



*Polska Grupa
Energetyczna*

***Sprawozdanie Zarządu z działalności
PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
oraz Grupy Kapitałowej PGE
za 2019 rok***

zakończony 31 grudnia 2019 roku

SPIS TREŚCI

LIST PREZESA ZARZĄDU PGE POLSKA GRUPA ENERGETYCZNA S.A.	3
LIST WICEPREZESA ZARZĄDU PGE POLSKA GRUPA ENERGETYCZNA S.A.	4
KLUCZOWE WYNIKI FINANSOWE GK PGE	5
KALENDARIUM 2019	6
1. Grupa Kapitałowa PGE	7
1.1. Charakterystyka działalności.....	7
1.2. Struktura zatrudnienia w GK PGE.....	8
1.3. Struktura organizacyjna.....	9
1.4. Model działalności biznesowej.....	10
1.5. Źródła przewag konkurencyjnych Grupy.....	11
2. Strategia Grupy Kapitałowej PGE i jej realizacja	12
2.1. Misja, wizja i cele nadrzędne	12
2.2. Realizacja celów strategicznych.....	13
2.3. Perspektywy rozwoju działalności w perspektywie krótko- i średnioterminowej.....	23
3. Ryzyka w działalności GK PGE	27
3.1. Zarządzanie ryzykiem.....	27
3.2. Czynniki ryzyka i działania mitygujące	28
3.3. Ryzyka strategiczne.....	32
4. Rynek energii w 2019 roku i otoczenie regulacyjno-biznesowe	33
4.1. Otoczenie makroekonomiczne	33
4.2. Otoczenie rynkowe.....	34
4.3. Ceny praw majątkowych.....	42
4.4. Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla.....	43
4.5. Otoczenie konkurencyjne	44
4.6. Otoczenie regulacyjne.....	48
4.7. Rynki zaopatrzenia - paliwa	58
5. Działalność Grupy Kapitałowej PGE w 2019 roku	59
5.1. Segmenty działalności.....	59
5.2. Omówienie kluczowych wyników finansowych GK PGE	60
5.3. Segmenty operacyjne.....	67
5.4. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego oraz zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym	92
5.5. Zarządzanie zasobami finansowymi oraz płynność finansowa	96
6. Jednostka dominująca Grupy PGE – PGE S.A.	103
6.1. Kluczowe wyniki finansowe PGE S.A.	103
6.2. Kluczowe wyniki operacyjne PGE S.A.	107
6.3. Struktura właścicielska.....	107
6.4. Polityka dywidendy.....	107
6.5. Notowania akcji PGE S.A.....	108
6.6. Rating.....	109
7. Pozostałe elementy Sprawozdania	111
7.1. Istotne zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej.....	111
7.2. Istotne pozycje pozabilansowe	114
7.3. Publikacja prognoz wyników finansowych.....	114
7.4. Podmiot uprawniony do badania sprawozdań finansowych	114
7.5. Informacja w sprawie podmiotu uprawnionego do badania sprawozdań finansowych.....	114
8. Oświadczenie o stosowaniu ładu korporacyjnego	115
8.1. Zbiór zasad ładu korporacyjnego, którym podlegała Spółka w 2019 roku.....	115
8.2. Zasady zmiany Statutu Spółki	117
8.3. Skład osobowy i opis działania organów zarządzających i nadzorujących Spółki oraz jej komitetów.....	120
8.4. Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych	130
9. Oświadczenie na temat informacji niefinansowych	132
10. Oświadczenie Zarządu w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego	133
11. Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu	133
Słowniczek pojęć branżowych	134

LIST PREZESA ZARZĄDU PGE POLSKA GRUPA ENERGETYCZNA S.A.



Szanowni Państwo,

Zarówno rynek, nasi akcjonariusze, jak i klienci oraz partnerzy biznesowi oczekują, by największa spółka energetyczna w Polsce nie tylko na bieżąco analizowała otoczenie i podejmowała odpowiednie reakcje, ale również tworzyła własne rozwiązania i tym samym wyznaczała trendy dla energetyki. Procesy decyzyjne podejmowane w energetyce charakteryzują się dużą złożonością. W związku z tym, oprócz rachunku ekonomicznego, względów regulacyjnych i potrzeb polskiego systemu elektroenergetycznego, widzę również konieczność prowadzenia stałego dialogu ze stroną społeczną i podjęcia działań zmierzających do uzyskania akceptacji społecznej dla podejmowanych przez nas działań. Obejmując funkcję prezesa wraz z zespołem menadżerów podejmuję się zadania, jakim jest nadanie impulsu zarządczego w Grupie Kapitałowej PGE.

Unijna polityka klimatyczna i oczekiwania społeczne to elementy, które wpływają na sektor energetyczny. Działania dotyczące Europejskiego Zielonego Ładu w zakresie realizacji celu neutralności klimatycznej do 2050 roku oraz rewizji celu redukcji emisji do 2030 roku będą determinować pracę Zarządu PGE. Zamierzamy wykorzystać mechanizmy finansowe służące realizacji tych celów w oparciu o racjonalny harmonogram.

Za kluczowy element powodzenia realizacji zadań, które przed nami stają, uznaję nastawienie pracowników całej Grupy oraz ich zorientowanie na współpracę. Liczę również na konstruktywny dialog z rynkami finansowymi, przede wszystkim ze środowiskiem inwestorów, banków i ubezpieczycieli. Zielony kierunek jest możliwy do osiągnięcia przy uwzględnieniu konwencjonalnej podstawy, która umożliwi bilansowanie coraz większej liczby powstających źródeł odnawialnych oraz zapewni naszej gospodarce i społeczeństwu stabilne dostawy energii elektrycznej i ciepła.

Wojciech Dąbrowski
Prezes Zarządu
PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

LIST WICEPREZESA ZARZĄDU PGE POLSKA GRUPA ENERGETYCZNA S.A.



Szanowni Państwo,

Wchodzimy w kolejny rok spod znaku transformacji energetycznej. W 2019 roku podjęliśmy szereg inicjatyw i decyzji, które zaowocują nie tylko obniżeniem profilu emisyjnego Grupy w perspektywie najbliższych lat, ale również zapewnią stabilność dostaw energii elektrycznej i ciepła do polskich domów i przedsiębiorstw.

Obrany przez nas kierunek transformacji Grupy PGE realizujemy przede wszystkim poprzez inwestycje w odnawialne źródła energii. Po wygranej aukcji OZE przystąpiliśmy do realizacji budowy lądowej farmy wiatrowej o mocy zainstalowanej niemal 100 MW. Tym samym w 2020 roku zwiększymy łączną moc wiatrową Grupy PGE o 18 proc. do 647 MW. Konsekwentnie realizujemy projekt rozwoju morskich farm wiatrowych. Plany Grupy to osiągnięcie mocy 1 GW w 2026 roku oraz 2,5 GW do 2030 roku. Kolejne kamienie milowe procesu inwestycyjnego pozwalają z optymizmem patrzeć na postępy tego projektu. Przystąpiliśmy również do realizacji ambitnego planu budowy elektrowni słonecznych – nasz cel to instalacje fotowoltaiczne o łącznej mocy 2,5 GW do 2030 roku realizowane na gruntach spółek z Grupy PGE oraz gruntach naszych partnerów biznesowych. W 2019 roku podjęliśmy również ważną decyzję inwestycyjną dotyczącą budowy nowych mocy gazowych w Elektrowni Dolna Odra. Dwa bloki gazowo-parowe o mocy 1400 MW zapewnią ciągłość dostaw w podstawie oraz będą stanowić wsparcie bilansujące dla źródeł odnawialnych.

W ubiegłym roku do eksploatacji przekazaliśmy nowe bloki konwencjonalne w Opolu, a przed nami również zakończenie inwestycji w Turowie. Dzięki wysokim parametrom wytwarzania i zdecydowanie niższej emisyjności w porównaniu do starszych jednostek, nowe bloki konwencjonalne funkcjonujące w podstawie zastąpią w systemie energetycznym mniej efektywne jednostki węglowe. Zapewnią również ciągłość dostaw oraz zagwarantują bezpieczeństwo energetyczne kraju. W oparciu o nowoczesną energetykę konwencjonalną będziemy w stanie na poważnie rozbudowywać energetykę odnawialną i skutecznie zmieniać miks energetyczny w kierunku niskoemisyjnym.

Ryszard Wasilek
Wiceprezes Zarządu ds. operacyjnych
PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

KLUCZOWE WYNIKI FINANSOWE GK PGE

Kluczowe dane finansowe	Jedn.	Rok zakończony 31 grudnia 2019	Rok zakończony 31 grudnia 2018	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	mln PLN	37 627	25 946	45%
Zysk/strata z działalności operacyjnej (EBIT)	mln PLN	-4 175	2 482	-
Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację (EBITDA)	mln PLN	7 141	6 375	12%
Marża EBITDA	%	19%	25%	
Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację skorygowany o zdarzenia jednorazowe (EBITDA powtarzalna)	mln PLN	6 637	6 712	-1%
Marża EBITDA powtarzalna	%	18%	26%	
Zysk/strata netto	mln PLN	-3 928	1 511	-
Nakłady inwestycyjne	mln PLN	7 009	6 856	2%
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	mln PLN	6 820	5 102	34%
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	mln PLN	-6 865	-6 465	6%
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	mln PLN	77	91	-15%
Kapitał obrotowy	mln PLN	767	-3 395	-
Zadłużenie netto/EBITDA	x	1,60	1,51	
Zdarzenia jednorazowe mające wpływ na EBITDA				
Dodatkowy przydział uprawnień do emisji CO ₂	mln PLN	1 446	0	-
Zmiana rezerwy rekultywacyjnej	mln PLN	-835	-146	472%
Zmiana rezerwy aktuarialnej	mln PLN	-99	-71	39%
Rekompensaty KDT	mln PLN	-8	-120	-93%
Razem	mln PLN	504	-337	-



KALENDARIUM 2019

STYCZEŃ	Przeniesienie 6 elektrociepłowni z PGE GIEK do PGE EC	
LUTY	Podtrzymanie ratingu przez Fitch	
MARZEC	Aneks na Elektrownię Turów - nowy termin oddania bloku do eksploatacji	
KWIECIEŃ	Inwestycja w 4Mobility	
MAJ	Emisja obligacji PGE o wartości 1,4 mld PLN na rynku krajowym	Oddanie do eksploatacji bloku nr 5 w Elektrowni Opole
LIPIEC	Utworzenie FIZAN Eko-Inwestycje	
WRZESIEŃ	Listy intencyjne ws. współpracy przy projektach PV oraz offshore	Oddanie do eksploatacji bloku nr 6 w Elektrowni Opole
PAŹDZIERNIK	Rozpoczęcie rozmów z Ørsted nt. udziału w projekcie offshore	
LISTOPAD	Umowa PGE EO i PGE GIEK dot. realizacji budowy PV przy Elektrowni Bełchatów	
GRUDZIEŃ	Wyniki aukcji głównej rynku mocy na 2024 rok	Podpisanie umowy kredytowej z EBI na inwestycje OZE Podtrzymanie ratingu przez Moody's

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 do 2 stycznia 2020 roku własnością części 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.

1.2. Struktura zatrudnienia w GK PGE

Grupa Kapitałowa PGE jest jednym z największych pracodawców w Polsce, dającym stabilne zatrudnienie blisko 42 tys. osobom w ponad 200 lokalizacjach w całej Polsce. To dzięki ich doświadczeniu i zaangażowaniu możliwe jest budowanie organizacji opartej na wartościach, w której odpowiedzialność społeczna łączy się z celami biznesowymi. Grupa PGE jest miejscem dla ludzi z pasją i motywacją do działania. Grupa dąży do osiągnięcia ambitnego celu w postaci najbardziej efektywnej grupy energetycznej w Polsce. To oznacza również wdrożenie najlepszych praktyk ładu korporacyjnego w zakresie zarządzania kapitałem ludzkim, wsparcia decyzji biznesowych oraz zarządzania efektywnością, jak również standaryzację procesów wspierających.

Tabela: Poziom zatrudnienia w GK PGE.

Etaty	Liczba zatrudnionych 31 grudnia 2019	Liczba zatrudnionych 31 grudnia 2018*	Zmiana %
Łącznie w Grupie PGE, w tym:	41 934	41 442	1%
Energetyka Konwencjonalna	21 530	21 492	0%
Ciepłownictwo	4 248	4 133	3%
Energetyka Odnawialna	595	529	12%
Dystrybucja	10 272	10 257	0%
Obrót	2 433	2 361	3%
Pozostała Działalność	2 856	2 670	7%

*Prezentowane dane zostały przekształcone na potrzeby zapewnienia porównywalności danych - PGE Ekoserwis sp. z o.o. od 2019 roku prezentowany jest w segmencie Ciepłownictwo; PGE Nowa Energia sp. z o.o. („Nowa Energia”) od 2019 roku prezentowana jest w segmencie Pozostała Działalność; w 2018 roku segment Ciepłownictwo nie był wyodrębniony.

1.3. Struktura organizacyjna

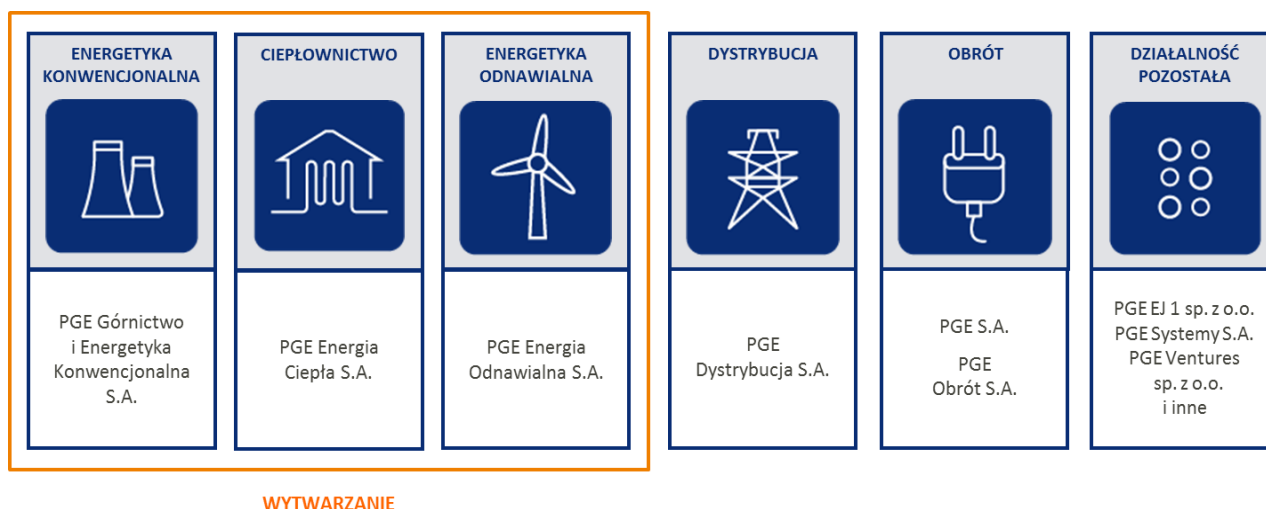
Grupa Kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. na koniec 2019 roku składała się z:

- jednostki dominującej, którą jest PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.,
- 66 jednostek zależnych objętych konsolidacją,
- 4 jednostek stowarzyszonych,
- 1 jednostki współkontrolowanej.

Wszystkie spółki są zorganizowane wokół segmentów operacyjnych, stanowiących linie biznesowe, tj.: Energetyka Konwencjonalna, Ciepłownictwo, Energetyka Odnawialna, Dystrybucja, Obrót oraz Działalność Pozostała.

Grupa Kapitałowa PGE z racji swoich rozmiarów, przeprowadzanych wewnętrznie zmian organizacyjnych i realizowanych akwizycji, jest w trakcie procesu porządkowania struktur i integracji. Poniższy schemat stanowi ilustracyjny opis struktury Grupy. Pełen skład Grupy Kapitałowej PGE z podziałem na segmenty oraz spółki bezpośrednio i pośrednio zależne objęte konsolidacją znajduje się w nocie 1.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Rysunek: Struktura Grupy Kapitałowej PGE*.

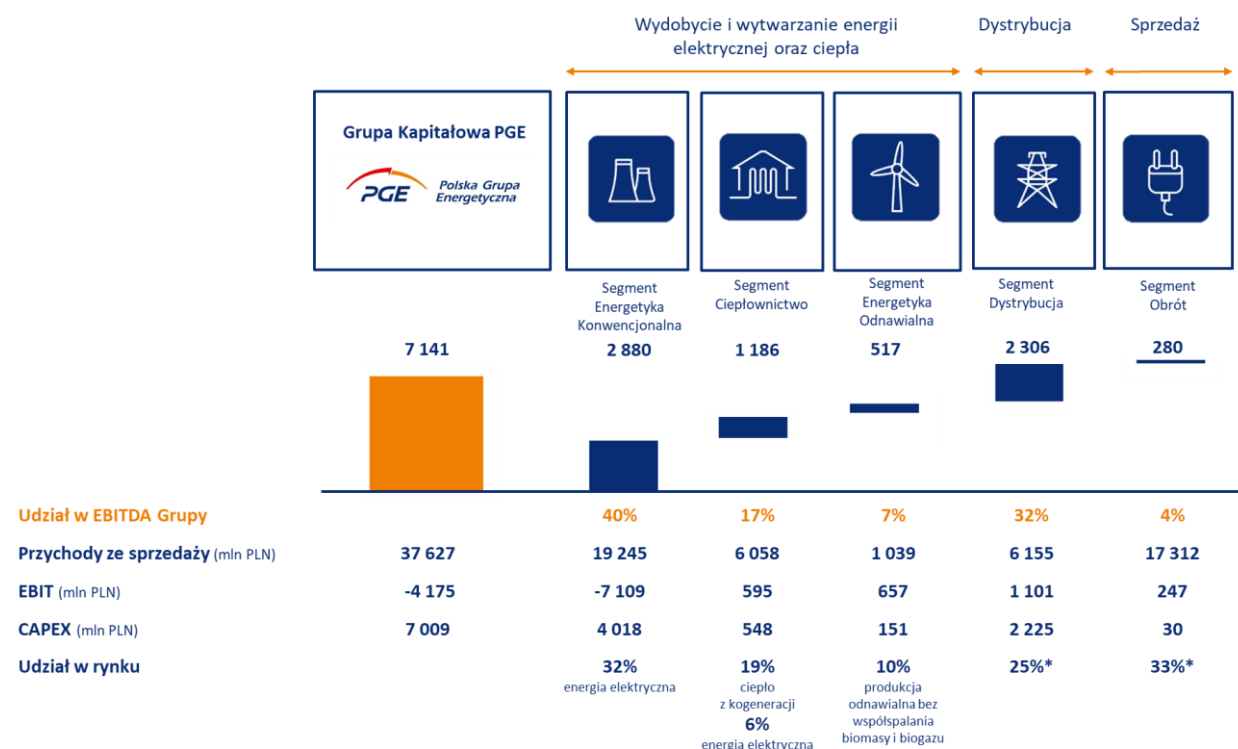


*Struktura uproszczona – ujęte kluczowe jednostki.

W styczniu 2019 roku PGE zakończyła proces integracji przejętych aktywów ciepłowniczych. W struktury PGE Energia Ciepła S.A. ("PGE EC"), dysponującej ośmioma elektrociepłowniami włączono sześć elektrociepłowni wchodzących do tej pory w skład spółki PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna ("PGE GiEK"). Podmiotem integrującym działalność ciepłowniczą w Grupie PGE oraz liderem w tym procesie jest PGE EC, która wraz ze spółkami zależnymi po konsolidacji posiada ok. 19% udziału w krajowej produkcji ciepła w kogeneracji. Elektrownia Rybnik prezentacyjnie ujęta jest w segmencie Energetyka Konwencjonalna. Konsolidacja aktywów ciepłowniczych jest elementem konsekwentnie realizowanej przez PGE Strategii Ciepłownictwa, ogłoszonej w grudniu 2017 roku, zgodnie z którą od stycznia 2019 roku wydzielono linię biznesową Ciepłownictwo.

1.4. Model działalności biznesowej

Grupa Kapitałowa PGE jest największym zintegrowanym pionowo producentem i dostawcą energii elektrycznej oraz największym producentem ciepła systemowego w Polsce. Działalność Grupy obejmuje cały łańcuch wartości: od wydobycia węgla brunatnego z własnych kopalń, przez wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła, po dystrybucję i sprzedaż.



*Szacunkowe dane dotyczące sprzedaży do odbiorców końcowych i dystrybucji.

Jednostki wytwórcze Grupy Kapitałowej PGE wytwarzają ok. 39% energii elektrycznej (w tym segment Energetyka Konwencjonalna ok. 32% oraz segment Ciepłownictwo ok. 6%) w Polsce wykorzystując różne technologie. Instalacje konwencjonalne wykorzystują węgiel brunatny z własnych kopalń oraz węgiel kamienny, gaz i biomasę od dostawców zewnętrznych. Do produkcji energii elektrycznej wykorzystywane są również źródła odnawialne: energia wiatru, energia wody oraz energia słoneczna.

Jednostki wytwórcze należące do segmentu Ciepłownictwo wytwarzają ok. 19% ciepła z kogeneracji w Polsce.

Za pomocą linii dystrybucyjnych o długości ok. 294 tys. km Grupa PGE dostarcza energię elektryczną do klientów na terenie obejmującym ok. 40% powierzchni Polski.

Dzięki połączeniu własnych zasobów węgla brunatnego, aktywów wytwórczych oraz sieci dystrybucyjnej PGE zapewnia bezpieczne i niezawodne dostawy energii elektrycznej do ponad 5 milionów klientów w całej Polsce, zarówno gospodarstw domowych, przedsiębiorstw, jak i instytucji. W praktyce oznacza to, że obsługuje niemal co trzeciego konsumenta energii elektrycznej w Polsce. PGE jest również liderem w produkcji ciepła sieciowego.

W 2019 roku Grupa Kapitałowa PGE wypracowała wynik EBITDA na poziomie ok. 7,1 mld PLN.

Największy udział po stronie przychodów oraz wyniku EBITDA miał segment Energetyka Konwencjonalna odpowiadający za konwencjonalne wytwarzanie energii elektrycznej. W segmencie Energetyka Konwencjonalna poniesione zostały również najwyższe nakłady inwestycyjne w wysokości ok. 4,0 mld PLN. Nakłady inwestycyjne w wysokości 1,4 mld PLN ponoszone były w związku z realizacją inwestycji rozwojowych - budową wysokosprawnej energetyki konwencjonalnej – projekty bloków o mocy 1 800 MW w Opolu i bloku o mocy 490 MW w Turowie. Pozostałe istotne inwestycje to podnoszenie efektywności istniejących jednostek oraz ich modernizacje środowiskowe.

Segment Dystrybucja to druga linia biznesowa pod względem udziału w wyniku Grupy PGE. Segment odpowiedzialny jest za świadczenie usług dostaw energii elektrycznej. Nakłady inwestycyjne segmentu wyniosły ok. 2,2 mld PLN i są to głównie modernizacje i odtworzenie sieci oraz przyłączenia nowych odbiorców.

Segment Ciepłownictwo odpowiadający za produkcję ciepła sieciowego wypracowuje 17% EBITDA GK PGE. W segmencie tym nakłady inwestycyjne wyniosły 0,5 mld i były to głównie nakłady modernizacyjno-odtworzeniowe dot. aktywów produkcyjnych i sieci ciepłowniczych.

Segment Energetyka Odnawialna odpowiedzialny jest za wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych oraz zarządzanie mocami elektrowni szczytowo-pompowych. Grupa aktywnie inwestuje w rozwój odnawialnych źródeł energii. Po wygranej w 2018 roku aukcji OZE realizuje budowę lądowej farmy wiatrowej o mocy zainstalowanej niemal 100 MW. Grupa PGE realizuje jedną z strategicznych opcji rozwoju GK PGE po 2020 roku, tj. prowadzi projekt rozwoju morskich farm wiatrowych. Plany Grupy to osiągnięcie mocy 1 GW w 2026 roku oraz 2,5 GW do 2030 roku.

Działalność segmentu Obrót skupia się wokół handlu energią elektryczną i produktami powiązаныmi na rynku hurtowym i detalicznym.

