Grupa nie uznaje zgłoszonych w stosunku do niej roszczeń, a ewentualne ich zasądzenie przez sąd uważa za mało prawdopodobne.

KWESTIE PRAWNE

Pozwy o stwierdzenie nieważności uchwał Walnych Zgromadzeń PGE S.A.

Informacje dotyczące pozwów o stwierdzenie nieważności uchwał Walnych Zgromadzeń PGE S.A. zostały omówione w nocie 21.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Kwestia odszkodowania dotyczącego konwersji akcji

Informacje w sprawie odszkodowań dotyczących konwersji akcji zostały omówione w nocie 21.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

POSTĘPOWANIA TOCZĄCE SIĘ PRZED SĄDEM, ORGANEM WŁAŚCIWYM DLA POSTĘPOWANIA ARBITRAŻOWEGO LUB ORGANEM ADMINISTRACJI PUBLICZNEJ

Istotne postępowania toczące się przed sądami, organami właściwymi dla postępowań arbitrażowych oraz organami administracji publicznej zostały omówione w nocie 21.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Roszczenia dotyczące umów sprzedaży praw majątkowych zawartych z Energa-Obrót S.A.

Informacje dotyczące roszczeń w zakresie umów sprzedaży praw majątkowych zawartych z Energa-Obrót S.A. zostały omówione w nocie 21.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Wypowiedzenie umów sprzedaży praw majątkowych przez Enea S.A.

Informacje dotyczące wypowiedzenia umów sprzedaży praw majątkowych przez Enea S.A. zostały omówione w nocie 21.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

INFORMACJE O UDZIELENIU PRZEZ SPÓŁKĘ LUB PRZEZ JEDNOSTKĘ OD NIEJ ZALEŻNĄ PORĘCZEŃ KREDYTU LUB POŻYCZKI LUB UDZIELENIU GWARANCJI

W ramach Grupy na 30 września 2019 roku PGE S.A. oraz jednostki zależne nie udzieliły poręczeń kredytów ani gwarancji innemu podmiotowi lub jednostce zależnej, gdzie wartość poręczeń lub gwarancji stanowi równowartość co najmniej 10 % kapitałów własnych Spółki.

INFORMACJA DOTYCZĄCA EMISJI, WYKUPU I SPŁATY NIEUDZIAŁOWYCH I KAPITAŁOWYCH PAPIERÓW WARTOŚCIOWYCH

Informacje dotyczące emisji, wykupu i spłaty nieudziałowych i kapitałowych papierów wartościowych zostały opisane w pkt. 3.4 niniejszego sprawozdania oraz w nocie 19.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

TRANSAKcje Z PODMIOTAMI POWIĄZANYMI

Informacje dotyczące transakcji z podmiotami powiązаныmi zostały zamieszczone w nocie 23 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

4. Pozostałe elementy Sprawozdania

4.1. Istotne zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej

W okresie od 1 stycznia 2019 roku do dnia publikacji niniejszego sprawozdania w organizacji Grupy Kapitałowej PGE nastąpiły zmiany wymienione w nocie 1.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz opisane poniżej.