1.5. Źródła przewag konkurencyjnych Grupy

Aktywa	Silna pozycja finansowa	Strategia
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Lider mocy zainstalowanej oraz produkcji energii elektrycznej i ciepła. ▪ Koncentracja na produkcji w podstawie, niekwestionowany lider w zakresie kosztów produkcji w Polsce - ok. 57% energii elektrycznej ze źródeł konwencjonalnych z własnych paliw (2 kopalnie węgla brunatnego). ▪ Wysoko zdywersyfikowana i najmłodsza flota produkcyjna w Polsce. ▪ Operator aktywów regulowanych (Elektrownia Dolna Odra oraz elektrownie szczytowo-pompowe). ▪ Lider OZE: 550 MW mocy w wietrze (kolejne 97 MW w budowie). ▪ Wartość Regulacyjna Aktywów Dystrybucji w 2020 roku: 17,6 mld PLN. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Stabilne i zdywersyfikowane przychody. ▪ Marża EBITDA na poziomie 19% w 2019 roku. ▪ Ponad 50% zysku EBITDA z działalności regulowanej (dystrybucja energii i kogeneracja). ▪ Wysoki, inwestycyjny poziom ratingu kredytowego ze stabilną perspektywą (Fitch i Moody's). ▪ Silna pozycja gotówkowa - dług netto/EBITDA na poziomie ok. 1,6x. ▪ Zabezpieczone finansowanie działalności finansowej i operacyjnej. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Strategia na lata 2016-2020 z naciskiem na utrzymanie pozycji lidera w kraju. ▪ Trwające prace nad nową strategią. Strategiczne opcje inwestycyjne uwzględniają morskie farmy wiatrowe oraz zasoby węgla brunatnego ▪ Rozwój nowoczesnej energetyki konwencjonalnej. ▪ Rozwój nowych technologii i modeli biznesowych. ▪ Redukcja kosztów kontrolowalnych oraz optymalizacja wydatków remontowych. ▪ Elastyczność i efektywność jednostek produkcyjnych. ▪ Strategia ciepłownictwa.

2. Strategia Grupy Kapitałowej PGE i jej realizacja

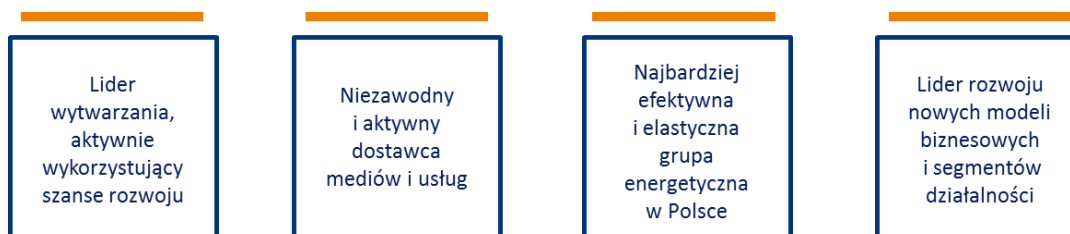
2.1. Misja, wizja i cele nadrzędne

Aktualizacja Strategii Grupy Kapitałowej PGE w perspektywie do 2020 roku, przedstawiona przez Zarząd Spółki i zatwierdzona przez Radę Nadzorczą PGE S.A. we wrześniu 2016 roku ma na celu dostosowanie działań Grupy do przyszłego kształtu rynku energetycznego. Misją Grupy jest zapewnianie bezpieczeństwa i rozwoju poprzez niezawodność dostaw, doskonałość techniczną, nowoczesne usługi i partnerskie relacje.

Rysunek: Misja GK PGE.



Wizja Grupy określa docelową pozycję Grupy w czterech obszarach:



Zgodnie z wymienionym powyżej dokumentem Grupa PGE będzie budować wartość dla akcjonariuszy i pełnić kluczową rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego kraju.

WARTOŚCI GRUPY PGE

Grupa PGE realizuje Strategię w zgodzie z wartościami Partnerstwo, Rozwój, Odpowiedzialność oraz zasadami etyki określonymi w Kodeksie Etyki GK PGE.

Równoległe Grupa PGE monitoruje zmiany zachodzące w otoczeniu rynkowym i regulacyjnym, szczególnie w obszarze notowań praw do emisji CO₂, prowadząc jednocześnie prace nad aktualizacją strategii. Mając na względzie zgodność treści przyszłego dokumentu z kierunkami rozwoju polskiego sektora elektroenergetycznego, jego ogłoszenie nastąpi po zatwierdzeniu Polityki Energetycznej Polski.

Grupa PGE jest organizacją odpowiedzialną społecznie, stąd w swoich działaniach koncentruje się na ograniczaniu wpływu na środowisko, przestrzeganiu zasad etycznych oraz angażuje się na rzecz lokalnych społeczności.

20 lutego 2020 roku nastąpiła zmiana w Zarządzie PGE S.A. Nowy Zarząd Spółki podjął działania związane z przeglądem projektów prowadzonych w Grupie Kapitałowej PGE i zaplanował prezentację działań Grupy Kapitałowej PGE w perspektywie dwóch miesięcy od daty powołania.

2.2. Realizacja celów strategicznych

LIDER WYTWARZANIA, AKTYWNI WYKORZYSTUJĄCY SZANSE ROZWOJU

Aspiracją Grupy PGE jest utrzymanie po 2020 roku pozycji lidera sektora wytwarzania z ponad 40% udziałem w krajowym rynku. W tym celu Grupa realizuje szeroki zakres inwestycji, każdorazowo optymalizując decyzje inwestycyjne pod kątem ekonomicznym oraz technicznym, uwzględniając wymagania pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego („KSE”).

Segment Wytwarzanie

W 2019 roku zakończono budowę bloków energetycznych nr 5 i 6 w Elektrowni Opolu. Inwestycja została zrealizowana przez konsorcjum GE Power, Rafako S.A., Polimex-Mostostal S.A., Mostostal Warszawa S.A. Nowe jednostki charakteryzują się łączną mocą 1 800 MW i sprawnością wytwarzania energii elektrycznej na poziomie ok. 46%. Opolska megainwestycja realizowana była w formule EPC, czyli obejmowała projektowanie, dostawę i budowę bloków energetycznych „pod klucz”. Każdy blok pracować będzie w układzie monobloku. Dzięki kompaktowej i modularnej konstrukcji nowe bloki, wraz z infrastrukturą, zajmują relatywnie niewielką przestrzeń ok. 45 ha. Nowe bloki zaprojektowane zostały na 35 lat pracy z czasem wykorzystania mocy zainstalowanej do 8 000 godzin rocznie. Przystosowane zostały one także do produkcji ciepła w kogeneracji na poziomie 300 MWt/h. Bloki spełniają kryteria wynikające z konkluzji BAT i pozwolą ograniczyć emisję CO₂ o ok. 25% rocznie, co oprócz zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju korzystnie wpłynie na ograniczenie wpływu elektrowni na środowisko naturalne. Inwestycja kosztowała blisko 11,6 mld PLN, w tym ok. 70% wartości zamówień zostało zrealizowanych przez polskich producentów i wykonawców. Budowa nowych bloków w Opolu pozostaje największą inwestycją infrastrukturalną realizowaną w sektorze elektroenergetycznym po 1989 roku.

Grupa PGE kontynuowała również inną ważną dla bezpieczeństwa energetycznego inwestycję, jaką jest budowa bloku nr 7 w Elektrowni Turów. Budowa na koniec 2019 roku osiągnęła stopień zaawansowania na poziomie 94%.

Jednocześnie trwały zaawansowane przygotowania do rozpoczęcia kolejnej, znaczącej inwestycji tj. budowy dwóch bloków gazowo - parowych w Elektrowni Dolna Odra. Szacunkowa wartość inwestycji wynosi ok. 3,7 mld PLN i obejmuje m.in. zaprojektowanie, dostawę, budowę i montaż oraz uruchomienie i przekazanie do eksploatacji bloków wraz z pełną infrastrukturą podziemną i naziemną, szkolenie personelu zamawiającego. Natomiast usługi serwisowe dla obu turbin gazowych przez 12 lat wyceniono na 1 mld PLN netto. Planowane jednostki osiągną łączną moc 1 400 MW oraz sprawność wytwarzania energii elektrycznej ok. 63%. Wstępny planowany termin uruchomienia został określony na 2023 rok. 3 stycznia 2020 roku PGE zaakceptowała ofertę złożoną przez konsorcjum General Electric International oraz Polimex Mostostal S.A. Kontrakt na budowę siłowni został podpisany 30 stycznia 2020 roku. Jednocześnie Grupa PGE prowadziła działania na rzecz zabezpieczenia finansowania inwestycji, co pozwoliło uzyskać 17-letni kontrakt mocy w aukcji głównej rynku mocy w grudniu 2019 roku. Planowana inwestycja pozwoli na odbudowę jednostek wytwórczych oraz zapewni bezpieczeństwo energetyczne kraju, ponieważ jedną z ról Elektrowni Dolna Odra jest zapewnienie stabilności systemu elektroenergetycznego w północno-zachodniej Polsce. Dodatkowo wykorzystanie technologii gazowej pozwoli na obniżenie jednostkowej emisyjności i zapewni Grupie PGE konkurencyjność w długim terminie oraz przyczyni się do realizacji celów klimatycznych.

W GK PGE konsekwentnie realizowano programy dostosowania poszczególnych jednostek wytwórczych Grupy do nowych norm emisji określonych w konkluzjach BAT. Kwalifikacja bloków do programu modernizacyjnego odpowiada ich znaczeniu w budowie wartości ekonomicznej Grupy PGE oraz roli jaką pełnią w systemie Krajowym Systemie Energetycznym. Przy prowadzonych pracach Grupa PGE aktywnie wykorzystuje środki pomocowe, co pozwala zoptymalizować obciążenia finansowe.

Segment Ciepłownictwo

W wyniku zakupu aktywów EDF Polska, Grupa PGE została największym w kraju producentem ciepła. Strategia Ciepłownictwa zaprezentowana 17 grudnia 2017 roku sprecyzowała aspiracje w tym obszarze m.in.:

- budowę 1 000 MWe nowych mocy kogeneracyjnych,
- wzrost udziału paliw niskoemisyjnych,
- zwiększenie do 2/3 udziału zarządzanych sieci ciepłowniczych w lokalizacjach PGE EC.

Największym projektem inwestycyjnym segmentu pozostaje budowa elektrociepłowni gazowo-parowej w Siechnicach. 26 lipca 2019 roku uruchomiono postępowanie przetargowe w trybie dialogu konkurencyjnego na wybór Generalnego Realizatora Inwestycji, którego zakres obejmie budowę bloku gazowo-parowego o łącznej mocy elektrycznej w przedziale 155 - 180 MWe i mocy cieplnej ok. 160 MWt, akumulatora ciepła oraz czterech kotłów wodnych o łącznej mocy ok. 150 MWt. Harmonogram projektu zakłada uruchomienie bloku gazowo-parowego w 2023 roku. Nowa jednostka ma zastąpić funkcjonującą obecnie

elektrociepłownię węglową oraz zapewnić bezpieczeństwo energetyczne mieszkańców Wrocławia, przy ograniczeniu wpływu na środowisko naturalne. Jednocześnie zamierzenie inwestycyjne wpisuje się w realizację celów strategicznych, z których jednym jest budowa 1 000 MWe nowej mocy kogeneracyjnych oraz zwiększenie udziału paliw niskoemisyjnych.

Równolegle prowadzono działania modernizacyjne wynikające z dostosowania instalacji wytwórczych do wymagań konkluzji BAT, w tym celu m.in.:

- Zawarto umowę na modernizację turbiny gazowej i generatora bloku gazowo-parowego Elektrociepłowni w Gorzowie Wielkopolskim.
- Ogłoszono postępowanie przetargowe na realizację inwestycji bloku gazowego oraz szczytowych źródeł ciepła w oddziale Elektrociepłownia w Bydgoszczy. W ramach zamierzenia inwestycyjnego planowana jest budowa bloku gazowego wyposażonego w turbospół o mocy ok. 52 MWe z kotłem odzyskowym parowo-wodnym o mocy ok. 52 MWt oraz kotły gazowo-olejowe rezerwowo-szczytowe o mocy ok. 60 MWt.
- Realizowano program inwestycyjny w Elektrociepłowni Pomorzany w zakresie instalacji redukcji tlenków azotu.
- Zawarto umowy pozwalające dostosować infrastrukturę do zasilania paliwem gazowym w Elektrociepłowni Kielce oraz Elektrociepłowni Zgierz.
- Przeprowadzono kompleksowy remont bloku gazowo-parowego Elektrociepłowni Lublin Wrotków.

Opisywane inwestycje zapewniają bezpieczeństwo energetyczne zarówno na poziomie lokalnym – dostawy ciepła oraz ogólnopolskim – dostawy energii elektrycznej. Dodatkowo generują pozytywne efekty ekologiczne, w tym obniżają emisję gazów cieplarnianych i pyłów przyczyniając się do realizacji polityki klimatycznej.

Segment Energetyka Odnawialna

Grupa PGE zamierza umacniać swoją pozycję w segmencie odnawialnych źródeł energii i w 2030 roku wytwarzać ok. 25% krajowej produkcji energii z OZE.

Program PV

Postępujący spadek kosztów wytwarzania energii w technologii PV oraz korzystne otoczenie regulacyjne spowodowały określenie nowych aspiracji biznesowych w tym segmencie. Grupa PGE planuje do 2030 roku osiągnąć moc 2,5 GW z energii słonecznej, co ma pozwolić na zapewnienie pozycji lidera na krajowym rynku elektrowni PV. W celu realizacji zamierzeń m.in.:

- 25 maja 2019 roku podpisano list intencyjny ze spółką Kopalnie i Zakłady Chemiczne Siarki „Siarkopol” - Grupa Azoty w sprawie współpracy przy budowie farmy PV o mocy 5 MW i planowanej rocznej produkcji ok. 5 GWh, która zostanie zlokalizowana na terenach poeksploatacyjnych Grupy Azoty w Osieku. Zgodnie z harmonogramem elektrownia zostanie uruchomiona w połowie 2022 roku. Sprzedaż energii będzie realizowana bezpośrednio na rzecz Siarkopolu na podstawie umowy corporate *Power Purchase Agreements*.
- 3 września 2019 roku podpisano list intencyjny z KGHM Polska Miedź S.A. („KGHM”) w sprawie współpracy przy realizacji projektów fotowoltaicznych. Planowane inwestycje mają powstać na terenach należących do KGHM, co pozwoli na zakup energii bezpośrednio od Grupy PGE. Projekty mają być realizowane przez sygnatariuszy listu w formule joint venture, obejmującej etapy przygotowania, budowy i eksploatacji instalacji PV. Docelowo może powstać ok. 500 MW mocy. Realizacja projektów powinna nastąpić w latach 2022-2023.
- 4 września 2019 roku podpisano list intencyjny z Polskimi Kolejami Państwowymi S.A. w sprawie współpracy przy realizacji projektów fotowoltaicznych. Inwestycje zostaną zrealizowane na nieruchomościach PKP, zaś umowa na realizację pierwszego projektu zostanie podpisana w I półroczu 2020 roku.

20 listopada 2019 roku PGE Energia Odnawialna („PGE EO”) oraz PGE GiEK podpisały umowę o współpracy przy realizacji budowy instalacji fotowoltaicznych o mocy 60 MW, zlokalizowanej na terenach położonych w pobliżu składowiska odpadów paleniskowych Elektrowni Bełchatów. Dodatkowo, zidentyfikowano tereny należące do Grupy PGE oraz sygnatariuszy wymienionych listów intencyjnych, pozwalające na budowę farm fotowoltaicznych o łącznej mocy ok. 750 MW.

Podejmowane działania pozwalają nie tylko zwiększyć potencjał produkcji energii, ale również wpisują się w zapewnienie zrównoważonego rozwoju terenów lokalnych, a także wykorzystują posiadane tereny nieużywane w działalności operacyjnej, co ma dodatni wpływ na efektywność ekonomiczną spółek Grupy PGE.

Program Offshore

W styczniu 2019 roku została powołana spółka PGE Baltica sp. z o.o. („PGE Baltica”), która odpowiada za realizację Programu Offshore w Grupie Kapitałowej PGE. Jej zadaniem jest przygotowanie budowy trzech farm wiatrowych o łącznej mocy ok. 2,5 GW.

5 września 2019 roku PGE i PKN Orlen S.A. („Orlen”) podpisały list intencyjny w sprawie współpracy przy rozwoju morskiej energetyki wiatrowej, obejmujący m.in.:

- Wymianę informacji lub wspólne pozyskiwanie danych niezbędnych do realizacji morskich farm wiatrowych.
- Współpracę w zakresie projektowania i budowy infrastruktury przyłączeniowej w porozumieniu z Operatorem Systemu Przesyłowego („OSP”) czyli spółką PSE S.A.
- Koordynację działań mających na celu wypełnienie wymagań dotyczących dostaw materiałów i usług w sektorze morskiej energetyki wiatrowej.
- Koordynację działań w obszarze public relations skierowanych do kluczowych grup interesariuszy, w tym prowadzenie wspólnych działań informacyjno-edukacyjnych na temat znaczenia projektów morskich farm wiatrowych dla bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz korzyści płynących z realizacji tych projektów w wymiarze ekonomicznym, społecznym oraz środowiskowym.

22 grudnia 2019 roku zawarto wstępne porozumienie opisujące ramy współpracy przy transakcji nabycia przez Ørsted 50% udziałów w dwóch projektach budowy morskich farm wiatrowych na Bałtyku. W dalszym toku prac planowane jest uzgodnienie:

- zakresu współpracy przy realizacji projektów na etapie budowy, eksploatacji i utrzymania Elektrowni Wiatrowej Baltica-2 sp. z o.o. („Baltica 2”) oraz Elektrowni Wiatrowej Baltica-3 sp. z o.o. („Baltica 3”)
- zasad funkcjonowania wspólnego zespołu projektowego złożonego z przedstawicieli obu firm oraz podział ich kompetencji,
- ramy transakcji sprzedaży 50% udziałów w dwóch spółkach Baltica 2 i Baltica 3.

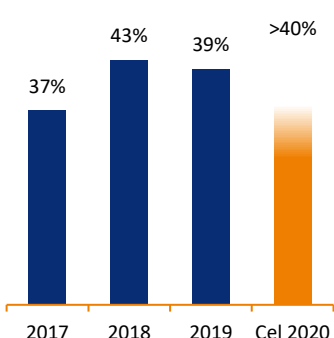
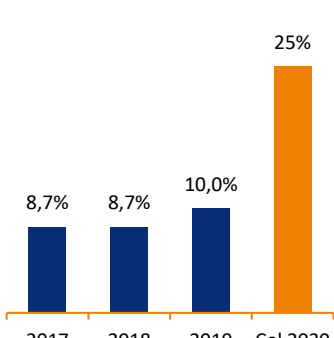
Docelowo GK PGE planuje sprzedaż po 50% udziałów w obydwu wymienionych spółkach, a następnie realizację projektu w formule joint venture. Zgodnie z planem projekt powinien osiągnąć status „ready to build” na przełomie 2023/2024 roku, natomiast wytwarzanie energii elektrycznej planowane jest począwszy od 2026 roku.

Jednocześnie w 2019 roku trwały prace przedinwestycyjne w obszarze technicznym projektów, w tym m.in. pomiary wietrzności, działania w obszarze planistyki, pozyskania decyzji o uwarunkowaniach środowiskowych, pozyskanie danych geofizycznych. Uruchomiono postępowanie przetargowe w przedmiocie wykonania projektu budowlanego wraz z uzyskaniem pozwolenia na budowę dla wyprowadzenia mocy z Baltica 2 i Baltica 3 oraz podjęto prace poprzedzające uruchomienie postępowania na wykonanie wstępnych badań dna morskiego.

Realizacja projektu pozwoli osiągnąć planowany udział w wytwarzaniu oraz przyczyni się do obniżki jednostkowego wskaźnika emisyjności wytwarzanej energii elektrycznej w kontekście całego parku wytwórczego Grupy PGE. Dodatkowo morskie farmy wiatrowe z uwagi na lokalne warunki zewnętrzne charakteryzują się wyższym wskaźnikiem wykorzystania posiadanych mocy, w odniesieniu do farm lądowych, co powinno skutkować poprawą efektów ekonomicznych działalności operacyjnej.

Lądowe Farmy Wiatrowe

Pozytywne rozstrzygnięcie aukcji OZE w listopadzie 2018 roku pozwoliło na przejście do fazy realizacji kompleksu „Klaster”. Projekt zakłada budowę trzech farm wiatrowych o łącznej mocy 97,2 MW wraz z infrastrukturą towarzyszącą i przyłączeniem do sieci. W 2019 roku prowadzono prace budowlane, obejmujące m.in. montaż turbin oraz instalacje wewnętrznego wyposażenia. Jednocześnie podjęto prace nad zabezpieczeniem finansowania budowy farm z wykorzystaniem funduszy zewnętrznych, pochodzących z Europejskiego Banku Inwestycyjnego. Umowa kredytowa została podpisana 16 grudnia 2019 roku.

Kluczowe wskaźniki	Realizacja 2017-2019	Wykonanie i cel wskaźnika	Jak zamierzamy realizować cel w perspektywie 2020 i w latach następnych										
LIDER WYTWARZANIA AKTYWNIE WYKORZYSTUJĄCY SZANSE ROZWOJU													
Udział w rynku wytwarzania energii elektrycznej	<ul style="list-style-type: none"> Realizacja budowy nowych bloków w Elektrowni Opolo. Rozpoczęcie fazy rozruchu przy budowie nowego bloku w Elektrowni Turów. Realizacja fazy przygotowania do nowej inwestycji w Elektrowni Dolna Odra w oparciu o paliwo gazowe. Realizacja inwestycji modernizacyjnych w elektrowniach oraz elektrociepłowniach skutkujących dostosowaniem aktywów do konkluzji BAT. Realizacja fazy przygotowania do nowej inwestycji Elektrociepłowni Czechnica. 	 <table border="1"> <tr><th>Rok</th><td>2017</td><td>2018</td><td>2019</td><td>Cel 2020</td></tr> <tr><th>Udział (%)</th><td>37%</td><td>43%</td><td>39%</td><td>>40%</td></tr> </table>	Rok	2017	2018	2019	Cel 2020	Udział (%)	37%	43%	39%	>40%	<ul style="list-style-type: none"> Kontynuacja dostosowania elektrowni i elektrociepłowni do nowych norm emisji przemysłowych BAT. Budowa 1 000 MWe nowych mocy kogeneracyjnych do 2030 roku. Realizacja nowych inwestycji nisko i zeroemisyjnych.
Rok	2017	2018	2019	Cel 2020									
Udział (%)	37%	43%	39%	>40%									
Udział w rynku OZE	<ul style="list-style-type: none"> Wybór Ørsted na partnera strategicznego w programie Morskiej Energetyki Wiatrowej. Uruchomienie Programu PV, realizacja fazy przygotowania pierwszych instalacji fotowoltaicznych. Realizacja projektu „Klaster” (97,2 MW) – zespół lądowych farm wiatrowych. 	 <table border="1"> <tr><th>Rok</th><td>2017</td><td>2018</td><td>2019</td><td>Cel 2030</td></tr> <tr><th>Udział (%)</th><td>8,7%</td><td>8,7%</td><td>10,0%</td><td>25%</td></tr> </table>	Rok	2017	2018	2019	Cel 2030	Udział (%)	8,7%	8,7%	10,0%	25%	<ul style="list-style-type: none"> Uruchomienie morskiej farmy wiatrowej o mocy ok. 1 045 MWe w połowie lat 20-tych, z potencjałem rozbudowy projektu o dodatkowe 1 500 MWe. Rozszerzenie Programu PV do 2,5 GW, w tym zagospodarowanie nieruchomości niezwiązanych z działalnością podstawową.
Rok	2017	2018	2019	Cel 2030									
Udział (%)	8,7%	8,7%	10,0%	25%									

NIEZAWODNY I AKTYWNY DOSTAWCA MEDIÓW I USŁUG

Obszar Dystrybucji

Proces transformacji sektora elektroenergetycznego wymaga również zmian w zakresie funkcji, które powinny spełniać przyszłe systemy dystrybucyjne. Wyróżnione zostało sześć grup kluczowych wyzwań, są to:

- Bilansowanie czyli zarządzanie regionalnymi i lokalnymi obszarami bilansowania z wykorzystaniem dostępnych źródeł elastyczności oraz zarządzaniem platformą usług elastyczności dla sieci dystrybucyjnej.
- Utrzymanie i rozwój sieci czyli planowanie utrzymania i rozwoju sieci z wykorzystaniem dostępnych lub powstających źródeł elastyczności, a także zapewnienie odpowiedniej przepustowości sieci.
- Koordynacja usług, która zakłada współpracę z OSP w celu wsparcia pracy KSE, w tym opracowywanie i wdrażanie nowych produktów oraz usług w tym zakresie.
- Obsługa klienta, obejmująca wykorzystanie nowych technologii do obsługi klienta, w tym wykreowanie nowych ról jakie mogą spełniać użytkownicy systemu.
- Rozwój elektromobilności i magazynów energii, obejmujące przygotowanie warunków rozwoju sieci punktów ładowania EV, oraz stworzenie warunków do rozwoju i wykorzystania magazynów energii w pracy sieci.
- Zarządzanie danymi, w tym zarządzanie rosnącą liczbą danych w sieci dystrybucyjnej, wykorzystanie ich w bieżącej pracy sieci i planowaniu jej rozwoju.

Ujęcie przedstawionych powyżej wyzwań pozostaje konieczne mając na względzie długoterminowy horyzont rozwoju obszaru oraz optymalizację alokowanych środków.

Jednym z najważniejszych elementów sprawnego systemu dystrybucyjnego, mogącego sprostać nowym wyzwaniom jest odpowiednio wzmocniona infrastruktura. W tym celu w 2019 roku podjęto działania w ramach Programu Kablowania, mające na

celu zwiększenie udziału linii kablowych do 30% w sieci średniego napięcia. Modernizacja koncentruje się na najbardziej wrażliwych odcinkach sieci, których awaryjność ma największe przełożenie na spadek niezawodności dostaw energii mierzonych wskaźnikami SAIDI i SAIFI. Realizację programu przewidziano do 2023 roku. W strukturze zarządzania programem założono rozwiązania pozwalające elastycznie optymalizować alokację środków finansowych, zależnie od pozyskanych zezwoleń administracyjno-prawnych. Realizacja programu pozwoli nie tylko zwiększyć bezpieczeństwo energetyczne lokalnych społeczności oraz przygotować system dystrybucyjny na nowe wyzwania, ale również przełożyć się na zmniejszenie kosztów eksploatacyjnych użytkowanych sieci.

Niezależnie od wspomnianego programu realizowano okresowe inwestycje sieciowe wynikające z Planu Rozwoju, których celem było obniżenie wskaźników SAIDI i SAIFI do 2020 roku względem 2015 roku o 56% oraz skrócenie średniego czasu przyłączenia odbiorcy o 40%.

Mając na względzie konieczność kompleksowej modernizacji infrastruktury wymiany danych oraz sterowania i monitorowania pracą sieci, 2 września 2019 roku Zarząd PGE Dystrybucja podpisał porozumienie z PGE Systemy i Enea Operator o współpracy przy budowie sieci LTE 450 na potrzeby KSE. Porozumienie wpisuje się w budowę inteligentnych sieci dystrybucyjnych, tzw. smart grids, które poprawią zarządzanie KSE, ponieważ kontrolują i na bieżąco reagują na działania wszystkich uczestników tj. wytwórców, odbiorców i operatorów sieci. Wykorzystanie sieci LTE 450 poprawi bezpieczeństwo energetyczne Polski oraz zapewni pewniejsze dostawy energii dla odbiorców, którzy otrzymają dostęp on-line do informacji na temat faktycznego zużycia energii i ponoszonych opłat. Wykorzystanie smart grid zoptymalizuje czas lokalizowania i naprawy awarii sieci, pozwoli skuteczniej bilansować system energetyczny i zwiększy efektywne wykorzystania dostępnych mocy. Łączność bezprzewodowa LTE 450 ułatwi pracę dyspozytorów sieci elektroenergetycznych, zautomatyzuje pracę rozdzielni energetycznych, obniży koszty lokalizowania awarii sieci energetycznych i umożliwi końcowym odbiorcom energii elektrycznej korzystanie z inteligentnych urządzeń.

Obszar Ciepłownictwa

Działania w zakresie rozwoju mediów oraz usług ciepłowniczych pozostają w ścisłym związku z kierunkami zawartymi w Strategii Ciepłownictwa zaprezentowanej w grudniu 2017 roku, która precyzuje główne trendy rozwoju sektora, są to m.in.:

- walka z problemem niskiej emisji i smogu,
- promowanie efektywnych systemów ciepłowniczych,
- wzrost znaczenia kogeneracji i trigeneracji.

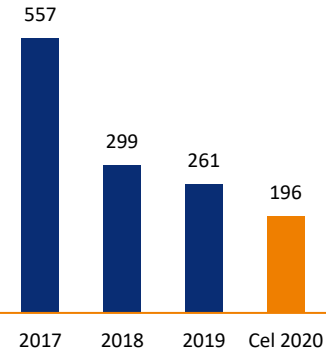
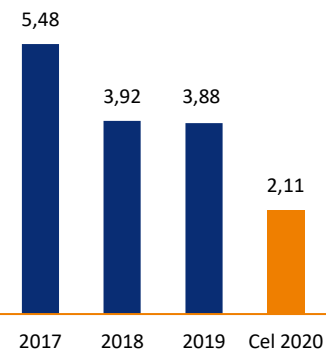
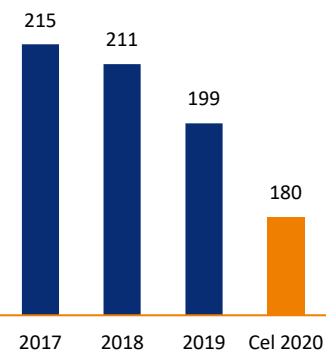
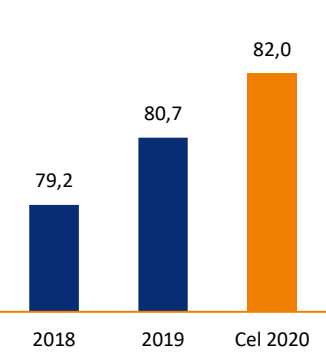
W 2019 roku PGE EC realizowała działania pozwalające przyłączać nowych użytkowników zorganizowanych, w tym budynki wchodzące w skład osiedli mieszkaniowych w dużych miastach. Tego typu nowych użytkowników pozyskano m.in. w Krakowie, Gorzowie Wielkopolskim, Toruniu, Wrocławiu. Oprócz oferty usług centralnego ogrzewania, PGE EC popularyzowała rozwój systemów zapewniających dostawę ciepłej wody użytkowej, w miejsce likwidowanych indywidualnych jednostek grzewczych, tj. piecyków węglowych i gazowych czy term o lokalnym zasięgu. Pozwoliło to ograniczyć niekorzystny wpływ na środowisko, a tym samym poprawić komfort lokalnych społeczności, jednocześnie zwiększając wolumen wytwarzanej energii cieplnej i w lepszym stopniu wykorzystywać posiadany majątek produkcyjny spółki.

Grupa PGE była również aktywna w kształtowaniu lokalnych polityk rozwoju miast i gmin, podpisując listy intencyjne oraz umowy regulujące przyszłą współpracę PGE EC oraz jednostek samorządu terytorialnego w zakresie zapewnienia dostaw energii cieplnej. Tego typu uzgodnienia sprzyjają optymalizacji polityki inwestycyjnej spółki oraz pozwalają prowadzić politykę promocji ekologicznego ciepła przez jednostki samorządu terytorialnego. Porozumienia zawarto m.in. w Krakowie, Gdyni, czy Kielcach.

Równolegle kontynuowano działania ukierunkowane na modernizację lokalnych sieci ciepłych, należących do przedsiębiorstw samorządowych tak, aby osiągnęły one status systemów efektywnych. Przykładem może być podpisanie listu intencyjnego z MPEC w Chełmie. Jednocześnie prowadzono działania operacyjne, ukierunkowane na prowadzenie analiz, koncepcji czy prac realizacyjnych wynikających z poprzednio zawartych umów. Budowa i modernizacja lokalnych aktywów ciepłowniczych jest podyktowana europejskimi i krajowymi regulacjami środowiskowymi, które zaczną obowiązywać w ciągu najbliższych kilku lat. Dla samorządów oznacza to czas odpowiedzialnych i koniecznych decyzji w zakresie modernizacji źródeł wytwarzania energii cieplnej, w tym inwestycji zwiększających udział odnawialnych źródeł energii oraz wzrostu efektywności energetycznej. PGE EC posiada odpowiedni potencjał kapitałowy oraz techniczny pozwalający na wsparcie lokalnych władz i społeczności w osiągnięciu opisywanych celów.

W obszarze sprzedaży Grupa PGE koncentruje się na wzmacnianiu relacji z klientami dzięki rozwojowi wiedzy o ich potrzebach. W odpowiedzi na zidentyfikowane oczekiwania Grupa PGE rozszerza swoją ofertę m.in. o nowe produkty i usługi komplementarne do energii elektrycznej oraz rozwija nowe kanały sprzedaży i komunikacji.

Osiągnięcie statusu niezawodnego, wiarygodnego i nowoczesnego dostawcy pozwoli Grupie PGE na utrzymanie niskiego wskaźnika migracji klientów w segmencie masowym oraz przyczyni się do pozyskania nowych klientów poszukujących zindywidualizowanych ofert.

Kluczowe wskaźniki	Realizacja 2017-2019	Wykonanie i cel wskaźnika	Jak zamierzamy realizować cel w perspektywie 2020 i w latach następnych										
NIEZAWODNY I AKTYWNY DOSTAWCA MEDIÓW I USŁUG													
SAIDI (minuty)	<ul style="list-style-type: none"> Uruchomienie Programu Kablowania sieci średniego napięcia w celu minimalizacji wpływu zjawisk atmosferycznych na stabilność dostaw energii. 	 <table border="1"> <tr><th>Rok</th><td>2017</td><td>2018</td><td>2019</td><td>Cel 2020</td></tr> <tr><th>Wartość</th><td>557</td><td>299</td><td>261</td><td>196</td></tr> </table>	Rok	2017	2018	2019	Cel 2020	Wartość	557	299	261	196	<ul style="list-style-type: none"> Dalszy wzrost niezawodności dostaw oraz obniżenie wskaźników SAIDI i SAIFI do 2020 roku. Zwiększenie poziomu skablowania sieci. Opracowanie zintegrowanego i zautomatyzowanego systemu zarządzania infrastrukturą sieci dystrybucyjnej nN współpracującą z rozproszonymi źródłami energii. Budowa systemu inteligentnej rekonfiguracji sieci nN dla poprawy jakości świadczonych usług dystrybucyjnej w stanach normalnych i awaryjnych pracy sieci. Wypracowanie autonomicznych mechanizmów redukcji skutków awarii w sieciach SN.
Rok	2017	2018	2019	Cel 2020									
Wartość	557	299	261	196									
SAIFI (minuty na odbiorcę)	<ul style="list-style-type: none"> Kontynuacja procesów ujednociających działalność operacyjną w PGE Dystrybucja. Podjęcie współpracy przy budowie sieci LTE 450 na potrzeby KSE. 	 <table border="1"> <tr><th>Rok</th><td>2017</td><td>2018</td><td>2019</td><td>Cel 2020</td></tr> <tr><th>Wartość</th><td>5,48</td><td>3,92</td><td>3,88</td><td>2,11</td></tr> </table>	Rok	2017	2018	2019	Cel 2020	Wartość	5,48	3,92	3,88	2,11	
Rok	2017	2018	2019	Cel 2020									
Wartość	5,48	3,92	3,88	2,11									
Czas przyłączenia odbiorcy (dni)	<ul style="list-style-type: none"> Rozbudowa infrastruktury przyłączeniowej zarówno dla odbiorców oraz rozproszonych wytwórców energii elektrycznej. Uproszczenie i skrócenie procesu przyłączenia. 	 <table border="1"> <tr><th>Rok</th><td>2017</td><td>2018</td><td>2019</td><td>Cel 2020</td></tr> <tr><th>Wartość</th><td>215</td><td>211</td><td>199</td><td>180</td></tr> </table>	Rok	2017	2018	2019	Cel 2020	Wartość	215	211	199	180	
Rok	2017	2018	2019	Cel 2020									
Wartość	215	211	199	180									
Wskaźnik jakości obsługi klienta (w pkt, PGE Obrót S.A.)	<ul style="list-style-type: none"> Stały monitoring poziomu wskaźników satysfakcji klienta i oceny wiarygodności. Systematyczna rozbudowa oferty produktowej w sprzedaży detalicznej oraz nowych kanałów sprzedaży (PGE eSklep, mobilne elektroniczne Biuro Obsługi Klienta, chatbot). Osiągnięcie poziomu pół miliona klientów obsługiwanych za pomocą eFaktury. Nowa marka sprzedaży detalicznej – Lumi. 	 <table border="1"> <tr><th>Rok</th><td>2018</td><td>2019</td><td>Cel 2020</td></tr> <tr><th>Wartość</th><td>79,2</td><td>80,7</td><td>82,0</td></tr> </table>	Rok	2018	2019	Cel 2020	Wartość	79,2	80,7	82,0	<ul style="list-style-type: none"> Rozwój oferty produktowej oraz zdalnych kanałów komunikacji z wykorzystaniem m.in. platform cyfrowych oraz inteligentnych urządzeń. Umacnianie długoterminowych relacji z klientami. Utrzymanie niskiego wskaźnika migracji klientów w segmencie masowym. 		
Rok	2018	2019	Cel 2020										
Wartość	79,2	80,7	82,0										

NAJBARDZIEJ EFEKTYWNA I ELASTYCZNA GRUPA ENERGETYCZNA W POLSCE

Jednym z kluczowych warunków realizacji pozostałych celów strategicznych jest zapewnienie efektywności kosztowej i operacyjnej, natomiast poprzez elastyczność Grupa PGE zyskuje możliwość szybkiego reagowania na wyzwania pojawiające się w otoczeniu.

Inicjatywy związane z ograniczeniem kosztów kontrolowalnych Grupy PGE oraz zapewnieniem stabilnego finansowania np. z wykorzystaniem rynku mocy, wspierają utrzymanie wskaźnika zadłużenie netto/EBITDA na poziomie gwarantującym możliwość realizacji ambitnego programu inwestycyjnego GK PGE.

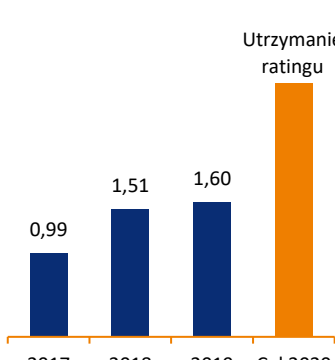
2 stycznia 2019 roku zakończono proces konsolidacji aktywów wytwórczych w segmencie Ciepłownictwo. W tym dniu PGE EC przejęła sześć zakładów wytwórczych należących uprzednio do PGE GiEK, są to elektrociepłownie w Rzeszowie, Bydgoszczy, Gorzowie, Lublinie, Zgierzu i Kielcach. W ten sposób powstał podmiot, posiadający ok. 19% udziałów w krajowej produkcji ciepła z kogeneracji. Opisywana konsolidacja wpisuje się w realizację Strategii Ciepłownictwa, a dodatkowo poprzez efekt skali i ujednoczone systemy zarządzania powstałe przedsiębiorstwo będzie mogło w sposób konkurencyjny i zoptymalizowany funkcjonować na rynku wykorzystując potencjały wzrostu na lokalnych rynkach ciepła.

2 stycznia 2020 roku zakończono proces przenoszenia Elektrowni Rybnik do segmentu Energetyka Konwencjonalna. Opisywany proces był wielowymiarowy, polegał na przeniesieniu aktywów, a także uprawnień administracyjno-prawnych zapewniających ciągłość pracy zakładu. Elektrownia w Rybniku posiada osiem bloków energetycznych, o łącznej mocy 1 800 MW. Konsolidacja aktywów wytwórczych w PGE GiEK pozwoli ujednoczyć systemy zarządzania aktywami i wykorzystać potencjał skali do optymalizacji osiągniętych efektów ekonomicznych.

Kontynuowano prace nad uszczegółowieniem zapisów zawartych w Polityce Zarządzania Majątkiem, poprzez uchwalenie Strategicznych Planów Zarządzania Majątkiem w poszczególnych Liniach Biznesowych. Przyjęte rozwiązania ujednoczą podejście do planowania wydatków i pozwolą zoptymalizować koszty utrzymania majątku i nakłady modernizacyjno-odtworzeniowe na poziomach gwarantujących zadowalającą rentowność a także zachować odpowiednią dyspozycyjność i bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej i ciepłej.

Jednocześnie w 2019 roku realizowano szereg działań mniejszej skali, które przełożą się na wzrost efektywności kosztowej, są to m.in.

- aktywizacja nieruchomości niewykorzystywanych w działalności operacyjnej poprzez lokowanie na nich instalacji PV,
- aktywna rola PGE EC w programach popularyzacji ciepłej wody użytkowej pozwalająca zintensyfikować wykorzystanie majątku wytwórczego i zminimalizować koszty stałe,
- sukcesywna wymiana floty wytwórczej PGE EC na jednostki gazowe, obniżająca koszty obsługi,
- realizacja Programu Kablowania sieci dystrybucji energii, pozwalająca zredukować koszty eksploatacji linii.

Kluczowe wskaźniki	Realizacja 2017-2019	Wykonanie i cel wskaźnika	Jak zamierzamy realizować cel w perspektywie 2020 i w latach następnych										
NAJBARDZIEJ EFEKTYWNA I ELASTYCZNA GRUPA ENERGETYCZNA W POLSCE													
Zadłużenie netto/EBITDA	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Inicjatywy porządkowe zwiększające efektywność zarządzania i generujące oszczędności kosztowe. ▪ Pozyskanie kontraktów mocowych na lata 2021-2024. ▪ Wykorzystanie programów dofinansowania inwestycji, modernizacji i programów badawczo-rozwojowych. ▪ Kontynuacja wdrażania systemu zintegrowanego zarządzania majątkiem produkcyjnym – opracowanie strategicznych planów zarządzania majątkiem. 	 <table border="1"> <caption>Wykonanie i cel wskaźnika</caption> <thead> <tr> <th>Rok</th> <th>Wykonanie i cel wskaźnika</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2017</td> <td>0,99</td> </tr> <tr> <td>2018</td> <td>1,51</td> </tr> <tr> <td>2019</td> <td>1,60</td> </tr> <tr> <td>Cel 2020</td> <td>Utrzymanie ratingu</td> </tr> </tbody> </table>	Rok	Wykonanie i cel wskaźnika	2017	0,99	2018	1,51	2019	1,60	Cel 2020	Utrzymanie ratingu	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Dalsza sukcesywna wymiana floty wytwórczej na jednostki zasilane paliwem gazowym. ▪ Wykorzystanie terenów niezagospodarowanych do lokalizacji aktywów produkcyjnych np. PV. ▪ Wykorzystanie dedykowanych zewnętrznych funduszy pomocowych dedykowanych transformacji energetycznej.
		Rok	Wykonanie i cel wskaźnika										
2017	0,99												
2018	1,51												
2019	1,60												
Cel 2020	Utrzymanie ratingu												

LIDER ROZWOJU NOWYCH MODELI BIZNESOWYCH I SEGMENTÓW DZIAŁALNOŚCI

W strategii Grupy PGE duże znaczenie przypisano rozwijaniu nowych modeli biznesowych oraz obszarów działalności, co ma prowadzić do dywersyfikacji struktury przychodów oraz wzrostu wyniku EBITDA. Narzędziem do realizacji powyższego celu jest angażowanie się Grupy PGE we współpracę nad rozwojem i komercjalizacją nowych technologii, we współpracy z wiarygodnymi partnerami, których kompetencje umożliwiają osiągnięcie przewagi konkurencyjnej oraz synergii. W zbiorze potencjalnych obszarów zainteresowania zdefiniowano m.in. carsharing, budowę punktów ładowania EV, technologie ICT wspomagające wdrażanie nowych modeli biznesowych np. ESCO, energetykę rozproszoną, magazynowanie energii, smart grid oraz power to gas.

W 2019 roku największe znaczenie miało zaangażowanie w obszar elektromobilności rozumianej zarówno jako rozbudowa infrastruktury ładowania oraz zakup spółki świadczącej usługi wynajmu samochodów, w tym aut elektrycznych.

24 kwietnia 2019 roku Nowa Energia zawarła umowę nabycia 51,47% akcji spółki 4Mobility S.A. („4Mobility”). Zakupione przedsiębiorstwo prowadzi działalność w na rynku usług carsharingowych i jest trzecim podmiotem na polskim rynku pod względem liczby udostępnianych pojazdów. Usługi carsharing polegają na wynajmie samochodu w ramach tzw. współdzielenia z innymi użytkownikami systemu na krótkie okresy. Dodatkowo spółka świadczy usługi smart-rental czyli krótkoterminowy wynajem pojazdów na okres jednego do kilku dni realizowane za pośrednictwem elektronicznych systemów rezerwacyjnych. Zgodnie z zapisami strategii 4Mobility jej działalność będzie koncentrować się na:

- dynamicznym rozwoju infrastruktury usługowej w tym rozpoczęciu działalności w kolejnych miastach, a także zaoferowaniu usług wynajmu w innych kategoriach m.in. skuterów, pojazdów użytkowych, samochodów dostawczych, w tym rozbudowę floty do co najmniej 1 500 pojazdów,
- zawieraniu partnerstw strategicznych oraz stworzeniu innowacyjnej platformy usługowej z podmiotami zainteresowanymi rozwojem innowacyjnych form mobilności,
- dynamicznym wzroście bazy użytkowników tak, aby na koniec 2021 roku spółka posiadała 50 tys. klientów.

Środki z nowej emisji akcji, którą objęła Grupa PGE, zostały już przeznaczone na realizację celów strategicznych, w tym przygotowano i rozpoczęto realizację ekspansji w ujęciu geograficznym na nowe miasta oraz w nowych obszarach usług, w tym w segmencie pojazdów elektrycznych czy dostawczych.

Dopełnieniem transakcji kapitałowej było zawarcie umowy wewnątrzgrupowej z PGE Energia Odnawialna, na mocy której PGE EO dostarczy klientom aut elektrycznych w pełni ekologiczne zasilanie pojazdów energią pochodzącą z OZE. Na mocy kontraktu Nowa Energia zakupi gwarancje pochodzenia energii elektrycznej z OZE.

Jednocześnie rozwijano sieć infrastruktury do ładowania pojazdów elektrycznych, obecnie są one obecne w 19 miejscowościach. Niezależnie zostały podjęte kolejne działania m.in. z przedstawicielami organów administracji samorządowej, których celem jest dalsze zwiększanie liczby punktów ładowania. We wrześniu 2019 roku podpisano list intencyjny z Zakładem Ubezpieczeń Społecznych, którego efektem ma być budowa ogólnodostępnych punktów ładowania samochodów elektrycznych zlokalizowanych przy oddziałach ubezpieczyciela.

Konsekwencją działań podejmowanych w segmencie elektromobilności będzie nie tylko dywersyfikacja przychodów Grupy PGE, ale również zwiększenie efektywności wykorzystania posiadanych aktywów produkcyjnych. Rozwój floty samochodów elektrycznych, realizowany m.in. poprzez zakup 4Mobility, pozwoli Grupie PGE efektywnie skoordynować działania w obszarze elektromobilności, a ich ładowanie w gospodarstwach domowych w godzinach nocnych sprzyja bardziej równomiernemu i efektywnemu wykorzystaniu posiadanego majątku wytwórczego i dystrybucyjnego.

Działania Grupy PGE obejmujące inwestycje kapitałowe w przedmiotowym obszarze są realizowane przez spółkę PGE Ventures sp. z o.o., a także przez Towarzystwo Funduszy Inwestycyjnych Energia S.A.

30 lipca 2019 roku PGE wraz z spółkami zależnymi zawarły umowę inwestycyjną z TFI Energia S.A., mającą na celu utworzenie i zarządzanie aktywami funduszu inwestycyjnego zamkniętego aktywów niepublicznych „Fundusz Inwestycyjny Zamknięty Aktywów Niepublicznych Eko-Inwestycje”. Zadaniem funduszu będą inwestycje w podmioty działające w obszarach rynkowych związanych m.in. z: elektromobilnością, zwiększeniem elastyczności i optymalizacją systemów energetycznych, usługami efektywności energetycznej, ograniczaniem emisyjności energetyki oraz poprawą jej sprawności. W obszarze zainteresowań znajdują się również inwestycje w wysokowydajne źródła wytwarzania, technologie cyfrowe służące poprawie efektywności kosztowej procesów produkcyjnych i wspierających w energetyce. Kapitał funduszu wyniesie nie mniej niż 1,5 mld PLN. Zostanie on zgromadzony w ciągu 3 lat od daty jego rejestracji. 23 sierpnia 2019 roku zarejestrowano utworzenie funduszu w Rejestrze Funduszy Inwestycyjnych. Fundusz został utworzony na czas nieokreślony.

Natomiast zadaniem PGE Ventures sp. z o.o. pozostają inwestycje kapitałowe w innowacyjne start-upy. Dodatkowo spółka współtworzy zewnętrzne fundusze inwestycyjne typu Venture, w ramach Programu Polskiego Funduszu Rozwoju („PFR”), Narodowego Centrum Badań i Rozwoju („NCBiR”). Spółka realizuje działania związane z inkubacją i akceleracją start-upów na najwcześniejszym etapie ich rozwoju, w tym realizuje projekty we współpracy z Liniami Biznesowymi Grupy PGE.