NABYCIE, OBJĘCIE LUB ZBYCIE AKCJI/UDZIAŁÓW PRZEZ SPÓŁKI

Segment działalności	Akcje/udziały Podmiotu	Data transakcji/ rejestracji w KRS	Komentarz
Pozostała działalność	ElectroMobility Poland S.A. („ElectroMobility”) - objęcie przez PGE S.A. podwyższonej wartości posiadanych akcji w kapitale zakładowym ElectroMobility	4 października 2018 roku 7 stycznia 2019 roku podwyższenie kapitału zakładowego ElectroMobility zostało zarejestrowane w KRS	4 października 2018 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie ElectroMobility podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego o kwotę 40 000 000 PLN do kwoty 70 000 000 PLN, poprzez podwyższenie wartości nominalnej dotychczasowych akcji. PGE S.A. objęła w zamian za wkład pieniężny podwyższoną wartość nominalną 2 500 akcji, których łączna wartość nominalna zwiększyła się z kwoty 7 500 000 PLN do kwoty 17 500 000 PLN, tj. o kwotę 10 000 000 PLN. W wyniku podwyższenia kapitału udział PGE S.A. w kapitale zakładowym ElectroMobility nie uległ zmianie (udział ten wynosi 25%).
Energetyka Konwencjonalna	Pracownicze Towarzystwo Emerytalne „Nowy Świat” S.A. z siedzibą w Warszawie („PTE Nowy Świat”) - nabycie akcji przez PGE GiEK S.A. (w wyniku warunkowej umowy sprzedaży akcji)	28 grudnia 2018 roku 14 czerwca 2019 roku (przeniesienie prawa własności akcji)	28 grudnia 2018 roku pomiędzy PGE GiEK jako kupującym oraz spółką Centralny Dom Maklerski Pekao S.A. z siedzibą w Warszawie jako sprzedawcą zawarta została umowa sprzedaży 9 890 sztuk akcji imiennych PTE Nowy Świat, o łącznej wartości nominalnej 98 900 PLN, stanowiących 19,78% udziału w kapitale zakładowym. 14 czerwca 2019 roku nastąpiło przeniesienie prawa własności akcji na PGE GiEK (udzielenie zezwolenia KNF na nabycie akcji PTE Nowy Świat). Nabycie akcji spowodowało wzrost udziału PGE GiEK w kapitale zakładowym PTE Nowy Świat z 75,20% do 94,98%.
Ciepłownictwo	Pracownicze Towarzystwo Emerytalne „Nowy Świat” S.A. z siedzibą w Warszawie („PTE Nowy Świat”) - nabycie akcji przez PGE Energia Ciepła S.A. (w wyniku warunkowej umowy sprzedaży akcji)	18 lutego 2019 roku 25 czerwca 2019 roku (przeniesienie prawa własności akcji)	18 lutego 2019 roku pomiędzy PGE EC jako kupującym oraz PGE S.A. jako sprzedawcą zawarta została umowa sprzedaży 1 sztuki akcji imiennej PTE Nowy Świat, o łącznej wartości nominalnej 10 PLN, stanowiącej 0,002% udziału w kapitale zakładowym. 25 czerwca 2019 roku nastąpiło przeniesienie prawa własności akcji na PGE EC (udzielenie zezwolenia KNF na nabycie akcji PTE Nowy Świat). Nabycie akcji spowodowało, że PGE EC stała się akcjonariuszem PTE Nowy Świat i jednocześnie PGE S.A. utraciła status akcjonariusza tej spółki.
Pozostała działalność	4Mobility S.A. z siedzibą w Warszawie - objęcie przez PGE Nowa Energia sp. z o.o. akcji w podwyższonym kapitale zakładowym 4Mobility	24 kwietnia 2019 roku 8 maja 2019 roku podwyższenie kapitału zakładowego 4Mobility zostało zarejestrowane w KRS	24 kwietnia 2019 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie 4Mobility podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego o kwotę 187 500 PLN do kwoty 364 316 PLN, poprzez emisję nowych akcji na okaziciela. 24 kwietnia 2019 roku PGE Nowa Energia zawarła umowę objęcia wszystkich nowych akcji na okaziciela, tj. łącznie 1 875 000 akcji w podwyższonym kapitale zakładowym 4Mobility o łącznej wartości nominalnej 187 500 PLN w zamian za wkład pieniężny. Objęte akcje stanowią 51,47% udziału w podwyższonym kapitale zakładowym spółki.
Ciepłownictwo	PGE Gaz Toruń sp. z o.o. („PGE Gaz Toruń”) – nabycie udziałów przez PGE Energia Ciepła S.A. (w wyniku przyjęcia oferty nabycia udziałów)	14 czerwca 2019 roku	15 maja 2019 roku Fundusz Inwestycji Infrastrukturalnych – Kapitałowy Fundusz Inwestycyjny Zamknięty Aktywów Niepublicznych z siedzibą w Warszawie (wspólnik spółki PGE Gaz Toruń), reprezentowany przez Polski Fundusz Rozwoju S.A. z siedzibą w Warszawie, złożył oświadczenie o przyjęciu oferty złożonej przez PGE EC dotyczącej nabycia 662 udziałów spółki PGE Gaz Toruń, stanowiących 49,96% udziału w kapitale zakładowym. 14 czerwca 2019 roku, tj. z dniem uiszczenia ceny nabycia udziałów, na PGE EC przeniesione zostało prawo własności powyższych udziałów PGE Gaz Toruń i jednocześnie PGE EC stała się jedynym wspólnikiem spółki PGE Gaz Toruń posiadając 100% udziałów w jej kapitale zakładowym.