W 2019 roku portfel inwestycyjny poszerzył się m.in. o:

- PySENSE – spółka, która dostarcza autonomiczne urządzenia komunikacyjne przeznaczone do zdalnego odczytu danych pomiarowych z inteligentnych liczników energii elektrycznej,
- Connectpoint – spółka, zajmująca się tworzeniem algorytmów do predictive maintenance (przewidywanie napraw), zdalnej kontroli produkcji oraz optymalizacji procesu produkcji i dystrybucji.

Niezależnie prowadzono prace poprzedzające inwestycje w spółkę Prodio, która oferuje narzędzia do optymalizacji procesów produkcyjnych dedykowanych dla małych przedsiębiorstw produkcyjnych, zatrudniających do 20 pracowników. Inwestycje sfinalizowano w styczniu 2020 roku.

OPCJE STRATEGICZNE

W celu utrzymania pozycji lidera wytwarzania w długim terminie, przekraczającym horyzont roku 2020, Grupa PGE dysponuje trzema opcjami strategicznymi, które umożliwiają dokonanie optymalnego wyboru w kontekście regulacji polityki energetycznej i klimatycznej. Są to:

- budowa morskich elektrowni wiatrowych o łącznej mocy do 2,5 GW,
- budowa pierwszej polskiej elektrowni jądrowej, po wypracowaniu modelu gwarantującego efektywność ekonomiczną inwestycji i przy uwzględnieniu możliwości inwestycyjnych GK PGE,
- nowoczesna energetyka węglowa, w tym zagospodarowanie nowych złóż węgla brunatnego, w przypadku istotnego złagodzenia polityki klimatycznej.

DZIAŁANIA ZWIĄZANE Z MORSKĄ ENERGETYKĄ WIATROWĄ

Historia i status prac nad Programem Offshore

Program budowy Morskich Farm Wiatrowych stanowi jedną z opcji strategicznych określonych w aktualizacji Strategii Grupy Kapitałowej z 2016 roku. Niemniej sam program został uruchomiony w GK PGE wcześniej, bo już w 2009 roku. W 2012 roku spółki celowe Baltica 1, 2 i 3 uzyskały pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp umożliwiających zainstalowanie na ich obszarach morskich farm wiatrowych o łącznej maksymalnej mocy 3,5 GW. Do tej pory prowadzono przede wszystkim prace przygotowawcze.

Morska energetyka wiatrowa a Polityka Energetyczna Polski

Zaktualizowany Projekt PEP do 2040 roku, przekazany do konsultacji 8 listopada 2019 roku oraz projekt Krajowego Planu na Rzecz Energii i Klimatu na lata 2021-2030 („KPEiK”) opublikowany 19 stycznia 2019 roku przewidują istotny rozwój morskich elektrowni wiatrowych. Zgodnie z zaktualizowanym projektem PEP ich moc ma osiągnąć: 3,8 GW w 2030 roku, 5,7 GW w 2035 roku i 8,0 GW w 2040 roku. Morska energetyka wiatrowa pozwala wypełnić cele UE dotyczące OZE, obniżyć ekspozycję na koszty emisji CO₂, oraz wpływać pozytywnie na rozwój gospodarczy.

Otoczenie regulacyjne

15 stycznia 2020 roku Ministerstwo Aktywów Państwowych opublikowało do konsultacji społecznych projekt Ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, który ma określać zasady realizacji inwestycji oraz mechanizmy wsparcia dla energii elektrycznej wytworzonej z wykorzystaniem opisywanych źródeł.

Akceptacja społeczna

Z uwagi na lokalizację morskich farm wiatrowych Grupy PGE poza obszarem morza terytorialnego, czyli ponad 12 mil morskich od linii brzegowej (ponad 22 km), nie identyfikuje się istotnego ryzyka braku akceptacji społecznej dla Programu Offshore. Doświadczenia krajów z zachodniej Europy pokazują, że przy poszanowaniu innych użytkowników obszarów morskich, zwłaszcza środowisk rybackich, rozwojowi morskiej energetyki wiatrowej towarzyszy pozytywne nastawienie społeczne, głównie za sprawą rozwoju lokalnego łańcucha dostaw i tworzenia nowych miejsc pracy.

DZIAŁANIA ZWIĄZANE Z ENERGETYKĄ JĄDROWĄ

Partnerstwo biznesowe

PGE EJ1 sp. z o.o. („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 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. Grupa nie uznaje zgłoszonych w stosunku do niej roszczeń, a ewentualne ich zasądzenie przez sąd uważa za mało prawdopodobne.

DZIAŁANIA ZWIĄZANE Z ZAGOSPODAROWANIEM ZŁOŻA ZŁOCZEW

Zagospodarowanie nowych złóż w okolicy Złoczewa jest jedną z opcji strategicznych Grupy Kapitałowej PGE zapisanych w Zaktualizowanej Strategii Grupy Kapitałowej PGE w perspektywie 2020 roku.

Historia i status prac związanych z zagospodarowaniem złoża Złoczew

Działania w ramach projektu pn. „Uzyskanie koncesji na wydobywanie węgla ze złoża Złoczew” rozpoczęły się w 2008 roku. W latach 2008 – 2019 wykonano opracowania i przygotowano dokumentację w zakresie budowy złoża, jego parametrów jakościowych, hydrogeologii, uwarunkowań technologicznych związanych z eksploatacją węgla. Równoległe prowadzono prace mające na celu uzyskanie koncesji.

30 kwietnia 2019 roku na wniosek PGE GiEK Minister Środowiska wszczął postępowanie w sprawie udzielenia koncesji na wydobycie węgla brunatnego ze złoża Złoczew, natomiast 14 maja 2019 roku Minister Energii wydał postanowienie, które pozytywnie uzgadnia projekt koncesji dotyczący opisywanego złoża.

Proces zabezpieczenia koncesji wydobywczej dla złóż w okolicy Złoczewa jest realizowany jak wiele innych procesów wynikających z opcji strategicznych Grupy Kapitałowej PGE. Realizacja projektu będzie zależeć od otoczenia regulacyjnego w kraju i Unii Europejskiej.

Aktualna koncepcja zagospodarowania złoża Złoczew

W ostatnich latach prowadzone były również prace mające na celu określenie preferowanego sposobu zagospodarowania węgla ze złoża Złoczew.

Uzyskanie koncesji nie jest jednoznaczne z uruchomieniem prac związanych z budową kopalni. Ostateczny kształt Polityki energetycznej Polski, polityka klimatyczno-energetyczna Unii Europejskiej, potrzeby systemu elektroenergetycznego czy model rynku i koszt finansowania konkretnych przedsięwzięć wpłyną na finalną decyzję inwestycyjną.

Z analizy PGE wynika, że wydobycie węgla w polu Bełchatów i Szczerców kształtuje się obecnie na poziomie ok. 40 mln ton/rok, z kolei potencjał wydobywczy kopalni Złoczew wynosi około 18 mln ton węgla/rok i nie pozwoli na pełne odtworzenie dzisiejszych możliwości potencjału Kompleksu Energetycznego Bełchatów.

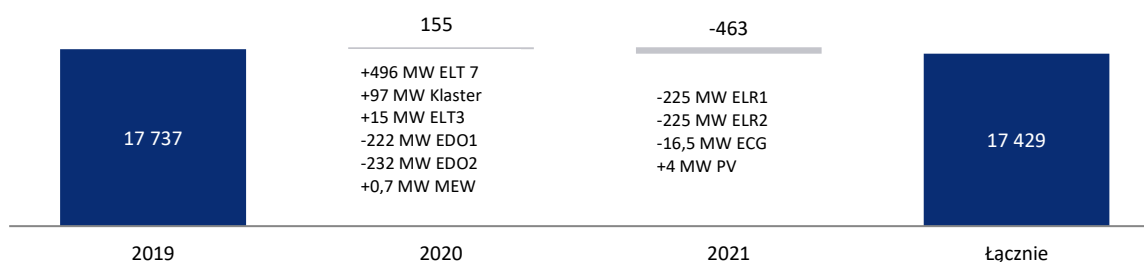
2.3. Perspektywy rozwoju działalności w perspektywie krótko- i średnioterminowej

	GŁÓWNE KIERUNKI ZMIAN	POTENCJALNY WPŁYW NA PGE
Otoczenie makroekonomiczne – świat	<ul style="list-style-type: none"> ■ W związku z globalną pandemią koronawirusa SARS-CoV-2, powodującego chorobę COVID-19 prognozy dynamiki PKB Strefy Euro na 2020 rok są obciążone wysoką niepewnością. Dane sprzed wybuchu pandemii wskazujące na utrzymanie niskiego poziomu wzrostu w zakresie 1,1% - 1,2%, zostały zmniejszone do 0,8%. ■ Spodziewane jest pogłębienie ujemnej dynamiki produkcji przemysłowej. ■ Oczekiwane pogorszenie sytuacji na rynku pracy w związku z pandemią przełoży się negatywnie na poziom konsumpcji prywatnej. ■ Spadek dynamiki nakładów na środki trwałe może być głębszy niż poprzednio oczekiwany. ■ Negatywna perspektywa salda wymiany handlowej i koniunktury w sektorze usług (spadek wskaźnika PMI w marcu do zaledwie 28,4 pkt). ■ Stopy procentowe banków centralnych w większości gospodarek rozwiniętych jeszcze przed wybuchem pandemii kształtowały się na bardzo niskim lub ujemnym poziomie, co w sytuacji pojawienia się recesji znacząco ogranicza dostępność konwencjonalnych narzędzi stymulacji monetarnej. ■ Nowe programy m.in. Europejskiego Banku Centralnego zakładają skup obligacji rządowych oraz długu korporacyjnego. Jednocześnie zapowiadane są fiskalne pakiety antykrzysowe ukierunkowane na utrzymanie płynności przedsiębiorstw. 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Zahamowanie wzrostu w Strefie Euro oraz ograniczenia po stronie producentów i przewoźników będą mieć negatywny wpływ na poziom eksportu netto towarów z Polski. Efekt osłabienia krajowej waluty, który w okresach kryzysowych nieco wspierał eksporterów, tym razem może być niewystarczający. Z tego względu krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną w KSE oraz obciążenie jednostek konwencjonalnych pozostaną pod presją spadkową. ■ W przypadku utrzymania się spowolnienia w sektorze przemysłowym Strefy Euro utrzyma się kontynuacja spadku popytu na paliwa kopalne, co w rezultacie skutkować może dalszym spadkiem cen paliw dla Grupy PGE. W tym przypadku jednak decydujące mogą być zarówno czynniki pozaeuropejskie, jak i lokalne uwarunkowania. ■ Spowolnienie w europejskim przemyśle oraz zmiany technologiczne oznaczają również mniejszą emisję dwutlenku węgla, co może wpłynąć na ograniczenie ceny uprawnień do emisji w systemie EU ETS, a tym samym niższe koszty umarżanych uprawnień do emisji dwutlenku węgla w GK PGE.
Otoczenie makroekonomiczne – Polska	<ul style="list-style-type: none"> ■ Dynamika realnego PKB w 2019 roku wyniosła 4,1% względem 5,1% w 2018 roku, ze znacznym osłabieniem w IV kwartale 2019 roku. ■ Konsumpcja prywatna w 2019 roku pozostała czynnikiem decydującym dla dynamiki PKB, lecz jej wzrost o 3,9% r/r był wolniejszy niż w 2018 roku. Obniżyła się również dynamika nakładów na środki trwałe, co jednak zostało częściowo zrekomensowane pozytywnym wpływem eksportu netto. ■ Na spadek dynamiki wartości dodanej istotnie wpłynęło spowolnienie wzrostu w przemyśle i budownictwie, gdzie produkcja sprzedana rosła w znacznie mniejszym stopniu w porównaniu do lat ubiegłych. ■ Prognozy KE i NBP sprzed wybuchu pandemii koronawirusa SARS CoV- 2 zakładały w kolejnych latach dalszy spadek dynamiki PKB do poziomów w zakresie 3,2% – 3,6%. Skala faktycznego spowolnienia będzie 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Polska gospodarka na początku 2020 roku znajdowała się w fazie późnej ekspansji, w której struktura malejącej dynamiki PKB skutkuje zmniejszeniem wzrostu zapotrzebowania na energię, a przy niekorzystnych warunkach atmosferycznych może prowadzić do jego spadku, co miało miejsce w 2019 roku. Spadek zapotrzebowania na energię ogółem wpływa negatywnie na obciążenie konwencjonalnych jednostek wytwórczych oraz wolumeny dystrybucji i sprzedaży energii elektrycznej. ■ Niższy poziom zapotrzebowania oraz inne czynniki strukturalne mogą przełożyć się na niższą cenę energii elektrycznej na rynku hurtowym. ■ Nie oczekuje się zmiany długoterminowego ratingu ryzyka kredytowego Polski w PLN i walutach obcych, co przy innych czynnikach niezmiennych, powinno pozostać neutralne dla kosztów finansowania

	GŁÓWNE KIERUNKI ZMIAN	POTENCJALNY WPŁYW NA PGE
	<p>zależać od trwałości zaburzeń w łańcuchach dostaw i sprzedaży detalicznej. Długoterminowe utrzymanie ograniczeń wynikających z ogłoszonego w marcu stanu zagrożenia pandemicznego negatywnie wpłynie na poziom produkcji przemysłowej i inwestycji, prowadząc do okresowego spadku poziomu zatrudnienia oraz zmian w dynamice i strukturze konsumpcji prywatnej.</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ W związku z nasileniem presji kosztowej o różnych źródłach w 2019 roku silnie wzrosły wskaźniki cen osiągając w grudniu 3,1% w przypadku inflacji po wyłączeniu cen energii i żywności oraz 3,4% w przypadku inflacji konsumenckiej (CPI). Prognoza NBP z marca 2019 roku zakłada wzrost CPI do 3,7% w 2020. ■ Wśród licznych sygnałów ostrzegawczych wskazuje się: <ul style="list-style-type: none"> ■ Utrzymywanie się wskaźnika PMI przemysłu w całym 2019 roku znacznie poniżej 50 pkt., co wskazuje na trwałe spowolnienie w przemyśle. Jest to najniższy poziom od 2013 roku. Tendencję potwierdza również wskaźnik ogólnego klimatu koniunktury w przetwórstwie przemysłowym publikowany przez GUS. Efekty pandemii będą zauważalne w marcowych i kwietniowych odczytach wskaźników makroekonomicznych. ■ Utrata płynności przez znaczną liczbę przedsiębiorstw na skutek ograniczenia aktywności konsumenckiej, przestoju produkcyjnych i przerwanych łańcuchów dostaw. ■ Wzrost dynamiki cen dóbr i usług konsumpcyjnych powyżej celu inflacyjnego. ■ Utrzymujące się spowolnienie wzrostu w Strefie Euro, a także niepewność związaną opuszczeniem UE przez Wielką Brytanię. ■ Spodziewane obniżenie tempa wzrostu inwestycji publicznych i absorpcji funduszy UE. 	<p>programów inwestycyjnych. W związku z podjętymi działaniami antykrzysowymi banków centralnych dostępność finansowania dłużnego powinna pozostać utrzymana.</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Wzrost wskaźników cen robót budowlano-montażowych oraz presja kosztowa w segmencie budownictwa specjalistycznego mogą skutkować wyższymi nakładami na realizację zaplanowanego programu inwestycyjnego oraz wyższymi kosztami usług obcych. Strukturalny niedobór wykwalifikowanych pracowników, jak również okresowe przestoje wynikające ze stanu zagrożenia pandemicznego, mogą spowodować opóźnienia w realizacji zadań inwestycyjnych i remontowych.
Trendy na rynkach energii elektrycznej i paliw	<ul style="list-style-type: none"> ■ Węgiel kamienny na rynkach światowych w lekkim trendzie spadkowym z powodu wysokich zapasów, słabego wzrostu i zmian technologicznych w zakresie wytwarzania energii. ■ Realizowane inwestycje w obszarze wydobycia węgla kamiennego w kraju powinny wpłynąć na zahamowanie spadku produkcji surowca. ■ Jednocześnie oczekiwany jest spadek zużycia tego paliwa na potrzeby produkcji energii elektrycznej z uwagi na zmiany strukturalne w sektorze wytwarzania (nowe wysokosprawne jednostki wytwórcze, odstawianie starszych źródeł). ■ Spodziewany jest systematyczny wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny w Polsce i regionie, w perspektywie nowych inwestycji w bloki opalane tym paliwem oraz jednostki wysokosprawnej kogeneracji oraz stopniowej zmiany miks paliwowy w Niemczech. ■ Rozwój możliwości dostaw gazu ziemnego do Polski (rozbudowa terminala LNG, projekt Baltic Pipe, projekty infrastrukturalne eksporterów LNG). ■ Zwiększenie możliwości handlowych na połączeniach przesyłowych z Niemcami wraz z ukończeniem inwestycji sieciowych wpłynęło na zwiększenie importu netto energii elektrycznej do 10,4 TWh w 2019 roku. ■ Zmiany w modelu rynku energii: <ul style="list-style-type: none"> ■ wdrożenie mechanizmu rynku mocy, ■ rozpoczęcie przygotowań do zmian zasad funkcjonowania rynku bilansującego, ■ zmiany w zakresie ustalania cen energii dla odbiorców końcowych, 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Mniejsze ryzyko dostępności krajowego węgla na potrzeby źródeł wytwórczych Grupy PGE i potencjalny spadek cen w długim terminie. ■ Nowy potencjał dostaw gazu ziemnego umożliwi rozwój Elektrowni Dolna Odra przy wykorzystaniu technologii CCGT. ■ Wzrost możliwości importowych gazu ziemnego wpłynie na możliwość realizacji inwestycji w wysokosprawną kogenerację gazową w nowym systemie wsparcia. ■ Rentowność segmentu Obrót uzależniona od poziomu rekompensat dostępnych z tytułu regulacji cen oraz presja na płynność do czasu realizacji pierwszych wypłat rekompensat. ■ Większa dostępność handlowa energii elektrycznej na sąsiednich rynkach będzie nadal istotnie wpływać na poziom importu energii elektrycznej do Polski, ograniczając wzrost poziomu cen na rynku hurtowym i obciążenie jednostek Grupy PGE. ■ Rynek mocy jest szansą na stopniową transformację struktury mocy w KSE w kierunku budowy wysokosprawnych jednostek wytwórczych pracujących w podstawie obciążenia, elastycznych źródeł szczytowych oraz ograniczenia jednostek niespełniających wymogów środowiskowych. ■ Zmiany na rynku bilansującym docelowo mają umożliwić rynkową wycenę rezerw i usług systemowych, wzmocnić sygnały cenowe oraz zapewnić impuls do inwestycji w elastyczność po stronie wytwórców i odbiorców.

	GŁÓWNE KIERUNKI ZMIAN	POTENCJALNY WPŁYW NA PGE
	<ul style="list-style-type: none"> wdrożenie rozwiązań regulacyjnych dedykowanych dla energetyki rozproszonej. 	<ul style="list-style-type: none"> Aktywizacja odbiorców końcowych pozwoli Grupie PGE na rozwój oferty produktowej w nowych modelach współpracy.
Rozwój nowych technologii	<ul style="list-style-type: none"> Obserwujemy rosnącą konkurencyjność technologii wiatrowych (w tym offshore) i fotowoltaicznych, co potwierdzają ceny uzyskane w aukcjach OZE oraz dynamika przyrostu liczby mikroinstalacji. W niektórych państwach widoczne dynamiczne rozpowszechnianie pełnoskalowych, nowych technologii magazynowania energii, świadczących m.in. usługi regulacyjne na rzecz systemów elektroenergetycznych lub zwiększających lokalne bezpieczeństwo dostaw energii. Systematyczny rozwój energetyki prosumenckiej i dynamiczny przyrost liczby mikroinstalacji. Rozwój elektromobilności. Rozwój technologii informatycznych i telekomunikacyjnych znajdujących nowe zastosowania w sektorze energetycznym. 	<ul style="list-style-type: none"> Zwiększenie konkurencyjności nowych instalacji OZE wpływa na ich rozwój i zmienia warunki pracy starszych jednostek konwencjonalnych. Spadające koszty technologii offshore umożliwiają jej wykorzystanie dla utrzymania pozycji lidera wytwarzania przez Grupę PGE przy znacznie zredukowanym średnim poziomie emisyjności portfela. Komerccjalizacja magazynowania energii na skalę przemysłową umożliwi lepsze wykorzystanie OZE, uzupełniając moce konwencjonalne w roli bilansowania systemu, a także poprawiając lokalny poziom bezpieczeństwa energetycznego. Wraz z rozwojem energetyki prosumenckiej wzrasta zmienność warunków pracy sieci na poziomie lokalnym, co oznacza konieczność inwestycji w infrastrukturę (przyłączenia, modernizacje), przy ograniczeniu wolumenu dystrybuowanej energii elektrycznej. W segmencie Energetyka Konwencjonalna pojawia się wyższe zapotrzebowanie na jednostki wytwórcze o wysokiej elastyczności w celu bilansowania energetyki rozproszonej. Rozwój elektromobilności wpłynie na zwiększenie zapotrzebowania na energię elektryczną oraz zmianę jego dobowego profilu, co może nieznacznie zmienić warunki pracy niektórych bloków konwencjonalnych. Rozwój ten wymaga jednak inwestycji w rozwój infrastruktury sieciowej oraz punktów ładowania, a także systemu zarządzania ładowaniami. Możliwe jest także wykorzystanie baterii w samochodach elektrycznych jako magazynów energii produkowanych przez OZE. Wykorzystanie przez Grupę PGE nowych technologii oraz potencjału zasobów danych może pozwolić na rozwój w nowych rolach i obszarach działalności, a także poprawę efektywności operacyjnej.

PERSPEKTYWY PRZYROSTU MOCY OSIĄGALNYCH NA LATA 2019-2021 (MW BRUTTO)



Wyjaśnienie:

ELT – Elektrownia Turów

EDO – Elektrownia Dolna Odra

ECG – Elektrociepłownia Gorzów

ELR – Elektrownia Rybnik

MEW – Małe Elektrownie Wodne

PV – projekty fotowoltaiczne

Projekt Klaster – farma wiatrowa Karnice II, Starza, Rybice

Wykres przyrostu mocy przedstawia ilustracyjnie przyłączenia i wyłączenia mocy GK PGE wg stanu na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania. Harmonogramy mogą ulec zmianie. Dane nie obejmują potencjalnych przyrostów mocy związanych z inwestycjami w instalacje odnawialne, uzależnionymi od wyników przyszłych aukcji OZE.

OCENA MOŻLIWOŚCI REALIZACJI ZAMIERZEŃ INWESTYCYJNYCH

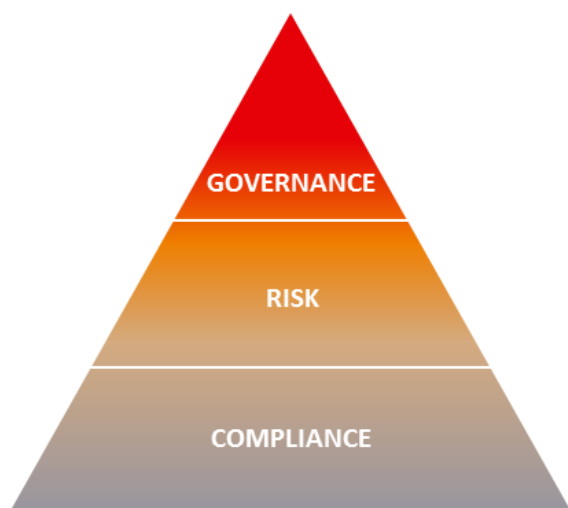
Obecnie realizowane inwestycje są finansowane ze środków generowanych z podstawowej działalności Grupy PGE, środków uzyskanych z emisji papierów wartościowych oraz innych rodzajów finansowania zewnętrznego, np. kredytów bankowych. Niektóre przyszłe inwestycje będą mogły być realizowane z udziałem partnerów kapitałowych i/lub projektowym finansowaniem dłużnym. Wyniki finansowe osiągnięte przez Grupę PGE oraz wolne limity kredytowe zabezpieczają wystarczające środki na realizację zamierzeń inwestycyjnych Grupy w średnim okresie. Istotna dla możliwości finansowania programu w długim okresie będzie skala poprawy efektywności grupy, zwłaszcza zmniejszenia poziomu kosztów operacyjnych, a także realizacja dużych projektów z udziałem partnerów kapitałowych i/lub projektowym finansowaniem dłużnym.

3. Ryzyka w działalności GK PGE

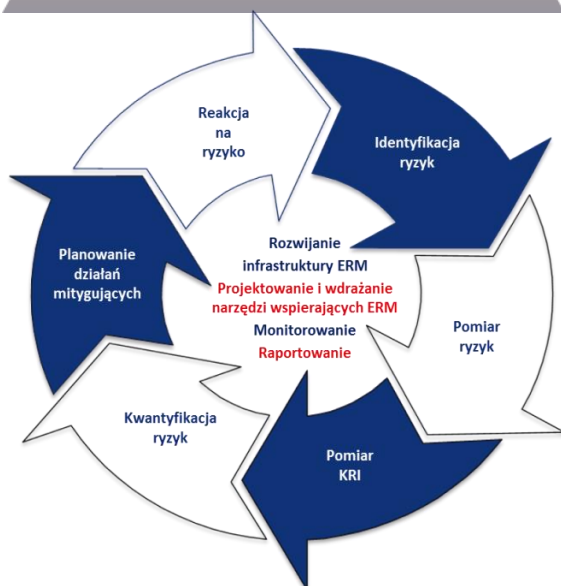
3.1. Zarządzanie ryzykiem

PGE S.A., jako Centrum Korporacyjne zarządzające Grupą, kreuje i wdraża rozwiązania w zakresie architektury zintegrowanego zarządzania ryzykiem w GK PGE. W szczególności kształtuje polityki, standardy i praktyki zarządzania ryzykiem w GK PGE, opracowuje i rozwija wewnętrzne narzędzia IT wspomagające proces, określa globalny apetyt na ryzyko oraz adekwatne limity, a także monitoruje ich poziomy.

Spółki z Grupy Kapitałowej PGE, podobnie jak inne podmioty z sektora elektroenergetycznego, narażone są na ryzyka i zagrożenia wynikające ze specyfiki prowadzonej działalności operacyjnej oraz funkcjonowania w określonym otoczeniu rynkowym i regulacyjno-prawnym.












W GK PGE zarządzanie ryzykiem realizowane jest w oparciu o model GRC (Governance – Risk – Compliance). Umożliwia to dopasowanie i integrację procesu na wszystkich poziomach zarządzania w poszczególnych obszarach działalności. Ustanowienie na najwyższym poziomie zarządczym Komitetu Ryzyka, raportującego bezpośrednio do Zarządu, zapewnia nadzór nad efektywnością zarządzania ryzykiem w Grupie. Zdefiniowanie funkcji w ramach korporacyjnego zarządzania ryzykiem pozwala na niezależną ocenę poszczególnych ryzyk, ich wpływu na GK PGE oraz limitowanie i kontrolę istotnych ryzyk za pomocą dedykowanych instrumentów. Wydzielenie w ramach Grupy odrębnej funkcji compliance gwarantuje, że prowadzona przez GK PGE działalność jest zgodna z uwarunkowaniami prawnymi oraz zapewnia przestrzeganie przyjętych norm wewnętrznych.

















Grupa Kapitałowa PGE konsekwentnie rozwija kompleksowy system zarządzania ryzykami. Oceniamy i analizujemy ryzyka w kluczowych spółkach Grupy. Mechanizmy identyfikacji obszarów narażonych na ryzyko oraz sposoby pomiaru jego poziomu podlegają ciągłej weryfikacji i doskonaleniu, dzięki czemu istotne ryzyka dotyczące poszczególnych segmentów działalności są utrzymywane w ustalonych granicach poprzez ograniczanie negatywnych skutków tych zagrożeń oraz podejmowanie działań wyprzedzających lub naprawczych, zgodnie z przedstawionym cyklem.









3.2. Czynniki ryzyka i działania mitygujące

Poniżej przedstawiono najważniejsze ryzyka i zagrożenia w PGE S.A. oraz Grupie PGE wraz z ich oceną oraz perspektywą na najbliższy rok.

Poziom ryzyka	 niski	 średni	 wysoki	Działania mitygujące i narzędzia służące zarządzaniu ryzykiem
Perspektywa ryzyka	 spadek	 wzrost	 stabilna	
poziom niski	ryzyko, które nie stwarza zagrożenia i może być tolerowane			
poziom średni	ryzyko, co do którego powinna być przygotowana odpowiednia reakcja, oparta na analizie kosztów i korzyści			
poziom wysoki	ryzyko nietolerowalne, wymagające podjęcia bezzwłocznej i aktywnej reakcji na ryzyko, zmierzającej do jednoczesnego zmniejszenia możliwych skutków oraz prawdopodobieństwa jego wystąpienia			
Ryzyka rynkowe i produktowe związane z cenami i wolumenami oferowanych produktów i usług	Ceny rynkowe energii elektrycznej oraz produktów powiązanych – wynikające z braku pewności co do przyszłych poziomów i zmienności rynkowych cen towarów w odniesieniu do otwartej pozycji kontraktowej, w szczególności w zakresie energii elektrycznej oraz produktów powiązanych (praw majątkowych, uprawnień do emisji CO ₂).			Działania: <ul style="list-style-type: none"> ■ Wykorzystanie jednolitych założeń organizacji procesu w kontekście strategii handlowych i planowania średnioterminowego (strategia zabezpieczania kluczowych ekspozycji w obszarze obrotu energią elektryczną i produktami powiązаныmi odpowiadająca apetytowi na ryzyko w horyzoncie średnioterminowym). ■ Ustalanie poziomu zabezpieczenia pozycji z uwzględnieniem wyników pomiaru ryzyka cen energii elektrycznej i produktów powiązanych, opartego o miarę „at risk”. Docelowe poziomy zabezpieczenia określone są z uwzględnieniem sytuacji finansowej Grupy, w szczególności biorąc pod uwagę założone cele wynikające z przyjętej strategii. ■ Zabezpieczenie marży na sprzedaży poprzez zakup brakujących uprawnień do emisji CO₂. ■ Badanie, monitorowanie oraz analiza rynków energii elektrycznej i produktów powiązanych w celu optymalnego wykorzystania możliwości wytwórczych i sprzedażowych. ■ Pozyskiwanie nowych klientów - dywersyfikacja kanałów dotarcia do odbiorców końcowych oraz różnicowanie grupy docelowych poprzez utrzymanie rozbudowanego portfolio produktowego i dopasowanie ofert do rynku. ■ Utrzymywanie dotychczasowych klientów - zdywersyfikowany portfel ofert lojalizujących oraz działania o charakterze pozyskaniowym oraz specjalne oferty dedykowane dla klientów utraconych na rzecz konkurencji. ■ Dbałość o wysoką jakość obsługi poprzez budowanie kompetencji wśród pracowników oraz kształtowanie relacji w obszarze klientów biznesowych i indywidualnych. ■ Wykorzystywanie narzędzi wspomagających procesy relacji z klientami umożliwiające lepsze planowanie oraz organizację samej sprzedaży.
	Wolumen sprzedaży energii elektrycznej – będący pochodną niepewności co do warunków determinujących zapotrzebowanie i popyt na energię elektryczną, mający bezpośredni wpływ na wielkość sprzedaży GK PGE na rynku.			
	Taryfy (ceny regulowane) – wynikające z obowiązku zatwierdzania dla odpowiednich grup podmiotów stawek dotyczących usług dystrybucyjnych, cen energii elektrycznej i ciepła.			

Ryzyka majątkowe związane z rozwojem i utrzymaniem majątku	Awarie i szkody w majątku – związane z eksploatacją i degradacją w czasie urządzeń i obiektów energetycznych oraz ich ochroną przed czynnikami destrukcyjnymi (m.in. pożary, skutki zjawisk pogodowych, dewastacja).			Działania: <ul style="list-style-type: none"> ■ Aktywna realizacja strategii rozwoju i unowocześniania własnych mocy wytwórczych. ■ Dokonywanie bieżących remontów zgodnie z najwyższymi standardami sektorowymi. ■ Dywersyfikacja dotychczasowej struktury źródeł produkcyjnych z uwagi na technologie generacji energii. ■ Na wypadek awarii oraz szkód w majątku zostały ubezpieczone najważniejsze aktywa wytwórcze. ■ Składniki majątku ubezpieczone są w oparciu o analizę kosztów ubezpieczenia, dostępnych pojemności rynków ubezpieczeniowych na poszczególne ryzyka lub dla poszczególnych rodzajów aktywów, kosztów związanych z ewentualnym odtworzeniem majątku i potencjalnie utraconych przychodów. ■ Systematycznie poprawiana jest niezawodność dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych poprzez modernizację sieci dystrybucyjnej.
	Rozwój i inwestycje – związane ze strategicznym planowaniem powiększania potencjału wytwórczego, dystrybucyjnego i sprzedażowego oraz prowadzeniem bieżącej działalności inwestycyjnej.			
Ryzyka operacyjne związane z realizacją bieżących procesów gospodarczych	Produkcja energii elektrycznej i ciepła – związana z planowaniem produkcji i wpływem czynników kształtujących możliwości produkcyjne.			Działania: <ul style="list-style-type: none"> ■ Optymalizacja kosztów m.in. poprzez monitorowanie cen i stanu zapasów paliw oraz zabezpieczenie ich dostaw w postaci długoterminowych kontraktów z dostawcami oraz formuł ustalania cen. ■ Optymalizacja czasu życia urządzeń i dyspozycyjności kluczowych składników majątku. ■ Przeglądy, remonty i modernizacje posiadanego majątku. ■ Aktywny udział PGE w programach stażowych oraz współpracy z ośrodkami edukacji w celu zapewnienia dopływu wykwalifikowanych kadr. ■ Ocena i szkolenie kadr w celu optymalnego ich wykorzystania w strukturach Grupy. ■ Prowadzenie intensywnego i skutecznego dialogu w celu uniknięcia eskalacji ewentualnych sporów ze stroną społeczną oraz wypracowania jak najkorzystniejszych rozwiązań w obszarze zatrudnienia i związanych z tym kosztów w ramach GK PGE.
	Gospodarowanie paliwami – związane z niepewnością co do kosztów, jakości, terminowości i ilości dostarczanych paliw (głównie węgiel kamienny) oraz surowców produkcyjnych, a także sprawnością procesu zarządzania zapasami.			
	Zasoby ludzkie – związane z zapewnieniem kadry o odpowiednim doświadczeniu, kompetencjach i zdolnościach do realizacji określonych zadań.			
	Dialog społeczny – związany z nieosiągnięciem porozumienia pomiędzy władzami Grupy a stroną społeczną, mogącego doprowadzić do strajków/sporów zbiorowych.			

<p>Ryzyka regulacyjno – prawne związane z wypełnieniem wymogów zewnętrznego i wewnętrznego otoczenia prawnego</p>	<p>Zmiany prawne w systemach wsparcia – związane z niepewnością co do przyszłego kształtu systemu wsparcia produkcji energii certyfikowanej.</p>			<p>Działania:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Monitoring wprowadzanych i proponowanych zmian prawnych zapewnia, że działalność prowadzona w podstawowych segmentach biznesowych odbywa się zgodnie z przepisami oraz, że GK PGE dysponuje rozwiązaniami uwzględniającymi ewentualne zmiany w otoczeniu prawnym. ■ Aktywne uczestnictwo PGE S.A. jako członka Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej, który otworzył swoje biuro w Brukseli. Poprzez działania Komitetu, Spółka aktywnie wpływa na działania w procedowaniu i kształtowaniu unijnych przepisów, a także prowadzi dialog z instytucjami UE. ■ Dostosowanie regulacji wewnętrznych oraz praktyk postępowania tak, aby prowadzona działalność była zgodna z regulacjami branżowymi i obowiązującymi przepisami. ■ Udoskonalanie działań na rzecz ochrony i poprawy stanu środowiska, poprzez wdrażanie rozwiązań technologicznych i organizacyjnych, zapewniających sprawne i efektywne zarządzanie tym obszarem.
	<p>Ochrona środowiska – wynikająca z przepisów określających wymogi środowiskowe, jakie powinny spełniać instalacje energetyczne oraz zasad korzystania ze środowiska naturalnego. Przyszłe regulacje środowiskowe oraz niepewność co do ich ostatecznego kształtu (w szczególności w odniesieniu do rewizji BAT/BREF) mogą przełożyć się na zmianę poziomu wydatków inwestycyjnych Grupy PGE.</p>			
	<p>Koncesje – wynikające z ustawowego obowiązku posiadania koncesji w związku z prowadzoną działalnością.</p>			
	<p>Podatki – związane z niepewnością co do przyszłego kształtu i interpretacji przepisów podatkowych.</p>			

Ryzyka finansowe związane z prowadzoną gospodarką finansową	Kredytowe – związane z niewypłacalnością kontrahenta, częściową i/lub nieterminową spłatą należności lub innym odstępstwem od warunków kontraktowych (np. brakiem realizacji dostawy/odbioru towaru oraz brakiem płatności powiązanych odszkodowań i kar umownych).			Działania: <ul style="list-style-type: none"> ■ Przeprowadzanie przed zawarciem transakcji handlowych oceny scoringowej kontrahenta, w oparciu o którą ustalany jest limit kredytowy, który jest regularnie aktualizowany i monitorowany. Ekspozycje przekraczające ustalone limity są zabezpieczane zgodnie z obowiązującą w Grupie Polityką zarządzania ryzykiem kredytowym. Poziom wykorzystania limitów jest regularnie monitorowany, prowadzony jest również bieżący monitoring płatności należności oraz stosuje się wczesną windykację. ■ Stosowanie w Grupie centralnego modelu finansowania, zgodnie z którym co do zasady finansowanie zewnętrzne pozyskiwane jest przez PGE S.A. Spółki zależne w Grupie korzystają z różnych źródeł finansowania wewnątrzgrupowego, a ryzyko utraty płynności monitorowane jest przy pomocy narzędzi okresowego planowania w zakresie prowadzonej działalności operacyjnej, inwestycyjnej i finansowej. ■ W zakresie ryzyka walutowego i stopy procentowej Grupa PGE przyjęła wewnętrzne zasady zarządzania tymi ryzykami. Spółki z Grupy PGE zawierają transakcje pochodne w zakresie instrumentów opartych o stopę procentową i/lub walutę (IRS, CCIRS) wyłącznie w celu zabezpieczenia zidentyfikowanej ekspozycji na ryzyka. Regulacje obowiązujące w Grupie Kapitałowej PGE nie pozwalają, w zakresie transakcji pochodnych opartych o stopę procentową i walutę, na zawieranie transakcji spekulacyjnych, czyli takich, które miałyby na celu generowanie dodatkowych zysków wynikających ze zmian poziomu stóp procentowych i zmiany kursów walutowych, jednocześnie narażając Spółkę na ryzyko poniesienia ewentualnej straty z tego tytułu.
	Płynności finansowej – związane z możliwością utraty zdolności do obsługi bieżących zobowiązań i pozyskiwania źródeł finansowania działalności biznesowej.			
	Stopy procentowej – wynikające w szczególności z negatywnego wpływu zmian rynkowych stóp procentowych na przepływy pieniężne Grupy PGE generowane przez zmiennoprocentowe aktywa i zobowiązania finansowe.			
	Walutowe – rozumiane w szczególności jako ryzyko, na jakie narażone są przepływy pieniężne GK PGE denominowane w walucie innej niż waluta funkcjonalna z tytułu niekorzystnych wahań kursów walutowych.			

3.3. Ryzyka strategiczne

GK PGE nie koncentruje się wyłącznie na ryzykach związanych z bieżącą działalnością. Identyfikacji, ocenie i analizie podlegają również ryzyka mogące mieć wpływ na funkcjonowanie Grupy w dłuższym horyzoncie czasowym (około 10-letnim). Na najwyższym szczeblu zarządczym dokonywana jest ocena wpływu na realizację celów, wizerunek oraz ciągłość działania GK. Działanie to pozwala na przygotowanie się do pojawiających się wyzwań i zabezpieczenie długoterminowego rozwoju Grupy.

O ile zagrożenia dla bieżącej działalności wpływają na funkcjonowanie i wyniki finansowe PGE, to ryzyka o charakterze strategicznym mogą zaważyć na powodzeniu realizacji strategii i przyszłości całej organizacji. Ich rozpoznanie jest kluczem do zapewnienia trwałości Grupy PGE.

Poniżej przedstawiono zidentyfikowane ryzyka strategiczne wraz z ich oceną.

Wpływ	▼▼	▼	◄►	▲	▲▲
	bardzo niski	niski	średni	wysoki	bardzo wysoki
▲					
▲					
▲					
▲					
▲					
◄►					
◄►					
▼					
◄►					
◄►					
▲					

Analizując te ryzyka w kategorii zagrożeń dla PGE, Spółka stara się równocześnie identyfikować szanse, jakie mogą nieść ze sobą zachodzące zmiany. Wyjście naprzeciw ryzykom staje się szansą na rozwój Grupy, jeśli z wyprzedzeniem dostosujemy się do zmieniającego się świata.

4. Rynek energii w 2019 roku i otoczenie regulacyjno-biznesowe

4.1. Otoczenie makroekonomiczne

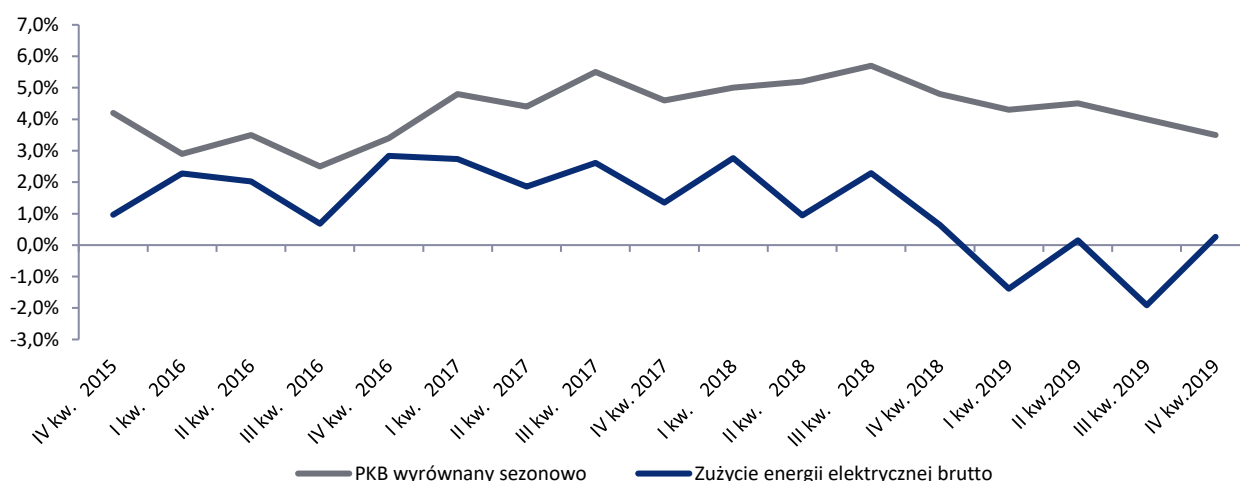
Głównym obszarem działalności Grupy PGE jest rynek polski, a krajowa sytuacja makroekonomiczna w istotny sposób oddziałuje na wyniki Grupy. Jednocześnie kondycja polskiej gospodarki pozostaje w dużym stopniu powiązana z koniunkturą w Unii Europejskiej i na rynkach międzynarodowych. Na wyniki finansowe 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 2019 roku odnotowano spadek zużycia energii elektrycznej brutto o 0,9% r/r. W ubiegłym roku zużycie energii elektrycznej wzrosło o 1,7% r/r. Spadek zużycia w 2019 roku był następstwem wyższych temperatur zanotowanych w Polsce w porównaniu do 2018 roku. W 2019 roku najwyższa średnia dobowa temperatura wyniosła 11,5°C i była wyższa o 0,3°C wobec analogicznego okresu ubiegłego roku. Również najniższa średnia dobowa temperatura w 2019 roku była wyższa r/r o 0,5°C.

Tendencje gospodarcze w 2019 roku pozostały ogólnie pozytywne. Według szybkiego szacunku GUS w IV kwartale 2019 roku PKB wyrównany sezonowo wzrósł o 3,5% r/r (o 0,5 p.p. mniej niż w III kwartale 2019 roku), wobec 4,8% w analogicznym okresie 2018 roku. W całym 2019 roku polska gospodarka zwiększyła się o 4%, wobec wzrostu na poziomie 5,1% rok wcześniej.

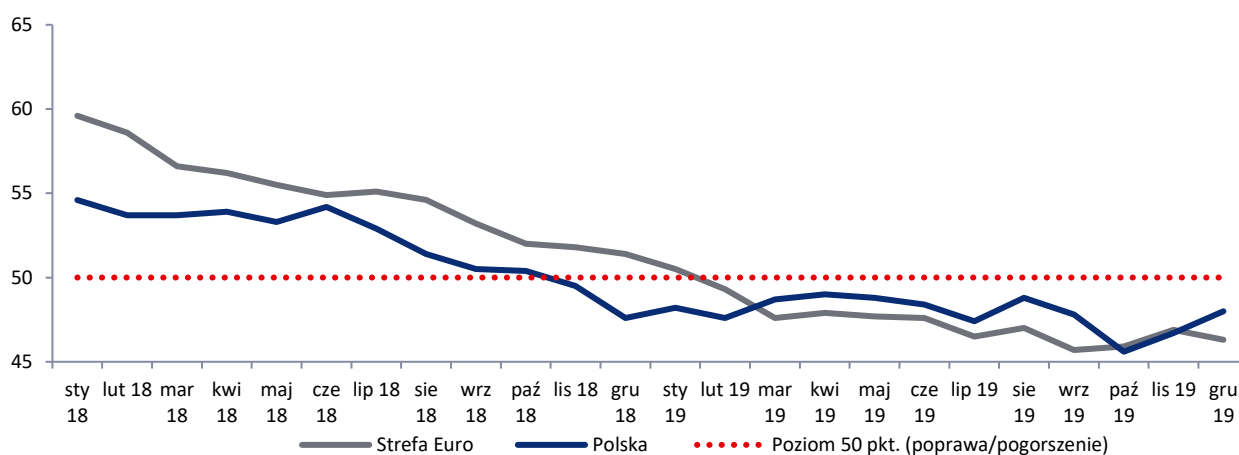
Rysunek: Dynamika PKB wyrównanego sezonowo i krajowego zużycia energii elektrycznej brutto.



Źródło: GUS, PSE S.A.

Wskaźnik Purchasing Managers' Index („PMI”) dla przemysłu w Polsce osiągnął w 2019 roku średnio 47,9 pkt. (w ubiegłym roku średnio 52,1 pkt.). Wynik poniżej poziomu 50,0 pkt. oznacza, iż ankietowani menedżerowie oczekują pogorszenia sytuacji sektora. W październiku 2019 roku indeks PMI dla Polski zarejestrował najniższy poziom od 2011 roku, osiągając 45,6 pkt. Po chwilowym spadku w październiku 2019 roku, PMI wzrastał do końca 2019 roku, do osiągnięcia poziomu 48,0 pkt. w grudniu 2019 roku, sygnalizując poprawę koniunktury w polskim sektorze wytwórczym i wskazując na optymistyczne nastawienie na 2020 rok. Wzrost wskaźnika w grudniu 2019 roku wynikał przede wszystkim z poprawy sytuacji w segmentach nowych zamówień i produkcji. Polski przemysł radził sobie lepiej niż przemysł Strefy Euro, gdzie wskaźnik PMI w 2019 roku osiągnął średnio 47,4 pkt., podczas gdy w ubiegłym roku wynosił średnio 54,9 pkt (spadek o blisko 14% r/r). Ocena kondycji przemysłu Strefy Euro ulegała pogorszeniu w 2019 roku, od stycznia 2019 roku, kiedy PMI wyniósł 50,5 pkt., do grudnia 2019 roku kiedy wskaźnik osiągnął poziom 46,3 pkt. Z pięciu subindeksów składających się na główny wskaźnik, spadek wielkości nowych zamówień stanowił główne źródło słabych odczytów wskaźnika PMI dla przemysłu Strefy Euro. Spadł również subindeks oceniający kondycję produkcji w Strefie Euro, tempo spadku było najwyższe od 2012 roku.

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 2019 roku produkcja sprzedana przemysłu była o 4,0% wyższa w porównaniu z 2018 rokiem, kiedy notowano wzrost 5,8%. Wskaźnik CPI w 2019 roku rósł średnio o 2,3%. Ceny towarów i usług konsumpcyjnych w grudniu 2019 roku wzrosły o 3,4% r/r.

4.2. Otoczenie rynkowe

SYTUACJA W KRAJOWYM SYSTEMIE ENERGETYCZNYM

Tabela: Krajowe zużycie energii elektrycznej (GWh).