Segment działalności	Akcje/udziały Podmiotu	Data transakcji/ rejestracji w KRS	Komentarz
Ciepłownictwo	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej sp. z o.o. z siedzibą w Zgierzu („PEC Zgierz”) - nabycie udziałów przez PGE Energia Ciepła S.A. (w wyniku umowy sprzedaży udziałów)	18 października 2019 roku	18 października 2019 roku pomiędzy PGE EC jako kupującym oraz PGE GiEK jako sprzedawcą zawarta została umowa sprzedaży wszystkich posiadanych przez PGE GiEK udziałów PEC Zgierz, tj. łącznie 7 630 udziałów tej spółki o łącznej wartości nominalnej 7 630 000 PLN, stanowiących 50,98% udziału w kapitale zakładowym. Przeniesienie prawa własności udziałów na PGE EC nastąpiło 18 października 2019 roku.

PODZIAŁ SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka dzielona/spółka przejmująca	Data transakcji/ rejestracji w KRS	Komentarz
Energetyka Konwencjonalna	PGE GiEK S.A. - spółka dzielona PGE Energia Ciepła S.A. - spółka przejmująca	18 października 2018 roku 2 stycznia 2019 roku podział spółek został zarejestrowany w KRS	Nadzwyczajne Walne Zgromadzenia PGE GiEK i PGE EC podjęły uchwały w sprawie podziału PGE GiEK (spółka dzielona) poprzez wydzielenie w trybie art. 529 § 1 pkt 4 Kodeksu spółek handlowych w drodze przeniesienia na PGE EC (spółka przejmująca) części majątku PGE GiEK w postaci 6 oddziałów PGE GiEK (Oddziały), tj.: (1) Oddział Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz, (2) Oddział Elektrociepłownia Gorzów, (3) Oddział Elektrociepłownia Zgierz, (4) Oddział Elektrociepłownia Lublin Wrotków, (5) Oddział Elektrociepłownia Kielce i (6) Oddział Elektrociepłownia Rzeszów. Oddziały stanowią zorganizowane części przedsiębiorstwa, funkcjonalnie związane z wytwarzaniem energii elektrycznej oraz wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu, dystrybucją ciepła i energii elektrycznej. Przeniesienie Oddziałów do PGE EC odbyło się poprzez obniżenie kapitału zakładowego PGE GiEK o kwotę 406 847 180 PLN oraz podwyższenie kapitału zakładowego PGE EC o kwotę 763 432 450 PLN, poprzez odpowiednio umorzenie 40 684 718 akcji PGE GiEK o wartości nominalnej 10 PLN każda akcja oraz utworzenie nowych 76 343 245 akcji imiennych PGE EC o wartości nominalnej 10 PLN każda akcja. PGE S.A. jako jedyny wspólnik PGE GiEK objęła wszystkie nowe akcje w podwyższonym kapitale zakładowym PGE EC w zamian za umorzone udziały PGE GiEK.

4.2. Publikacja prognoz wyników finansowych

PGE S.A. nie publikowała prognoz wyników finansowych.

4.3. Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych

AKCJONARIUSZE SPÓŁKI POSIADAJĄCY ZNACZNE PAKIETY AKCJI

Zgodnie z posiadaną wiedzą, na podstawie pisma z Ministerstwa Skarbu Państwa z 27 kwietnia 2016 roku, Skarb Państwa posiada 1 072 984 098 akcji zwykłych Spółki, reprezentujących 57,39% kapitału zakładowego Spółki oraz uprawniających do wykonywania 1 072 984 098 głosów na Walnym Zgromadzeniu Spółki, stanowiących 57,39% ogólnej liczby głosów.

Tabela: Akcjonariusze posiadający bezpośrednio lub pośrednio przez podmioty zależne co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu PGE S.A.

Akcjonariusz	Liczba akcji (szt.)	Liczba głosów (szt.)	Udział w ogólnej liczbie głosów na WZ (%)
Skarb Państwa	1 072 984 098	1 072 984 098	57,39%
Pozostali	796 776 731	796 776 731	42,61%
Razem	1 869 760 829	1 869 760 829	100,00%

Akcje jednostki dominującej będące w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

Wedle najlepszej wiedzy Zarządu Spółki, osoby zarządzające i nadzorujące Spółkę na dzień przekazania niniejszego raportu oraz na dzień publikacji raportu za I półrocze 2019 roku nie posiadały akcji PGE S.A.

5. Oświadczenia Zarządu

OŚWIADCZENIE W SPRAWIE RZETELNOŚCI SPORZĄDZENIA SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO

Wedle najlepszej wiedzy Zarządu PGE S.A., kwartalny raport finansowy, zawierający skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., kwartalną informację finansową PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. i dane porównawcze sporządzone zostały zgodnie z obowiązującymi zasadami rachunkowości, odzwierciedla w sposób prawdziwy, rzetelny i jasny sytuację majątkową i finansową Grupy Kapitałowej PGE oraz jej wynik finansowy.

Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGE zawiera prawdziwy obraz rozwoju i osiągnięć oraz sytuacji Grupy Kapitałowej.

6. Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu

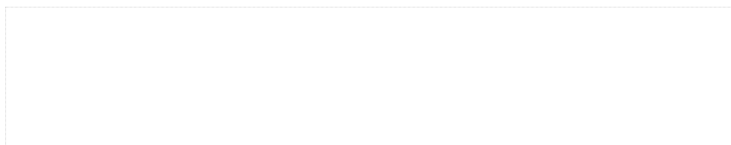
Niniejsze Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna zostało zatwierdzone do udostępnienia przez Zarząd jednostki dominującej dnia 12 listopada 2019 roku.

Warszawa, 12 listopada 2019 roku

Podpisy członków Zarządu PGE Polskiej Grupy Energetycznej S.A.

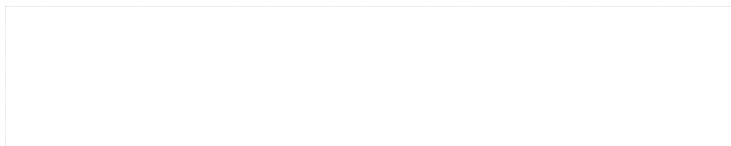
**Prezes
Zarządu**

**Henryk
Baranowski**



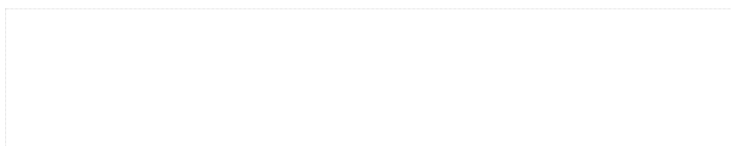
**Wiceprezes
Zarządu**

**Wojciech
Kowalczyk**



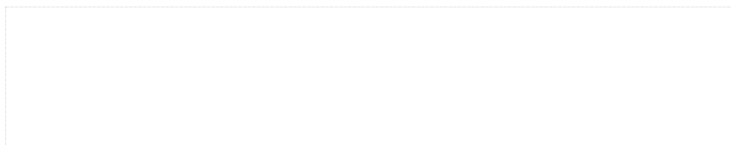
**Wiceprezes
Zarządu**

**Marek
Pastuszko**



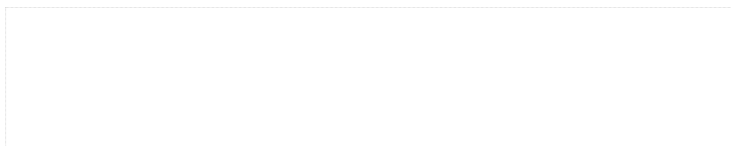
**Wiceprezes
Zarządu**

**Paweł
Śliwa**



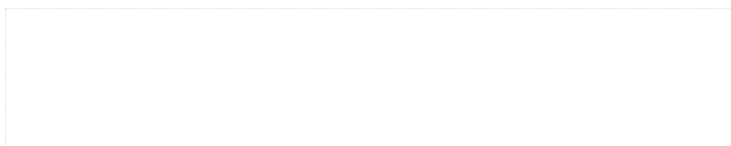
**Wiceprezes
Zarządu**

**Ryszard
Wasilek**



**Wiceprezes
Zarządu**

**Emil
Wojtowicz**



Słowniczek pojęć branżowych

AKPiA	Aparatura Kontrolno-Pomiarowa i Automatyka
ARA	Dolarowy indeks cen węgla w EU. Loco w portach Amsterdam-Rotterdam-Antwerpia
BAT	Best Available Technology – Najlepsze dostępne techniki
Biomasa	stałe lub ciekłe substancje pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, które ulegają biodegradacji, pochodzące z produktów, odpadów i pozostałości z produkcji rolnej oraz leśnej, przemysłu przetwarzającego ich produkty, a także części pozostałych odpadów, które ulegają biodegradacji, a w szczególności surowce rolnicze
BREF	Best Available Techniques Reference Document – Dokument referencyjny BAT
Dobre Praktyki	dokument „Dobre Praktyki Spółek Notowanych na GPW 2016” przyjęty uchwałą Rady Giełdy z dnia 13 października 2015 roku i obowiązujący od dnia 1 stycznia 2016 roku
Dystrybucja	transport energii sieciami dystrybucyjnymi wysokiego (110 kV), średniego (15 kV) i niskiego (400V) napięcia w celu dostarczenia jej odbiorcom
Elektrownie szczytowo-pompowe (ESP)	specjalny typ elektrowni wodnych pozwalający na magazynowanie energii elektrycznej. Wykorzystywany jest do tego górny zbiornik wodny, do którego pompowana jest woda ze zbiornika dolnego, przy wykorzystaniu energii elektrycznej (zwykle nadmiarowej w systemie). Elektrownie szczytowo-pompowe świadczą usługi regulacyjne dla krajowego systemu elektroenergetycznego. W okresie zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną woda ze zbiornika górnego jest spuszczana przez turbinę. W ten sposób produkowana jest energia elektryczna.
Elektrownie zawodowe ciepłne	kategoria stosowana przez PSE w miesięcznych raportach z funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego i Rynku Bilansującego – obejmuje elektrownie i elektrociepłownie