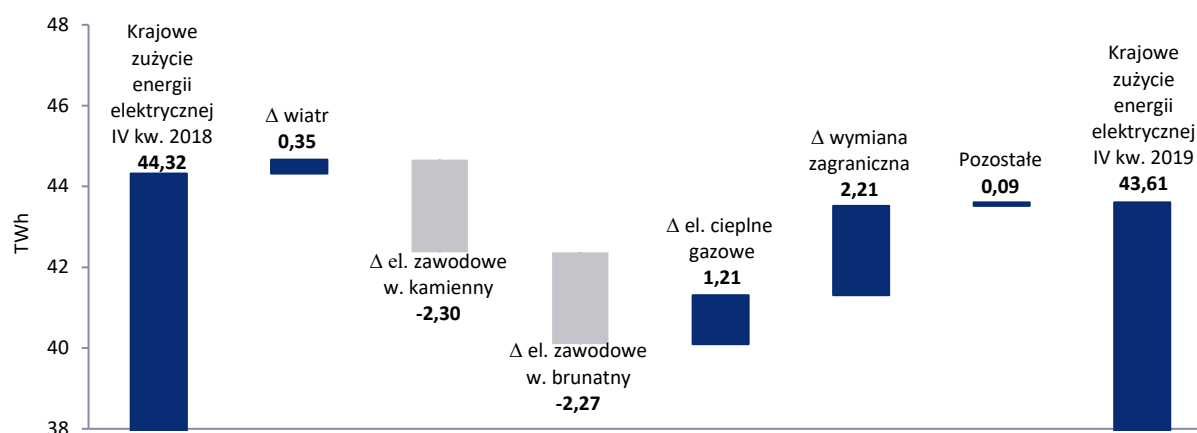
	IV kw. 2019	IV kw. 2018	Zmiana %	2019	2018	Zmiana %
Krajowe zużycie energii elektrycznej	43 606	44 318	-2%	169 391	170 932	-1%
Elektrownie wiatrowe	4 040	3 695	9%	13 903	11 678	19%
Elektrownie zawodowe ciepłne na węglu kamiennym	19 583	21 881	-11%	78 190	82 375	-5%
Elektrownie zawodowe ciepłne na węglu brunatnym	9 792	12 060	-19%	41 502	49 072	-15%
Elektrownie zawodowe ciepłne gazowe	3 584	2 378	51%	12 099	9 590	26%
Saldo wymiany zagranicznej	3 191	979	226%	10 624	5 718	86%
Pozostałe (el. przemysłowe, wodne, inne odnawialne)	3 416	3 325	3%	13 073	12 499	5%

Źródło: Na podstawie danych PSE S.A.

IV kwartał 2019 roku

W IV 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 transgranicznej, import energii netto wzrósł o ponad 2 TWh r/r. W konsekwencji spadło zapotrzebowanie na energię generowaną w elektrowniach konwencjonalnych opalanych węglem kamiennym i brunatnym.

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



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

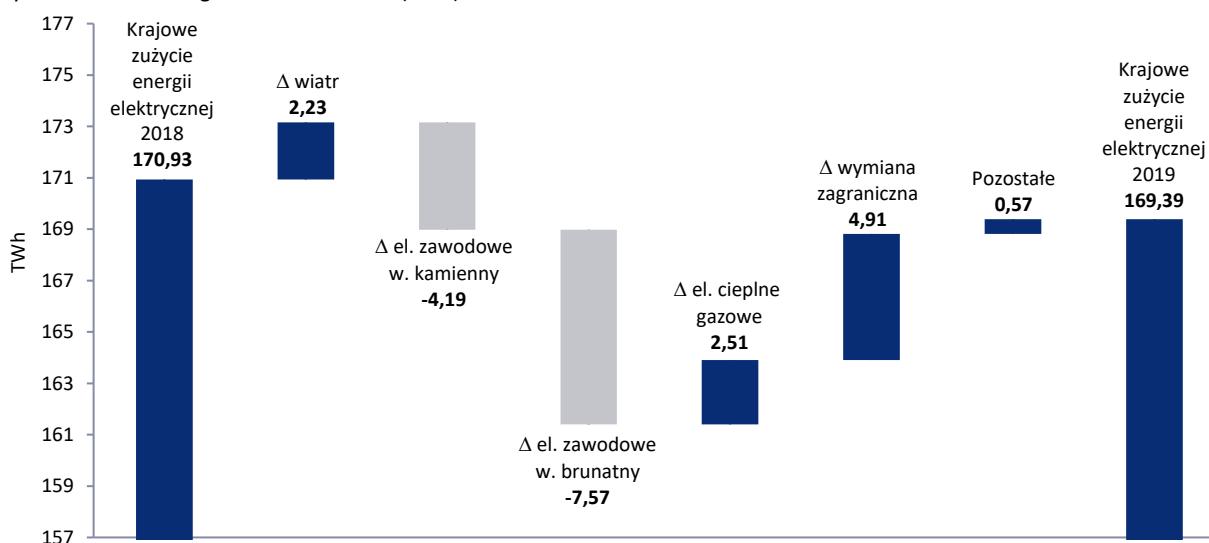
2019 rok

W ujęciu narastającym krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną obniżyło się w porównaniu z rokiem bazowym o 1,5 TWh. Za sprawą silnej wietrzności generacja wiatrowa wzrosła o 2,2 TWh r/r. Dodatkowo, na skutek różnicy cen na połączeniach transgranicznych, import netto zwiększył się o 4,9 TWh w porównaniu z rokiem poprzednim. W rezultacie, do zbilansowania systemu energetycznego potrzebna była mniejsza produkcja energii w zawodowych elektrowniach opalanych węglem kamiennym (-4,2 TWh) i węglem brunatnym (-7,6 TWh).

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

- Chłodniejsze lato i cieplejsza zima przełożyły się na mniejsze potrzeby energetyczne związane z klimatyzacją i ogrzewaniem.
- Zmiany po stronie podaży (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 motoryzacyjnej) oraz możliwe przenoszenie produkcji z Polski do krajów o niższym koszcie energii elektrycznej.

Rysunek: Bilans energii w KSE – 2019 rok (TWh).



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

CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ – RYNEK KRAJOWY

Rynek Dnia Następnego

Rynek/miara	Jedn.	IV kw. 2019	IV kw. 2018	Zmiana %	2019	2018	Zmiana %
RDN – średnia cena	PLN/MWh	211	245	-14%	230	223	3%
RDN – wolumen obrotu	TWh	7,50	6,74	11%	28,32	23,55	20%

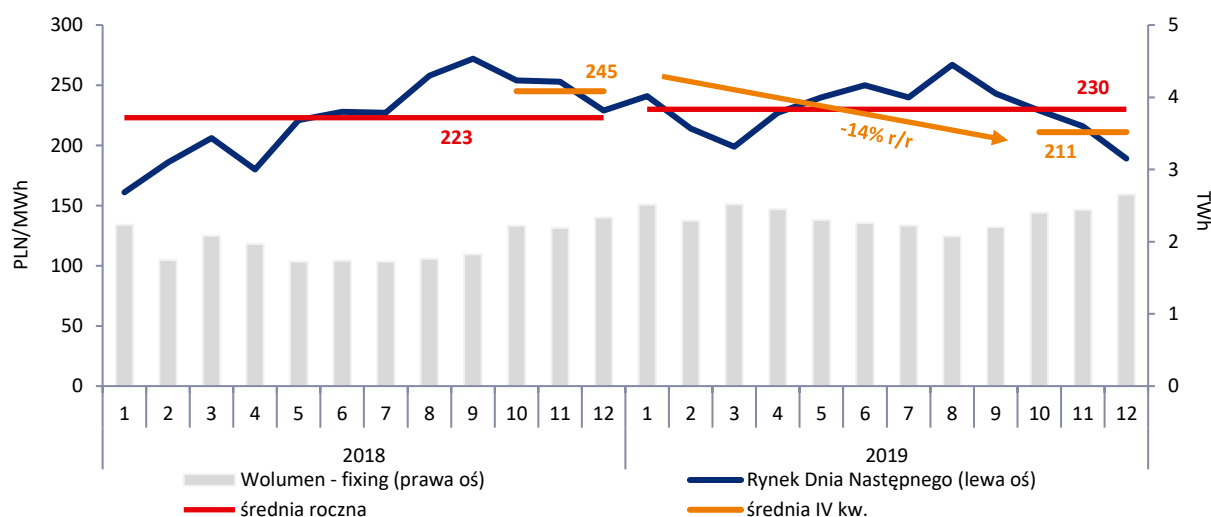
Analiza – wybrane czynniki cenotwórcze wpływające na notowania RDN

Czynnik	Jedn.	IV kw. 2019	IV kw. 2018	Zmiana %	2019	2018	Zmiana %
Uprawnienia CO ₂	EUR/t	25	20	25%	25	17	47%
Węgiel kamienny PSCMI1	PLN/GJ	12	11	9%	12	11	9%
Generacja wiatrowa KSE	TWh	4,04	3,70	9%	13,90	11,68	19%
Wskaźnik: generacja wiatrowa/zużycie KSE	%	9%	8%		8%	7%	
Wskaźnik: wymiana zagraniczna/zużycie KSE	%	7%	2%		6%	3%	

W IV kwartale 2019 roku średnia cena energii na Rynku Dnia Następnego („RDN”) wyniosła 211 PLN/MWh i była o 14% niższa od średniej ceny (245 PLN/MWh) notowanej w analogicznym okresie poprzedniego roku. Spadek cen energii związany był głównie z powiększeniem zdolności przesyłowych na potrzeby wymiany transgranicznej, czego efektem był wyższy o 226% w stosunku do IV kwartału 2018 roku import netto. Do spadku cen przyczyniło się również niższe o 0,7 TWh w porównaniu do analogicznego okresu poprzedniego roku zapotrzebowanie na energię elektryczną i wyższy o 9% poziom generacji ze źródeł wiatrowych KSE.

W całym 2019 roku średnia cena na RDN ukształtowała się na poziomie 230 PLN/MWh, tj. o 3% powyżej średniej ceny (223 PLN/MWh) notowanej w trakcie poprzedniego roku. Wzrost cen związany był z sytuacją na rynkach produktów powiązanych – średnia cena uprawnień do emisji CO₂ w 2019 roku była wyższa o 47% r/r i wyniosła 25 EUR/t. Średni poziom Polskiego Indeksu Rynku Węgla Energetycznego (PSCMI1) w 2019 roku kształtował się na poziomie 12 PLN/GJ, tj. o 9% r/r wyższym. Presję na spadek cen wywierał natomiast wyższy o 86% r/r wolumen importu netto i wyższy o 19% r/r poziom generacji wiatrowej. Czynnikiem wpływającym na poziom cen był również spadek zapotrzebowania o 1,5 TWh r/r.

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



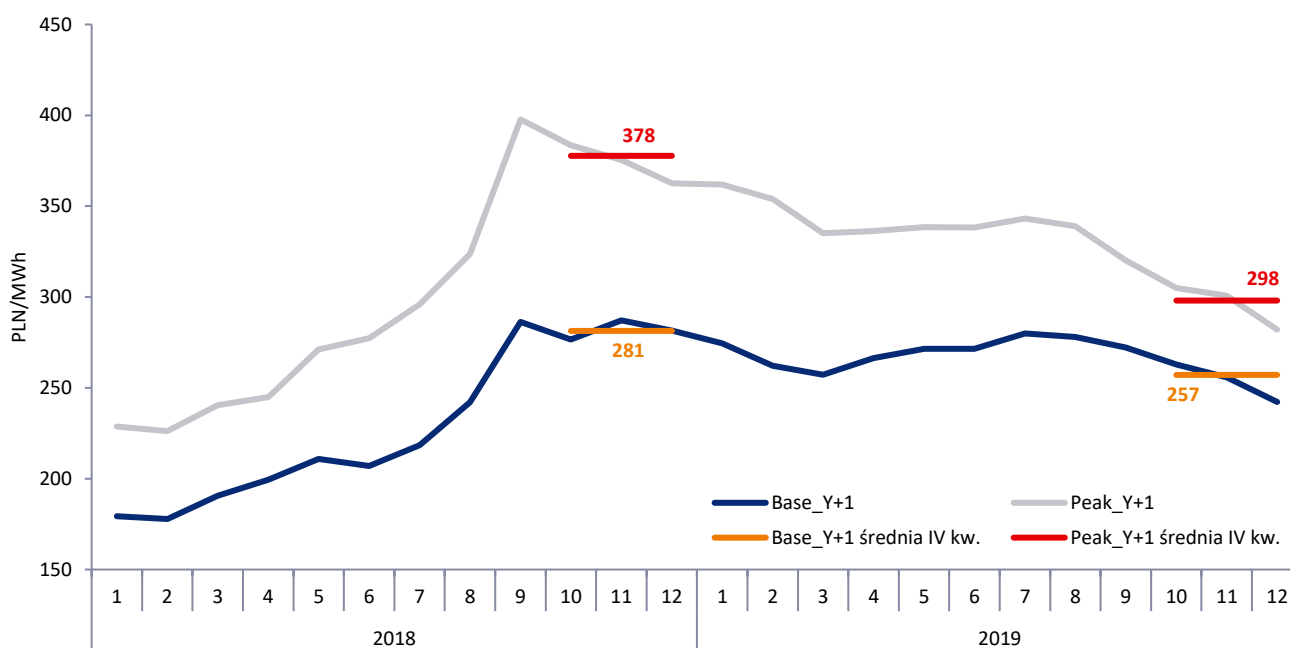
*Średniomiesięczny poziom cen RDN obliczony w oparciu o notowania godzinowe (fixing)

Rynek Transakcji Terminowych

Rynek/miara	Jedn.	IV kw. 2019	IV kw. 2018	Zmiana %	2019	2018	Zmiana %
BASE Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	257	281	-9%	266	243	9%
BASE Y+1 – wolumen obrotu	TWh	34,33	38,70	-11%	118,04	125,80	-6%
PEAKS Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	298	378	-21%	324	348	-7%
PEAKS Y+1 – wolumen obrotu	TWh	5,26	5,28	0%	16,41	10,00	64%

Ceny energii na rynku terminowym kształtowane są przez podobny zestaw czynników fundamentalnych, jak ceny na rynku dnia następnego opisane w poprzednim paragrafie. Obserwowany wzrost cen produktu bazowego r/r dla całego roku związany jest ze wzrostami (r/r) na rynkach towarów powiązanych: uprawnień do emisji CO₂ oraz węgla kamiennego. Spadek cen dla IV kwartału 2019 roku wynika natomiast ze wzrostu transgranicznych zdolności przesyłowych i włączenia podaży tańszej energii z zagranicy na rynek krajowy. Spadek cen w kontraktach PEAKS_Y+1 świadczy o spłaszczeniu się krzywej podaży oraz o mniej optymistycznych prognozach zapotrzebowania uwzględniających wzrost importu netto.

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

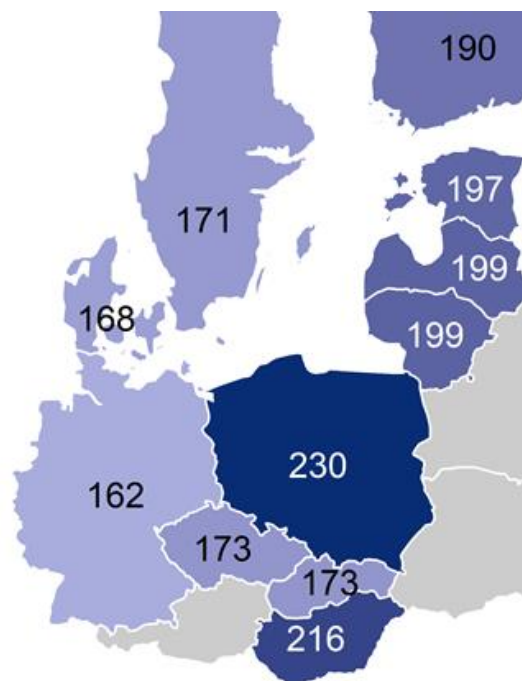


*Średniomiesięczny poziom indeksów dla kontraktów terminowych na rok następny (Y+1), typu pasmo i szczyt, ważony wolumenem obrotu.

Rynek międzynarodowy

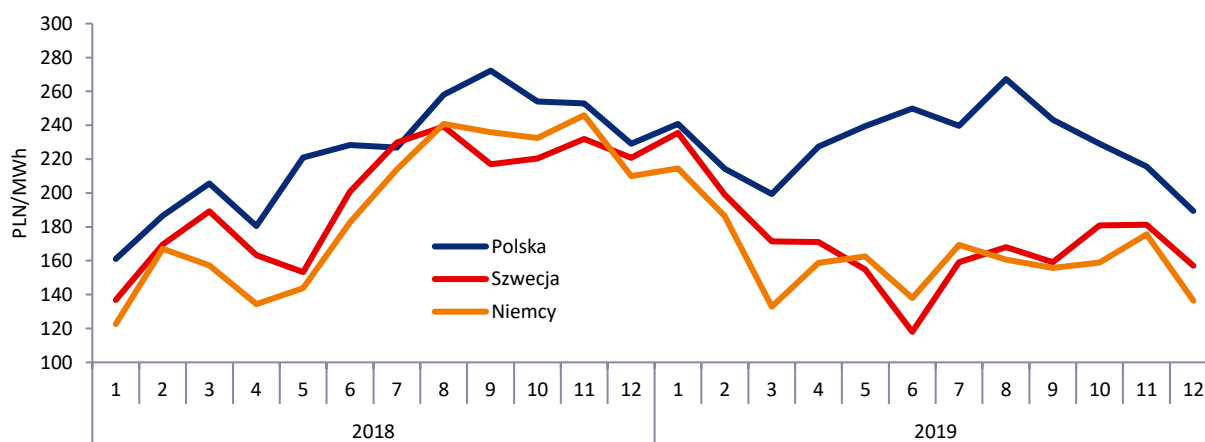
Rynek hurtowy (porównanie rynków dnia następnego)

Rysunek: Porównanie średnich cen energii elektrycznej na rynku polskim oraz rynkach ościennych w 2019 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,30 PLN).



Źródło: TGE, EEX, Nordpool

Rysunek: Ceny energii na Rynku Dnia Następnego.

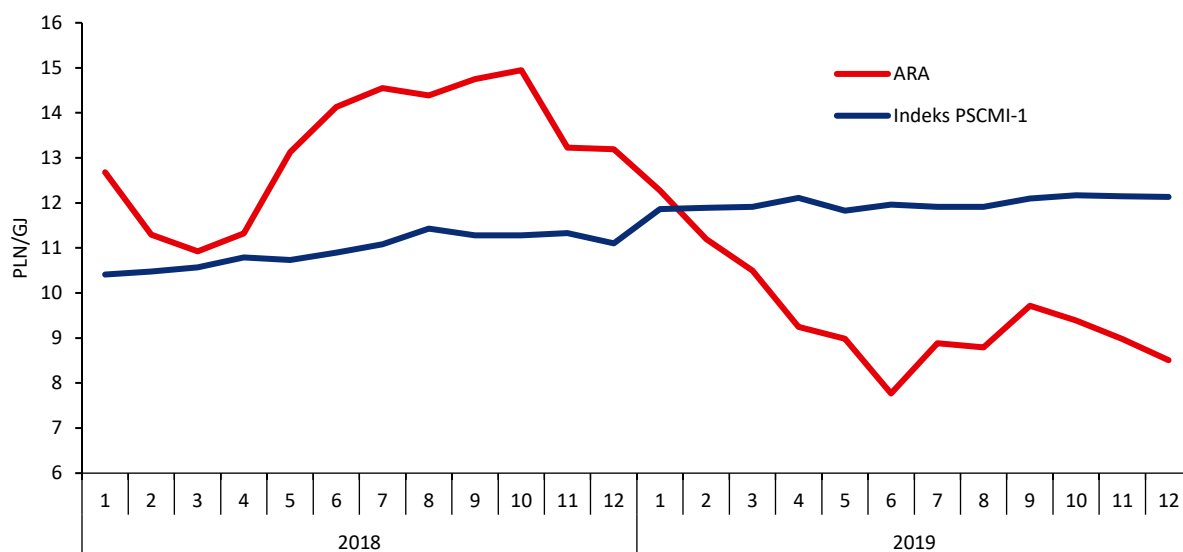


Źródło: TGE, EEX, Nordpool

W IV kwartale 2019 roku spadek cen r/r na rynkach ościennych kształtował się w przedziale 51-72 PLN/MWh (tj. ok. 23-32%), natomiast w Polsce średni poziom cen był niższy o 34 PLN/MWh r/r (ok. 14%). Niska korelacja cen energii wynika z różnic w miksie technologicznym (udział odnawialnych źródeł energii) oraz z sytuacji na rynkach produktów powiązanych. Cena węgla kamiennego w portach ARA spadła o 35% r/r, podczas gdy krajowy indeks cen mialów energetycznych PSCMI-1 wzrósł w tym samym czasie o 8%.

W ujęciu rocznym zanotowano spadki średnich cen energii na rynkach ościennych w przedziale 24-28 PLN/MWh r/r (tj. o ok. 12-15%), podczas gdy średnia cena w Polsce wzrosła o 7 PLN/MWh r/r (ok. 3%). Rozpiętość cenowa pomiędzy Polską a sąsiednimi państwami pogłębiająca się w I połowie 2019 roku wynikała w dużej mierze z różnic w realizowanych cenach węgla w kraju i zagranicą. W drugiej połowie roku zwiększone zdolności przesyłowe na połączeniach transgranicznych umożliwiły natomiast import wyższego wolumenu tańszej energii, co przyczyniło się do zmniejszenia różnic w średnich obserwowanych cenach hurtowych.

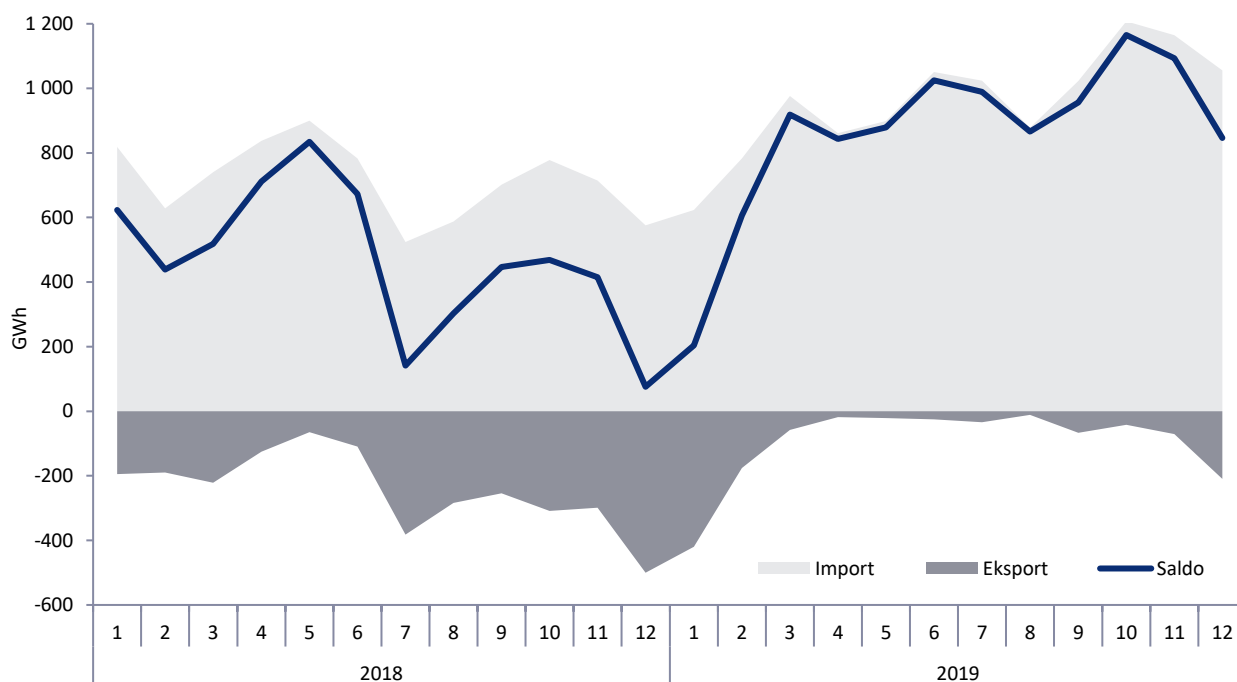
Rysunek: Indeksy węglowe ARA vs PSCMI 1¹.