Energia czarna	umowna nazwa energii wytwarzanej w wyniku spalania węgla kamiennego lub brunatnego
Energia czerwona	umowna nazwa energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem
Energia zielona	umowna nazwa energii wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii
Energia żółta	umowna nazwa energii wytwarzanej w elektrowniach gazowych oraz gazowo-parowych
ESCO	Energy Saving Company
EUA	European Union Allowances - zbywalne prawa do emisji CO ₂ , jedno EUA uprawnia do emisji jednej tony CO ₂
EU ETS	European Union Greenhouse Gas Emission Trading Scheme, wspólnotowy system handlu emisjami. Zasady jego funkcjonowania określa Dyrektywa Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości, zmieniona Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. (Dz.U.UE L z 5.6.2009, Nr 140, str. 63–87)
EW	Elektrownia Wodna
Fundusz CVC	Corporate Venture Capital; w modelu CVC spółki portfelowe, poza wsparciem finansowym, otrzymują możliwość weryfikacji swojego pomysłu w korporacji
FIT/FIP	Feed-in-Tariff (FIT) i Feed-in-Premium (FIP): system dopłat do ceny rynkowej energii elektrycznej dokonywany przez Zarządcę Rozliczeń
FW	Farma Wiatrowa
Generacja wymuszona	wytwarzanie energii elektrycznej wymuszone jakością i niezawodnością pracy KSE. Dotyczy jednostek wytwórczych, w których generacja jest wymuszona technicznymi ograniczeniami działania systemu elektroenergetycznego lub koniecznością zapewnienia odpowiedniej jego niezawodności
GJ	gigadżul, jednostka pracy/ciepła w układzie SI, 1 GJ = 1000/3,6 kWh = ok. 278 kWh
Gospodarka o obiegu zamkniętym	system, w którym minimalizuje się zużycie surowców i wielkość odpadów oraz emisję i utraty energii poprzez tworzenie zamkniętej pętli procesów, w których odpady z jednych procesów są wykorzystywane jako surowce dla innych, co maksymalnie zmniejsza ilość odpadów produkcyjnych
GPZ	Główny Punkt Zasilania - rodzaj stacji elektroenergetycznej służącej do przetwarzania i rozdziału lub wyłącznie do rozdziału energii elektrycznej
Grupa taryfowa	grupa odbiorców pobierających energię elektryczną lub ciepło lub korzystających z usług związanych z zaopatrzeniem w energię elektryczną lub ciepło, dla których stosuje się jeden zestaw cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania
GW	gigawat, jednostka mocy w układzie SI, 1 GW = 10 ⁹ W
GWe	gigawat mocy elektrycznej
GWt	gigawat mocy cieplnej
IED	dyrektywa ws. emisji przemysłowych
Inflacja HICP	Harmonised Index of Consumer Prices - zharmonizowany indeks cen konsumpcyjnych wprowadzony przez Komisję Europejską. Zgodnie z traktatem z Maastricht, wskaźnik HICP jest podstawą do oceny wzrostu cen w krajach Unii.

IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle, technologia bloku gazowo-parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa
IOS	Instalacja Odsiarczania Spalin
IRiESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, do opracowania której jest obowiązany, zgodnie z Prawem Energetycznym, operator systemu przesyłowego; instrukcje opracowywane dla sieci elektroenergetycznych określają szczegółowe warunki korzystania z tych sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci; część instrukcji, która dotyczy bilansowania systemu przesyłowego i zarządzania ograniczeniami systemowymi, wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia jest przedkładana Prezesowi URE do zatwierdzenia w drodze decyzji
IRZ	Usługa Interwencyjnej Rezerwy Zimnej, polegająca na utrzymaniu w gotowości bloku do produkcji energii. Energia produkowana jest na polecenie PSE S.A.
ITPOE	Instalacja Termicznego Przetwarzania z Odzyskiem Energii
Jednostka wytwórcza	opisany przez dane techniczne i handlowe wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła i wyprowadzenia mocy
JWCD	Jednostka Wytwórcza Centralnie Dysponowana – Jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110 kV, podlegająca centralnemu dysponowaniu przez PSE S.A. (IRiESP)
KDT	kontrakty długoterminowe na zakup mocy i energii elektrycznej zawarte między Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi S.A. a wytwórcami energii elektrycznej w latach 1994-2001
KRI	Key Risk Indicator – kluczowe miary ryzyka
Klaster energii	cywilnoprawne porozumienie w skład którego mogą wchodzić osoby fizyczne, osoby prawne, jednostki naukowe, instytuty badawcze lub jednostki samorządu terytorialnego, dotyczące wytwarzania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią z odnawialnych źródeł energii lub z innych źródeł lub paliw, w ramach sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV, na obszarze działania tego klastra nieprzekraczającym granic jednego powiatu w rozumieniu ustawy o samorządzie powiatowym) lub 5 gmin w rozumieniu ustawy o samorządzie gminnym; klaster energii reprezentuje koordynator, którym jest powołana w tym celu spółdzielnia, stowarzyszenie, fundacja lub wskazany w porozumieniu cywilnoprawnym dowolny członek klastra energii
Kogeneracja	równoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny, zbiór urządzeń do rozdziału, przesyłania i wytwarzania energii elektrycznej, połączonych w system umożliwiający dostawy energii elektrycznej na terenie Polski
KSP	Krajowy System Przesyłowy, zbiór urządzeń do przesyłu energii elektrycznej na terenie Polski
kV	kilowolt, jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI, $1 \text{ kV} = 10^3 \text{ V}$
kWh	kilowatogodzina, jednostka energii elektrycznej w układzie SI, określająca ilość energii, jaką urządzenie o mocy 1 kW zużywa w ciągu godziny, $1 \text{ kWh} = 3.600.000 \text{ J} = 3,6 \text{ MJ}$
MEW	Małe Elektrownie Wodne
MIE	Minimalna Ilość Energii
Moc osiągalna	największa moc trwała jednostki wytwórczej lub wytwórcy, utrzymywana przez wytwórcę ciepłego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 15 godzin oraz przez wytwórcę wodnego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 5 godzin, przy znamionowych warunkach pracy, potwierdzona testami
Moc zainstalowana	formalna wartość mocy czynnej, zapisana w dokumentacji projektowej instalacji wytwórczej jako maksymalna możliwa do uzyskania, potwierdzona protokołami odbioru tej instalacji (wartość historyczna – niezmienna w czasie)
MSR	rezerwa stabilizacyjna rynku (dotyczy CO ₂)
MW	jednostka mocy w układzie SI, $1 \text{ MW} = 10^6 \text{ W}$
MWe	megawat mocy elektrycznej
MWt	megawat mocy cieplnej
Nm ³	normalny metr sześcienny; jednostka rozliczeniowa spoza układu SI oznaczająca ilość suchego gazu zawartą w objętości 1m ³ przy ciśnieniu 1013 hPa oraz temperaturze 0°C
NO _x	tlenki azotu