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

Wymiana handlowa

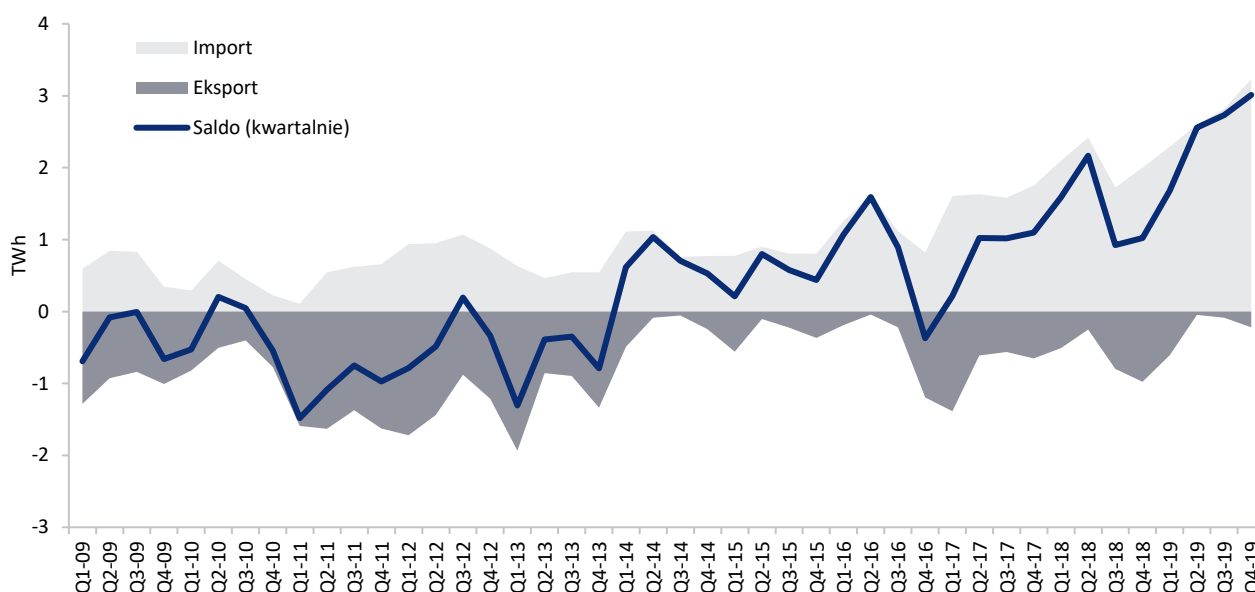
Rysunek: Miesięczne handlowe wolumeny importu, eksportu oraz saldo wymiany zagranicznej w latach 2018-2019.



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

¹ 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/t vs. kaloryczność PSCMI 1 w przedziale 20-24 GJ/t). Ilustracja ma na celu porównanie trendu a nie absolutnego poziomu. Na potrzeby ilustracji indeks ARA przeliczony z USD/t na PLN/GJ.

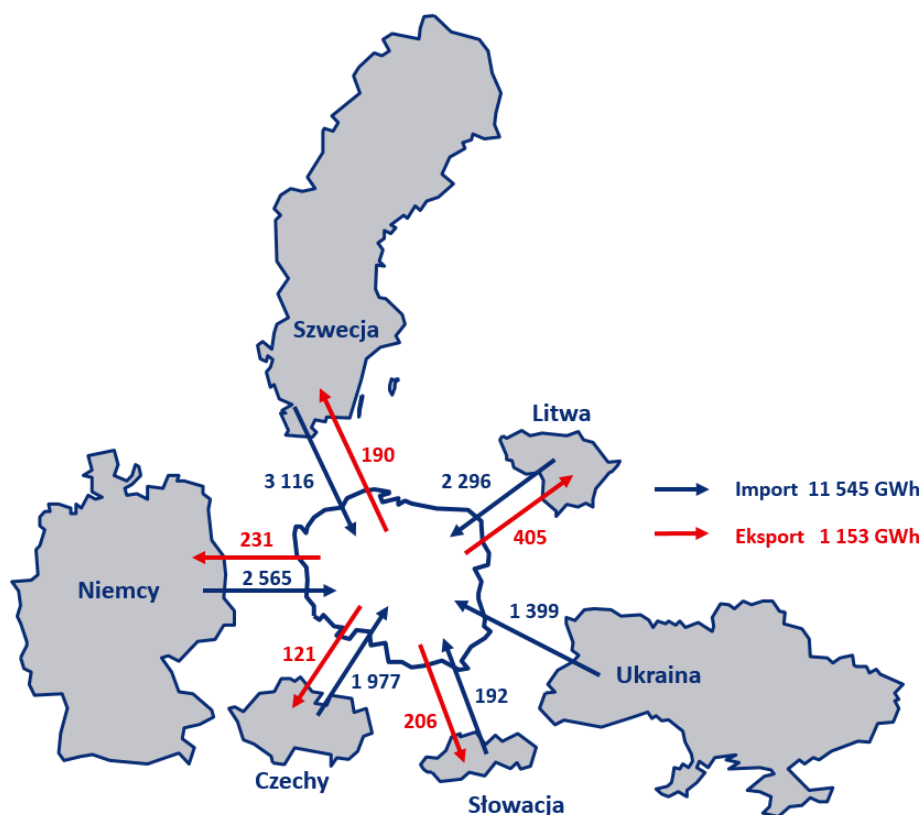
Rysunek: Kwartalne handlowe wolumeny importu, eksportu oraz saldo wymiany zagranicznej w latach 2009 - 2019.



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

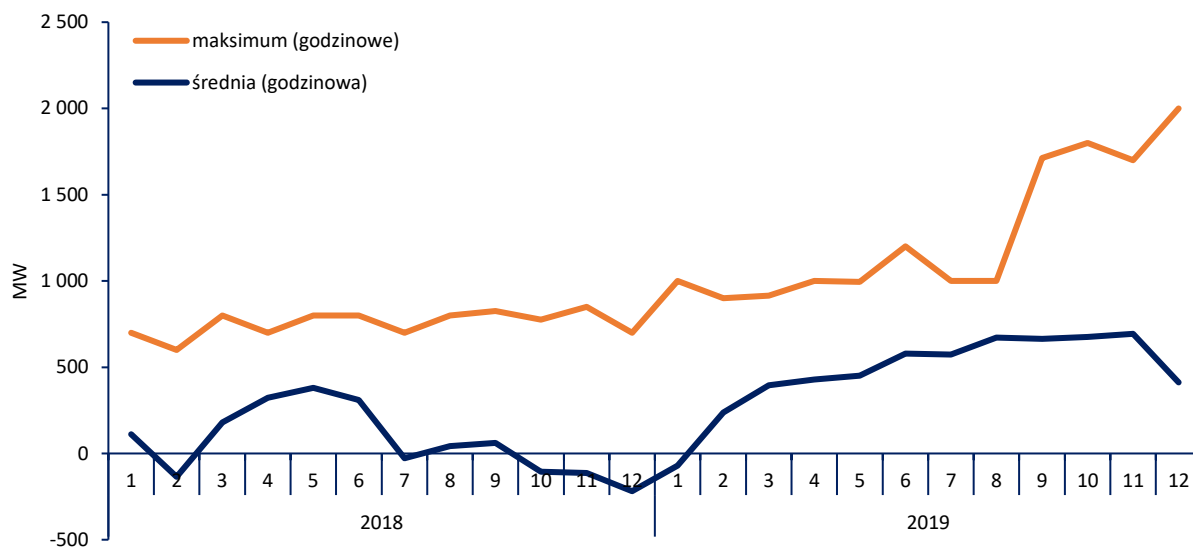
W IV kwartale 2019 roku Polska pozostawała importerem netto energii elektrycznej, a saldo wymiany handlowej – 3,1 TWh było największe w obecnym dziesięcioleciu (import 3,4 TWh, eksport 0,3 TWh). Największy wpływ na saldo wymiany handlowej miał import ze Szwecji (0,9 TWh), Niemiec (0,7 TWh) i Czech (0,6 TWh). W całym 2019 roku import netto wyniósł 10,4 TWh (import 11,6 TWh, eksport 1,2 TWh), co w porównaniu z rokiem poprzednim (5,7 TWh) oznacza wzrost o 4,7 TWh (84% r/r).

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



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

Rysunek: Saldo wymiany równoległej²: średni vs. maksymalny godzinowy przepływ w poszczególnych miesiącach.

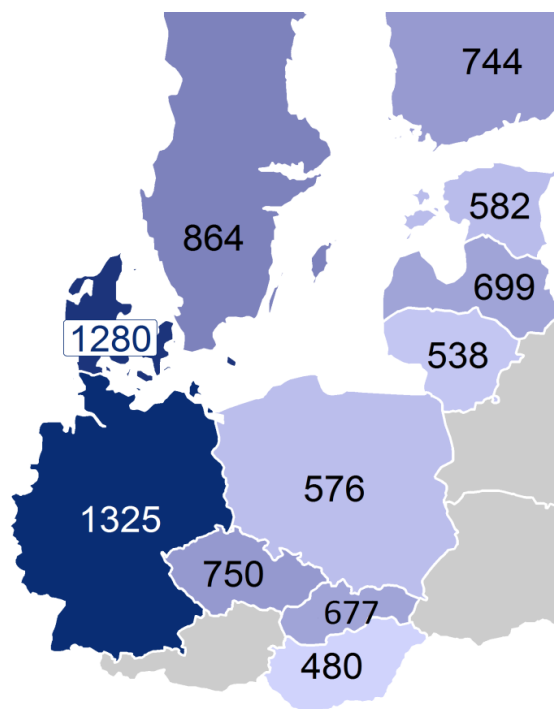


Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE S.A.

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 roku³ 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).

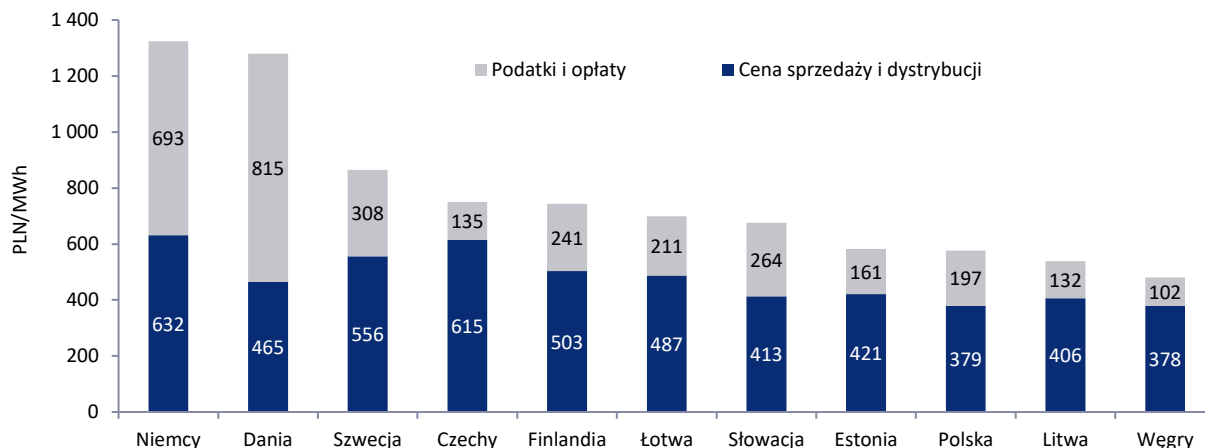


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

² Wymiana równoległa – wymiana pomiędzy zsynchronizowanymi systemami na granicach z Niemcami, Czechami i Słowacją.

³ 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).

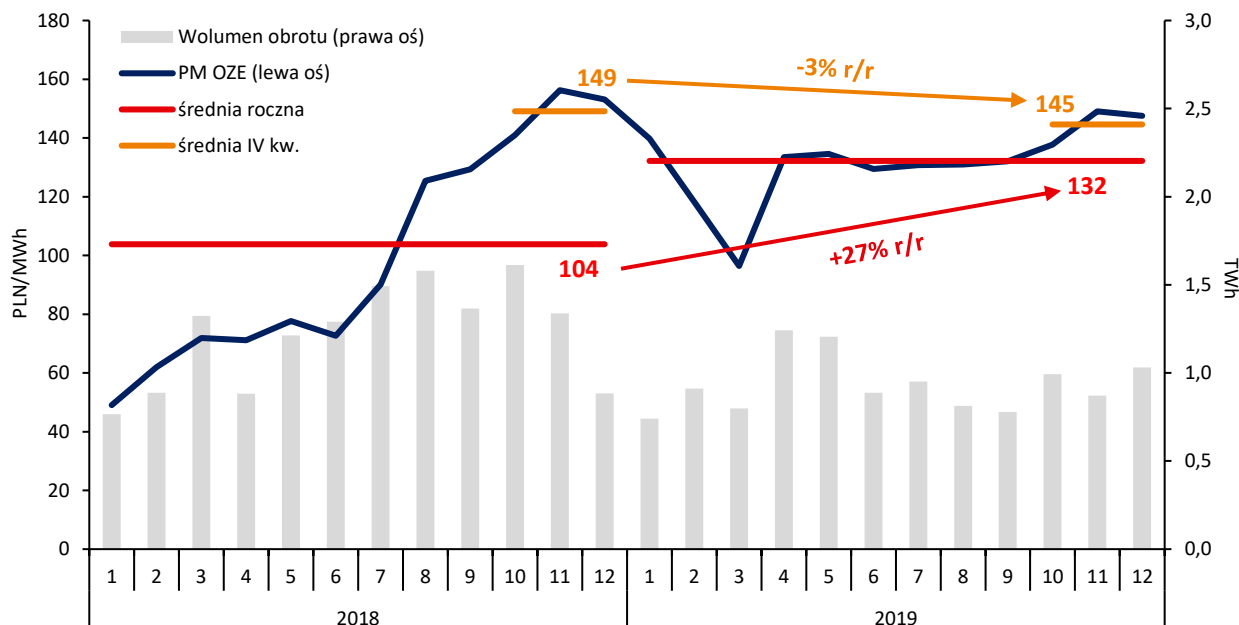


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

4.3. Ceny praw majątkowych

W IV kwartale 2019 roku średnia cena zielonych certyfikatów (indeks TGEozea) osiągnęła poziom 145 PLN/MWh i była o 3% niższa w porównaniu do analogicznego okresu ubiegłego roku. Obowiązek umorzeń zielonych certyfikatów zwiększył się z 18% w 2018 roku do 19% w 2019 roku w rezultacie wzrost popytu na świadectwa pochodzenia. Z drugiej strony generacja wiatrowa w KSE w IV kwartale 2019 roku była o 9% wyższa 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 2019 roku wyniosła 132 PLN/MWh, osiągając poziom wyższy od opłaty zastępczej, która w 2019 roku wynosi 130 PLN/MWh.

Rysunek: Średnie miesięczne ceny zielonych praw majątkowych (OZEX_A/TGEozea).



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania TGE.

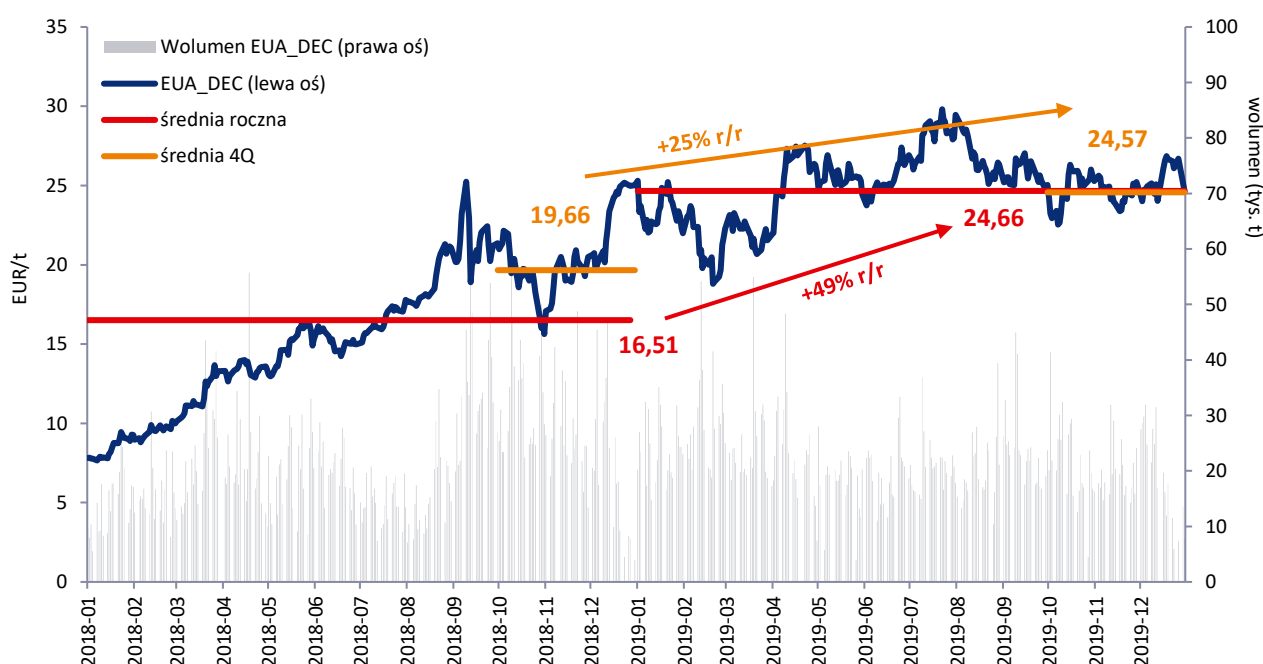
4.4. Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla

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 IV kwartale 2019 roku średnia ważona notowań instrumentu EUA DEC 19 wyniosła 24,57 EUR/t i była o 25% wyższa od średniej ceny 19,66 EUR/t instrumentu EUA DEC 18 w analogicznym okresie poprzedniego roku. W całym 2019 roku średnia ważona notowań instrumentu EUA DEC 19 wyniosła 24,66 EUR/t i była o 49% r/r wyższa od średniej ceny 16,51 EUR/t instrumentu EUA DEC 18 w analogicznym okresie poprzedniego roku. Niższa dynamika r/r dla IV kwartału w porównaniu z ujęciem rocznym 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.

PRYZDZIAŁ DARMOWYCH UPRAWNIENI DO EMISJI 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 IV kw. 2019	Emisja CO ₂ 2019	Przydział uprawnień do emisji CO ₂ 2019**
Energia elektryczna	13 755 236	55 892 164	10 623 187
Energia cieplna	1 617 102	4 774 110	1 265 990
RAZEM	15 372 338	60 666 274	11 889 177

*Dane szacunkowe, emisja niezwerifikowana – 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.

4.5. Otoczenie konkurencyjne

Na sektor elektroenergetyczny w Polsce składają się cztery segmenty działalności:

- wytwarzanie energii,
- przesył, za który odpowiedzialny jest Operator Systemu Przesyłowego – PSE S.A.,
- dystrybucja,
- sprzedaż detaliczna.

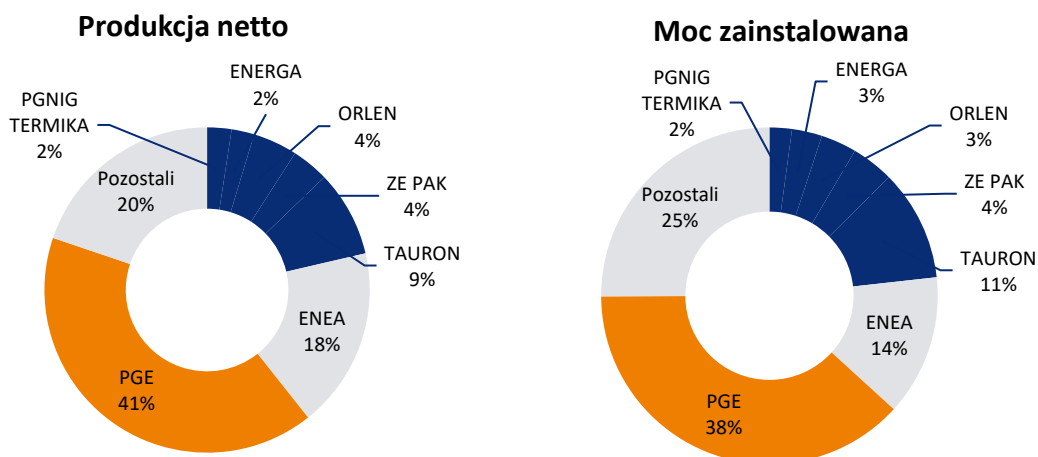
Osobno wyróżnić należy też sektor ciepłowniczy, w ramach którego PGE jest obecna w obszarze wytwarzania, dystrybucji i sprzedaży ciepła.

Do najważniejszych uczestników rynku energii elektrycznej w Polsce zaliczyć należy cztery ogólnopolskie, zintegrowane pionowo grupy energetyczne. Zaliczają się do nich GK PGE, GK TAURON Polska Energia S.A., GK Enea S.A. oraz GK Energia S.A.

Grupa PGE po przejęciu aktywów EDF Polska wzmocniła swoją pozycję w segmencie wytwarzania i jest niekwestionowanym liderem rynkowym z 39% udziałem. Grupa wytwarza więcej energii elektrycznej niż wszyscy inni znaczący uczestnicy skonsolidowanego rynku łącznie, dysponując jednocześnie największymi mocami osiągalnymi, zarówno konwencjonalnymi, jak i odnawialnymi. Oprócz zintegrowanych grup energetycznych do liczących się rynkowo producentów zaliczają się Zespół Elektrowni Pątnów Adamów Konin S.A. („ZE PAK”), PKN Orlen S.A. oraz PGNiG TERMIKA S.A. („PGNiG”). Przy czym produkcja ZE PAK opiera się o elektrownie systemowe, a Orlenu i PGNiG o elektrociepłownie, których produkcja uzależniona jest od zapotrzebowania na ciepło użytkowe. Udział rynkowy ZE PAK zmniejszył się wraz z zamknięciem od 2018 roku Elektrowni Adamów, natomiast udział Orlenu znacząco wzrósł wraz z uruchomieniem bloków gazowo-parowych we Włocławku i Płocku.

Blisko połowa energii elektrycznej w kraju wytwarzana jest z węgla kamiennego – i jest to kluczowe paliwo konkurentów GK PGE. Ze spalania węgla brunatnego pochodzi 1/3 energii elektrycznej wyprodukowanej w Polsce. Oprócz Grupy PGE podmiotem, który bazuje na wytwarzaniu energii elektrycznej z tego surowca jest ZE PAK. Wykorzystanie pozostałych paliw ma relatywnie małe znaczenie z punktu widzenia KSE, przy czym zaznaczyć należy wzrost produkcji z gazu ziemnego związany z generacją nowych aktywów Orlenu.

Rysunek: Szacunkowy udział największych polskich producentów energii elektrycznej w mocy zainstalowanej oraz produkcji netto po I-III kw. 2019 roku.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie informacji publikowanych przez spółki oraz Agencję Rynku Energii S.A. („ARE”). Wolumen PGE uwzględnia energię z rozruchu bloków 5 i 6 w Elektrowni Opole.

Rynek produkcji ciepła w Polsce jest z kolei rynkiem mocno rozproszonym, na którym czołowych czterech producentów odpowiada za mniej niż 40% krajowej produkcji. Dzięki przejściu przez GK PGE kogeneracyjnych aktywów EDF, Grupa stała się niekwestionowanym liderem również tego rynku z udziałem na poziomie 18%. Rynek ten jednak ma charakter lokalny i nosi cechy monopolu naturalnego, a ceny ciepła ustalane są w trybie administracyjnym – taryfy zatwierdzane przez Prezesa URE. Dominujący wytwórcy swoją produkcję koncentrują w różnych ośrodkach miejskich, w związku z czym konkurencja sektora jest ograniczona. Wraz z transakcją PGE uzyskała dostęp do rynków ciepła w aglomeracji wrocławskiej, Trójmieście, Krakowie, Toruniu i Zielonej Górze. Oprócz Grupy PGE najważniejszymi wytwórcami ciepła są PGNiG (koncentracja wytwarzania głównie w aglomeracji warszawskiej) oraz Grupa Veolia (aglomeracja poznańska, Łódź).

Rynek produkcji energii ze źródeł odnawialnych jest rynkiem znacznie bardziej rozproszonym od rynku związanego z wytwarzaniem konwencjonalnym. W minionych latach w Polsce najbardziej dynamicznie rozwijała się energetyka wiatrowa, przy wiodącej roli Grupy PGE. Po oddaniu w 2015 roku czterech nowych projektów wiatrowych GK PGE stała się podmiotem o najwyższej mocy zainstalowanej w wietrze – obecnie 550 MWe (poprzez PGE EO S.A.). Grupa PGE ma ok. 9% udziału w ogólnej mocy elektrowni wiatrowych, która osiągnęła 5,9 GW. Innymi liczącymi się operatorami farm wiatrowych są EDP Renováveis Polska sp. z o.o., innogy Renewables Polska sp. z o.o., Vortex Energy Polska sp. z o.o., Polenergia S.A., TAURON Ekoenergia sp. z o.o., Energa Wytwarzanie S.A., E.ON Energie Odnawialne sp. z o.o., ENGIE Zielona Góra sp. z o.o. Konkurencja wśród istniejących instalacji wiatrowych obejmuje konkurencję na rynku energii elektrycznej (wobec zniesienia od 1 stycznia 2018 roku obowiązku zakupu energii elektrycznej z OZE o mocy równej lub większej niż 500 kW) oraz konkurencję związaną z uczestnictwem w systemie wsparcia zielonymi certyfikatami. Pozostają one przedmiotem swobodnego handlu rynkowego, natomiast wobec znaczącego stopnia nadpodaży rynkowej na poziom cen kluczowy wpływ mają administracyjne decyzje dotyczące wymaganego poziomu umorzeń tych praw majątkowych. Konkurencja w ramach nowego systemu wsparcia dla OZE odbywa się w trakcie aukcji – niższą zaofertowaną kwotą wsparcia.