Odnawialne źródło energii (OZE)	źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątek roślinnych i zwierzęcych
Operacyjna rezerwa mocy (ORM)	zdolności wytwórcze Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych (JGWA) będących w ruchu albo postoju, stanowiące nadwyżkę mocy dostępną dla PSE S.A. ponad zapotrzebowanie na energię elektryczną pokryte w ramach Umów Sprzedaży Energii (USE) oraz na Rynku Bilansującym (RB) w ramach generacji swobodnej
Operator systemu dystrybucyjnego (OSD)	przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym gazowym albo systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi
Operator Systemu Przesyłowego (OSP)	przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym gazowym albo systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi. Na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej na okres od dnia 2 lipca 2014 do dnia 31 grudnia 2030 roku na Operatora Systemu Przesyłowego w zakresie przesyłu energii elektrycznej wyznaczona została spółka PSE S.A.
Opłata kogeneracyjna	element rachunku za energię elektryczną pobierany w celu sfinansowania nowego mechanizmu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji (system aukcyjny od 2019 roku).
Opłata OZE	opłata OZE służy zapewnieniu dostępności energii ze źródeł odnawialnych w krajowym systemie elektroenergetycznym. Opłatę OZE przeznacza się wyłącznie na pokrycie ujemnego salda z tyt. rozliczeń energii ze źródeł odnawialnych pomiędzy wytwórcami tej energii i sprzedawcami energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii oraz kosztów działalności Zarządcy Rozliczeń S.A. (dysponenta opłat OZE).
Opłata przejściowa	element opłaty dystrybucyjnej pobierany w celu zrekompensowania zakładom energetycznym strat wynikających z przedterminowego rozwiązania Kontraktów Długoterminowych (KDT).
OTF	Organized Trading Facilities
Pasmo	podstawa, baza (base, baseload), standardowy produkt na rynku energii elektrycznej, dostawa o stałej mocy w każdej godzinie doby danego okresu, np. tygodnia, miesiąca, kwartału lub roku
PJ	petadżul, jednostka pracy/ciepła w układzie SI, 1 PJ = ok. 278 GWh
Prawa majątkowe	zbywalne i stanowiące towar giełdowy prawa wynikające ze świadectw pochodzenia dla energii wyprodukowanej w odnawialnych źródłach energii i w kogeneracji
Prosument	odbiorca końcowy dokonujący zakupu energii elektrycznej na podstawie umowy kompleksowej, wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji w celu jej zużycia na potrzeby własne, niezwiązane z wykonywaną działalnością gospodarczą
Przesył	transport energii elektrycznej siecią przesyłową wysokiego napięcia (220 i 400 kV) od wytwórców do dystrybutorów
PSCMI1	Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego 1 - uśredniony poziom cen miał w energetycznych sprzedawanych do energetyki zawodowej i przemysłowej w Polsce
Purchasing Managers Index (PMI)	złożony wskaźnik opracowywany przez Markit Economics w celu zobrazowania kondycji sektora przemysłowego; wartość wskaźnika powyżej 50 pkt. oznacza poprawę sytuacji w sektorze
PV	fotowoltaiczny
Regulacyjne Usługi Systemowe (RUS)	usługi świadczone przez podmioty na rzecz operatora systemu przesyłowego, niezbędne do prawidłowego funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego, zapewniające zachowanie określonych wartości parametrów niezawodnościowych i jakościowych
Regulator	Prezes URE wypełniający zadania przypisane mu w prawie energetycznym. Zajmuje się m.in. wydawaniem koncesji przedsiębiorstwom energetycznym oraz zatwierdzaniem taryf dla energii, wyznaczaniem operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych.

Rynek bilansujący (RB)	techniczna platforma równoważenia popytu i podaży na rynku energii elektrycznej. Rozliczane są na nim różnice między ilościami energii planowanymi (zgłoszonymi grafikami dostaw), a rzeczywiście dostarczonymi/odebranymi. Celem działania rynku bilansującego jest bilansowanie różnic pomiędzy transakcjami zawartymi między poszczególnymi uczestnikami rynku, a rzeczywistym zapotrzebowaniem na energię elektryczną. Uczestnikami rynku bilansującego mogą być: wytwórcy, odbiorcy energii, rozumiani jako podmioty przyłączone do sieci objętej obszarem rynku bilansującego (w tym odbiorcy końcowi oraz odbiorcy sieciowi), spółki obrotu, giełdy energii oraz PSE S.A., jako przedsiębiorstwo bilansujące.
Rynek SPOT	rynek, na którym transakcje są realizowane najpóźniej w drugim dniu roboczym od momentu ich zlecenia. Transakcje dokonywane na rynku kasowym są opłacane w momencie ich zawarcia – transferowi podlega w tym przypadku kapitał.
SAIDI	System Average Interruption Duration Index – wskaźnik przeciętnego (średniego) systemowego czasu trwania przerwy (długiej, bardzo długiej oraz katastrofalnej), wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców. SAIDI nie obejmuje przerw krótszych niż 3 minuty i wyznaczany jest oddzielnie dla przerw planowanych i przerw nieplanowanych. Dotyczy wyłączzeń w sieci niskiego (nN), średniego (SN) i wysokiego napięcia (WN), przy czym wskaźnik SAIDI w taryfie jakościowej nie zawiera wyłączzeń na nN.
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index – wskaźnik przeciętnej (średniej) systemowej częstości (liczby) przerw (długich, bardzo długich oraz katastrofalnych), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich tych przerw w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców. SAIFI nie obejmuje przerw krótszych niż 3 minuty i wyznaczany jest oddzielnie dla przerw planowanych i przerw nieplanowanych. Dotyczy wyłączzeń w sieci niskiego (nN), średniego (SN) i wysokiego napięcia (WN), przy czym wskaźnik SAIFI w taryfie jakościowej nie zawiera wyłączzeń na nN.
SCR	selektywna redukcja katalityczna – technologia oczyszczania spalin
Sieć najwyższych napięć (NN)	sieć elektroenergetyczna o napięciu 220 kV i wyższym
Sieć niskiego napięcia (nN)	sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV
Sieć średniego napięcia (SN)	sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV lecz niższym niż 110 kV
Sieć wysokiego napięcia (WN)	sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym 110 kV
SNCR	selektywna redukcja niekatalityczna – technologia oczyszczania spalin
Start-up	przedsiębiorstwo na wczesnym etapie rozwoju, stworzone z myślą o budowaniu nowych produktów lub usług i działające w warunkach dużej niepewności. Najczęściej wskazywanymi cechami start-upów są: krótka historia działalności (do 10 lat), innowacyjność, możliwość rozbudowy przedsięwzięcia, wyższe niż w przypadku „tradycyjnych” przedsięwzięć ryzyko, ale również potencjalnie wyższy zwrot z inwestycji.
Szczyt	szczyt (peak, peakload), standardowy produkt na rynku energii elektrycznej, dostawa o stałej mocy realizowana od poniedziałku do piątku w każdej godzinie pomiędzy 07:00-22:00 (15 godzin standard dla rynku polskiego) lub 08:00-20:00 (12 godzin standard dla rynku niemieckiego) danego okresu, np. tygodnia, miesiąca, kwartału lub roku
Świadectwo pochodzenia z energii odnawialnej	dokument potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w OZE, wydawany przez Prezesa URE, tzw. zielony certyfikat
Świadectwo pochodzenia z kogeneracji	dokument potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, wydawany przez Prezesa URE, tzw. czerwone certyfikaty (dla energii wytworzonej w kogeneracji z ciepłem) i żółte certyfikaty (dla energii wytworzonej w kogeneracji z gazem)
Taryfa	zbiór cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania, opracowany przez przedsiębiorstwo energetyczne i wprowadzany jako obowiązujący dla określonych w nim odbiorców w trybie określonym ustawą
Technologie ICT	pojęcie obejmujące techniki przetwarzania, gromadzenia lub przesyłania informacji w formie elektronicznej
TGE	Towarowa Giełda Energii S.A., giełda towarowa na której przedmiotem obrotu może być energia elektryczna, paliwa ciekłe lub gazowe, gaz wydobywczy, wielkość emisji zanieczyszczeń oraz prawa majątkowe, których cena zależy bezpośrednio lub pośrednio od energii elektrycznej, paliw ciekłych lub gazowych i wielkości emisji zanieczyszczeń, dopuszczone do obrotu na giełdzie
TPA	Third Party Access, zasada polegająca na udostępnieniu przez właściciela bądź operatora infrastruktury sieciowej stronom trzecim w celu dostarczenia towarów/usług klientom strony trzeciej

TWh	terawatogodzina, jednostka wielokrotna jednostki energii elektrycznej w układzie SI - 1 TWh to 10 ⁹ kWh
URE	Urząd Regulacji Energetyki
Ustawa KDT	ustawa z dnia 29 czerwca 2007 roku o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. Nr 130 poz. 905 z 2007 roku)
Wskaźnik dyspozycyjności	(czas pracy + czas postoju w rezerwie) x 100 / czas okresu
Wskaźnik wykorzystana moc zainstalowanej	wyprodukowana energia elektryczna x 100 / (czas okresu x moc zainstalowana)
V (wolt)	jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI, 1 V= 1J/1C = (1 kg x m ²) / (A x s ³)
W (wat)	jednostka mocy w układzie SI, 1 W = 1J/1s = 1 kg x m ² x s ⁻³
WRA	Wartość Regulacyjna Aktywów
Wskaźnik N:W	stosunek objętości zdejmowanego nadkładu w m ³ do masy wydobytego węgla w tonach
Współspalanie	wytwarzanie energii elektrycznej lub ciepła w oparciu o proces wspólnego, jednoczesnego, przeprowadzanego w jednym urządzeniu spalania biomasy lub biogazu z innymi paliwami; część energii wyprodukowanej w powyższy sposób może być uznana za energię wytworzoną w odnawialnym źródle energii