W obszarze dystrybucji występuje geograficzny podział kraju, a na rynku obecnych jest pięciu dużych operatorów sieci dystrybucyjnej („OSD”), którzy zostali zobligowani do rozdzielenia działalności dystrybucyjnej od pozostałej działalności biznesowej. Oprócz wspomnianych grup energetycznych istotnymi podmiotami są innogy Stoen Operator sp. z o.o. (wcześniej RWE Stoen Operator sp. z o.o.), odpowiadający za dystrybucję energii elektrycznej na terenie Warszawy, a także PKP Energetyka S.A. obsługująca kolejową sieć elektryczną na terenie całego kraju. Historyczne ustalenie obszarów dystrybucyjnych ma istotny wpływ na warunki operacyjne prowadzonej działalności, przy czym ta specyfika ma swoje odzwierciedlenie w zatwierdzanych przez Prezesa URE taryfach dystrybucyjnych. Grupa PGE operuje na obszarze słabiej zurbanizowanym i zindustrializowanym, co przekłada się na fakt, iż na obszarze ok. 123 tys. km² Grupa obsługuje 5,5 mln klientów, natomiast TAURON porównywalną liczbę klientów obsługuje na obszarze blisko dwa razy mniejszym, dystrybuując jednocześnie większą ilość energii.

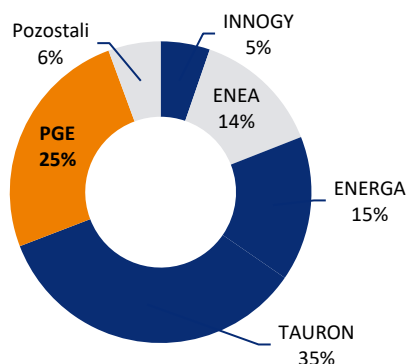
Rysunek: Podział Polski na obszary działania głównych operatorów systemu dystrybucyjnego.



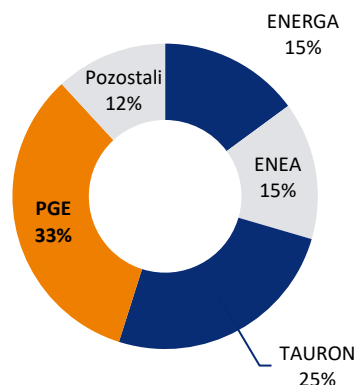
Źródło: Opracowanie własne.

Rysunek: Udział poszczególnych grup energetycznych w wolumenie dystrybuowanej energii elektrycznej w 2018 roku oraz w sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych po III kwartałach 2019 roku.

Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej



Sprzedaż do odbiorców końcowych



Źródło: Opracowanie własne na podstawie informacji publikowanych przez spółki oraz URE.

W segmencie sprzedaży detalicznej, obejmującym sprzedaż do odbiorców końcowych – zarówno odbiorców indywidualnych, małych i średnich przedsiębiorstw, jak i dużych przedsiębiorstw przemysłowych, większość sprzedaży realizowana jest przez cztery największe grupy energetyczne oraz innogy Polska S.A. (wcześniej RWE Polska S.A.). Liderami pozostają Grupa PGE oraz TAURON, koncentrując wspólnie blisko 60% rynku. Zarówno PGE, jak i TAURON sprzedają energię elektryczną do ponad 5 mln klientów. Pomimo coraz większej liczby konkurentów w segmencie, w tym przedsiębiorstw dla których energia elektryczna nie jest podstawowym produktem, udział firm spoza czterech największych polskich grup jest nadal niewielki. Liderzy skupiają blisko 90% rynku. Oprócz nich istotną rolę zachowuje innogy Polska S.A., bazujące na sprzedaży powiązanej ze świadczoną przez grupę rolą dystrybutora na terenie Warszawy, a także PKP Energetyka S.A.

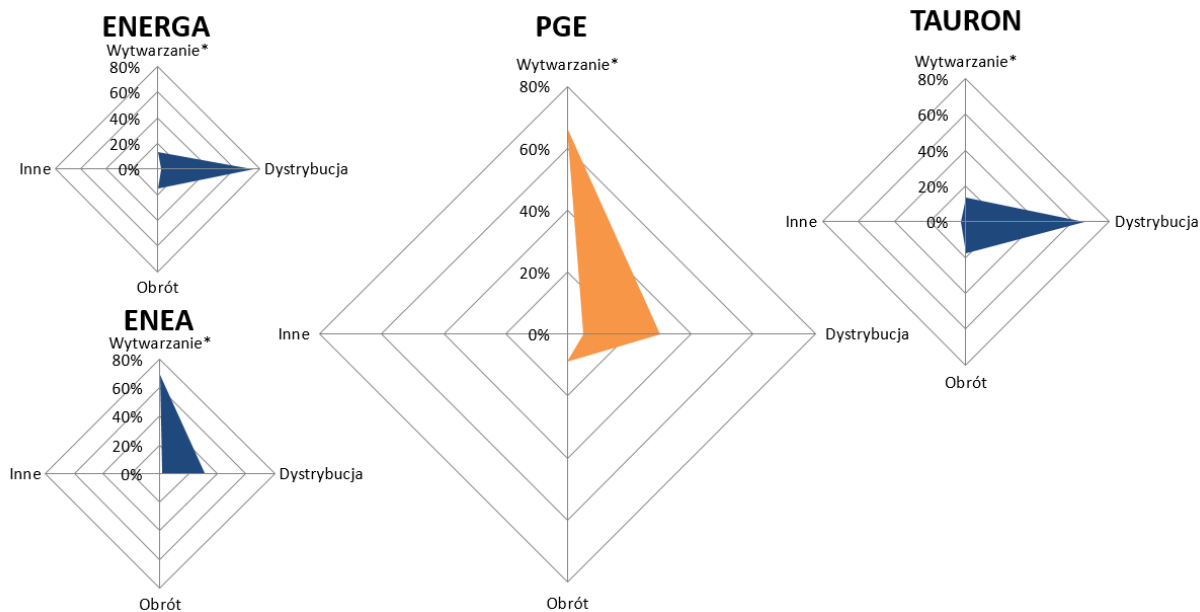
PROFILE GRUP ENERGETYCZNYCH

Podział sektora elektroenergetycznego na segmenty znajduje swoje odzwierciedlenie w segmentach działalności poszczególnych grup energetycznych. W odróżnieniu od pozostałych grup energetycznych w Polsce, wśród których dominującą rolę w tworzeniu wyniku EBITDA odgrywa segment dystrybucji energii elektrycznej, GK PGE jest grupą, w której przeważającym źródłem zysku operacyjnego jest segment wytwarzania. Wpływ na taki odmienny profil Grupy ma zarówno ekonomika, jak i skala działalności Grupy w segmencie wytwarzania, pomimo że Grupa PGE pozostaje drugim pod względem wolumenowym dystrybutorem energii elektrycznej w kraju. Pozwala to na optymalne wykorzystanie własnych kompetencji i pojawiających się szans w obszarze wytwarzania (zarówno konwencjonalnego, jak i odnawialnego) oraz hurtowego handlu energią elektryczną, przy jednoczesnym wysokim i stabilnym poziomie EBITDA z działalności regulowanej.

Wraz z dokonanymi przejęciami przez Enea kopalni Bogdanka oraz Elektrowni Połaniec oraz uruchomieniem nowego bloku Elektrowni Kozienice grupa ta zwiększyła udział EBITDA z segmentu wytwarzania. Przybliżyło to grupę Enea do profilu Grupy PGE.

Charakterystycznym dla wszystkich grup jest relatywnie mały udział sprzedaży detalicznej w tworzeniu wyniku operacyjnego, na co wpływ ma niska marżowość sprzedaży, będąca wynikiem znacznej konkurencji w segmencie.

Rysunek: Profile polskich grup energetycznych (wielkość wykresu proporcjonalna do udziału w EBITDA za III kwartały 2019 roku poszczególnych segmentów działalności i wielkości łącznej EBITDA).



*Wytwarzanie – wytwarzanie konwencjonalne i odnawialne, wydobywanie oraz ciepłownictwo.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie informacji publikowanych przez spółki

4.6. 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 2019 roku, które mogą mieć wpływ na działalność PGE w kolejnych latach.

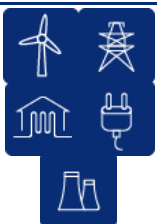


Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
	Ustawa o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji	Ma na celu wsparcie jednostek wytwarzających energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji w zakresie, w jakim koszty tego wytwarzania przekraczają 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 obowiązują wszystkie rozporządzenia o których mowa w ustawie.	Prezes URE przyjmuje wnioski o wypłatę premii gwarantowanej indywidualnej w terminie do 30 września poprzedzającego rok wypłaty premii. Nabór na premię kogeneracyjną indywidualną organizowany jest przynajmniej raz w roku.	Ustawa 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 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. 	Nowelizacja ustawy została uchwalona 19 lipca 2019 roku . Weszła w życie 29 sierpnia 2019 roku .	Projektowane rozwiązania wpływają na GK PGE. <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 tyt. obsługi tych podmiotów. ▪ Stworzenie warunków do rozwoju źródeł fotowoltaicznych wpłynie też negatywnie na produkcję w źródłach konwencjonalnych i na wolumen dystrybucji energii elektrycznej. 	

	<p>Ustawa regulująca ceny energii elektrycznej w 2019 roku „Ustawa o cenach prądu”</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 0,5% (PM OZE BIO). ■ 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 znowelizowana 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 e.e. 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>Projekt ustawy o rekompensatach z tytułu wzrostu cen energii elektrycznej w 2020 roku</p>	<p>Projekt zakłada:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Wprowadzenie rekompensat z tytułu wzrostu cen energii elektrycznej w 2020 roku w stosunku do poziomu cen z 2019 roku. ■ Rekompensata przysługiwałaby odbiorcom końcowym w gospodarstwach domowych, których dochód do opodatkowania nie przekroczył w 2019 roku pierwszego progu podatkowego i którzy w 2020 roku zużyją co najmniej 63 kWh energii elektrycznej. ■ Wyplata rekompensat nastąpiłaby na wniosek odbiorcy przez przedsiębiorstwa obrotu w 2021 roku, poprzez korektę faktur o odpowiednie kwoty. ■ Ustawa przewiduje 4 progi kwotowe rekompensat w zależności od wielkości zużycia energii. ■ Koszty wypłaty rekompensat (kwoty równej sumie wypłaconych odbiorcom końcowym rekompensat) mają zostać sfinansowane środkami ze sprzedaży 25 mln uprawnień do emisji, które stanowią część krajowej puli aukcyjnej w ramach nowego okresu rozliczeniowego EU ETS rozpoczynającego się od 1 stycznia 2021 roku. ■ Przedsiębiorstwa obrotu otrzymają zwrot kosztów, na wniosek złożony do Zarządcy Rozliczeń S.A. Dla wniosków dotyczących więcej niż 4 mln punktów poboru zwrot miałby nastąpić w ciągu 6 miesięcy od dnia złożenia wniosku. 	<p>Projekt ustawy został opublikowany 24 lutego 2020 roku na stronach RCL.</p>	<p>Aktualnie trwają konsultacje publiczne. Po zakończeniu konsultacji projekt zostanie skierowany do Stałego Komitetu Rady Ministrów.</p>	<p>Projekt w największym stopniu wpływa na funkcjonowanie segmentu Obrót. Nakłada na przedsiębiorstwa obrotu dodatkowe obowiązki, takie jak: powiadamianie odbiorców o prawie do rekompensaty, przyjmowanie wniosków i ich weryfikacja, wypłata rekompensaty, a także czynności kontrolne w uzgodnieniu z właściwym naczelnikiem urzędu skarbowego. Projekt przewiduje, że przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące działalność w zakresie dystrybucji energii elektrycznej kwalifikują odbiorców końcowych do jednej z czterech grup uprawnionych do rekompensaty, której wysokość uzależniona ma być od wielkości zużycia energii elektrycznej w danym punkcie poboru.</p>



	<p>Rozporządzenia w sprawie Funduszu Niskoemisyjnego Transportu</p>	<p>Projekty określają szczegółowe zasady funkcjonowania Funduszu Niskoemisyjnego Transportu ustanowionej 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.</p> <p>Projekt rozporządzenia w sprawie szczegółowych kryteriów wyboru projektów do udzielenia wsparcia ze środków Funduszu – doprecyzowuje podstawowe kryteria:</p> <ul style="list-style-type: none"> (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>Rozporządzenia zostały opublikowane w Dzienniku Ustaw 23 grudnia 2019 roku, a weszły w życie 24 grudnia 2019 roku.</p>	<p>Ogłoszenie pierwszego naboru wniosków o dofinansowanie z Funduszu Niskoemisyjnego Transportu planowane jest na I półrocze 2020 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>
	<p>Nowelizacja ustawy Prawo energetyczne</p>	<p>Nowelizacja ustawy - Prawo energetyczne zawiera szereg zmian m.in.:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ kompleksowe uregulowanie kwestii magazynowania energii, ▪ wprowadzenie obowiązku instalacji liczników zdalnego odczytu, ▪ powołanie operatora informacji rynku energii, którego rolą będzie utworzenie i rozwój centralnego systemu informacji o rynku. 	<p>W listopadzie 2018 roku zakończono konsultacje publiczne projektu ustawy. Kolejny (istotnie zmodyfikowany) projekt został opublikowany 23 grudnia 2019 roku.</p>	<p>Planowane jest skierowanie projektu do akceptacji Rady Ministrów w I półroczu 2020 roku.</p>	<p>Projektowane rozwiązania będą miały wpływ na wszystkie segmenty działalności Grupy PGE, zwłaszcza na segmenty Obrotu i Dystrybucji.</p>
	<p>Projekt ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych</p>	<p>Projekt ustawy zakłada umożliwienie rozwoju morskiej energetyki wiatrowej. Morskie farmy wiatrowe są istotne dla realizacji zobowiązań międzynarodowych w zakresie energetyki odnawialnej w horyzoncie długoterminowym. Stworzenie regulacji prawnych, które będą stymulować rozwój tego sektora jest kluczowe do ich osiągnięcia. Projekt zakłada:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Odrębny system wsparcia dedykowany technologii offshore, dopasowany do jej uwarunkowań technicznych i ekonomicznych polegający na przyznaniu tzw. prawa do pokrycia ujemnego salda, które będzie obliczone na podstawie LCOE instalacji offshore, w tym kosztów budowy przyłączenia, które w początkowej fazie będą obciążały inwestora. ▪ Liczne modyfikacje postępowań administracyjnych związanych z procesem inwestycyjnym, uwzględniające specyfikę inwestycji polegającej na budowie morskich farm wiatrowych. 	<p>Do 15 stycznia 2020 roku trwały konsultacje publiczne Projektu.</p>	<p>Obecnie, analizowane są uwagi zgłoszone w konsultacjach publicznych. Następnie, projekt zostanie skierowany do Stałego Komitetu Rady Ministrów.</p>	<p>Ustawa ta ma kluczowe znaczenie dla rozwoju morskich farm wiatrowych i tym samym dla spółki PGE Baltica, która jest odpowiedzialna za realizację Programu Offshore w Grupie Kapitałowej PGE i koordynuje przygotowania do budowy trzech farm wiatrowych.</p>


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					
	<p>Dyrektywa ETS i akty wykonawcze oraz delegowane, decyzja MSR</p>	<p>Przeciwdziałanie zmianom klimatu i realizacja zobowiązań wynikających z Porozumienia Paryskiego. Stworzenie poprzez odpowiedni sygnał cenowy CO₂ zachęt inwestycyjnych do rozwijania źródeł niskoemisyjnych.</p>	<p>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, w tym sposobu sprzedaży uprawnień dedykowanych do Funduszu Innowacyjnego oraz Funduszu Modernizacyjnego oraz zasady dobrowolnej likwidacji uprawnień przez państwa członkowskie. 11 grudnia 2019 roku KE przedstawiła „Europejski Zielony Ład”, w ramach którego zapowiedziano zwiększenie celu redukcji emisji CO₂ do 2030 roku z obecnych 40% do co najmniej 50-55% do 2030 roku, co będzie pociągać za sobą również rewizję m.in. dyrektywy ETS, dyrektywy RED oraz dyrektywy EED. 12 grudnia 2019 roku Rada Europejska przyjęła konkluzje wskazujące, że poza jednym państwem członkowskim, popiera cel neutralności klimatycznej europejskiej gospodarki do 2050 roku. 15 stycznia 2020 roku Parlament Europejski przyjął rezolucję w sprawie „Europejskiego Zielonego Ładu”, w której wezwał do przyjęcia przez UE wyższych celów klimatycznych i środowiskowych, w tym zwiększenia celu redukcji emisji na 2030 rok do 55%. 4 marca 2020 roku przedstawiony został przez Komisję Europejską wniosek legislacyjny dotyczący Rozporządzenia ustanawiającego ramy na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej.</p>	<p>Spodziewane przyjęcie aktu wykonawczego dot. funkcjonowania Funduszu Modernizacyjnego – w II lub III kwartale 2020 roku. Pierwszy projekt aktu wykonawczego został przedstawiony członkom Komitetu ds. Zmian Klimatu 21 listopada 2019 roku. Kompleksowy plan zwiększenia celu klimatycznego UE na 2030 rok do co najmniej 50-55% ma zostać przedstawiony do końca września 2020 roku, natomiast stosowne wnioski dotyczące kolejnej rewizji m.in. dyrektywy ETS oraz decyzji MSR mają zostać przedstawione w czerwcu 2021 roku.</p>	<p>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. Kolejna rewizja dyrektywy ETS przyczyni się do dalszego wzrostu cen uprawnień do emisji.</p>
Pakiet „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”					
	<p>Dyrektywa RED</p>	<p>Promowanie rozwoju energii ze źródeł odnawialnych w sektorach: elektroenergetycznym, ciepłowniczym i transportu, mające służyć osiągnięciu przez UE jako całość co</p>	<p>Dyrektywa została opublikowana w Dzienniku Urzędowym UE 21 grudnia 2018 roku i weszła w życie 24 grudnia 2018 roku. 11 grudnia 2019 roku KE przedstawiła „Europejski Zielony Ład”, w ramach którego zapowiedziano rewizję Dyrektywy RED na czerwiec 2021 roku.</p>	<p>Obowiązek transponowania dyrektywy do krajowego porządku prawnego – do 30 czerwca 2021 roku.</p>	<p>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.</p>

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
		najmniej 32% udziału OZE w zużyciu energii w 2030 roku.			<p>Wpływ na segment Obrót poprzez rozwój segmentu prosumenckiego, stanowiącego dla odbiorcy końcowego alternatywę dla zakupu energii.</p> <p>Wpływ na segment Dystrybucja poprzez konieczność integracji w sieci zwiększonej generacji ze źródeł rozproszonych.</p>
	Dyrektywa EED	Promowanie poprawy efektywności energetycznej w zakresie zarówno energii pierwotnej, jak i energii finalnej, mające służyć osiągnięciu przez UE jako całość celu co najmniej 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 . 11 grudnia 2019 roku KE przedstawiła „Europejski Zielony Ład”, w ramach którego zapowiedziano rewizję Dyrektywy EED na czerwiec 2021 roku .	Obowiązek transponowania dyrektywy do krajowego porządku prawnego – do 25 czerwca 2020 roku .	<p>Wpływ na wszystkie segmenty, polegający na ograniczeniu wzrostu zużycia energii poprzez podejmowanie działań efektywnościowych.</p> <p>Wpływ na segment Obrót wynikający z obciążenia kosztami funkcjonowania systemu zobowiązującego do efektywności energetycznej (białych certyfikatów).</p>
	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 weszły w życie 24 grudnia 2018 roku . 30 grudnia 2019 roku , w odpowiedzi na zgłoszone przez KE w czerwcu 2019 roku uwagi do projektu Zintegrowanego Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu, Polska przekazała do KE wersję finalną tego Planu. Plan ten wyznacza cele klimatyczno-energetyczne na 2030 rok.	W czerwcu 2020 roku KE ma dokonać oceny tych finalnych Planów.	<p>Wpływ Rozporządzenia analogiczny, jak dla Dyrektywy RED 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.</p>
	Rozporządzenie EMR	Stworzenie prawnych ram dla dalszej integracji wewnętrznego rynku energii elektrycznej.	Rozporządzenie zostało opublikowane w Dzienniku Urzędowym UE 14 czerwca 2019 roku , po czym weszło w życie 4 lipca 2019 roku . Większość przepisów Rozporządzenia jest stosowana od 1 stycznia 2020 roku .	Zgodnie z harmonogramem przewidzianym w rozporządzeniu do 5 lipca 2020 roku ENTSO-E ma przedłożyć ACER projekt metodyki dotyczącej udziału	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

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
			<p>17 grudnia 2019 roku Europejska Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) opublikowała opinię zawierającą techniczne wytyczne w sprawie obliczania EPS 550/CB 350.</p> <p>17 grudnia 2019 roku Komitet do Spraw Europejskich przyjął Plan działania, mający umożliwić wykonanie przez Polskę obowiązku udostępniania 70% transgranicznych zdolności przesyłowych na potrzeby rynku do końca 2025 roku, przy założeniu corocznego zwiększania udostępnianych wolumenów.</p> <p>30 grudnia 2019 roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał decyzję zatwierdzającą na 2020 rok derogację dla polskiego obszaru rynkowego od obowiązku udostępniania określonego poziomu transgranicznych zdolności przesyłowych.</p> <p>Do 5 stycznia 2020 roku Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej (ENTSO-E) zobowiązana była przedłożyć Grupie Koordynacyjnej ds. Energii Elektrycznej (ECG) oraz ACER projekt metody sporządzania oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim (ERAA), oraz tylko do ACER projekt metody wyliczania wartości niedostarczonej energii (VoLL), kosztu kapitałowego nowej jednostki (CONE) i normy niezawodności. W związku z opóźnieniem do 30 stycznia 2020 roku trwał obowiązkowy proces konsultacji publicznych, który ENTSO-E rozpoczęło 5 grudnia 2019 roku.</p>	<p>mocy zagranicznych w mechanizmie mocowym (CRM).</p> <p>Do 5 lipca 2021 roku ENTSO-E ustanowi rejestr zagranicznych dostawców mocy.</p>	<p>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 od 1 lipca 2025 roku. Potencjalny spadek wolumenu i ceny energii sprzedawanej na rynku hurtowym przez krajowe jednostki ze względu na zwiększony import, stopniowe zastępowanie istniejących jednostek wytwórczych przez nowe, spełniające standardy emisyjne.</p> <p>Dalsze skutki biznesowe będą wynikać również ze sposobu implementacji rozwiązań przyjętych w Rozporządzeniu EMR, tam gdzie dają one swobodę działania władzom krajowym.</p>

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
	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. 	Dyrektywa została opublikowana w Dzienniku Urzędowym UE 14 czerwca 2019 roku , po czym weszła w życie 4 lipca 2019 roku .	Obowiązek transponowania Dyrektywy do krajowego porządku prawnego – do 31 grudnia 2020 roku .	<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, zgodnie z wymogami Dyrektywy EMD.</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> <p>Dalsze skutki biznesowe będą wynikać również ze sposobu implementacji rozwiązań przyjętych w Dyrektywie EMD.</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> <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. 	<p>Trilogi odnośnie rozporządzenia dotyczącego Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego i Funduszu Spójności oraz odnośnie rozporządzenia dotyczącego wspólnych zasad dla funduszy europejskich – I lub II połowa 2020 roku.</p> <p>Prace w Radzie nad przyjęciem podejścia ogólnego w odniesieniu do kwestii finansowych dotyczących WRF – I połowa 2020 roku.</p> <p>Proces legislacyjny dotyczący rozporządzenia ustanawiającego Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji z udziałem Rady i Parlamentu Europejskiego ma trwać w 2020 roku.</p>	<p>Wpływ regulacji na ograniczenie wysokości środków finansowych możliwych do pozyskania przez spółki GK PGE na inwestycje.</p> <p>Wpływ regulacji dotyczącej Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji na dostępność środków finansowych do pozyskania przez spółki GK PGE.</p>

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
			<p>14 stycznia 2020 roku KE przedstawiła propozycję rozporządzenia ustanawiającego Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji (FST). Celem Funduszu ma być wsparcie dla obszarów stojących przed znaczącymi wyzwaniami społeczno-ekonomicznymi, wynikającymi z procesu transformacji do gospodarki neutralnej klimatycznie do 2050 roku. Kluczowe informacje dotyczące FST (projekt):</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Budżet FST ma wynieść 7,5 mld EUR nowych środków, z czego Polska miałaby otrzymać 2 mld EUR. ▪ Za każde EUR dofinansowania z FST dane państwo członkowskie powinno dołożyć od 1,5 do 3 EUR z funduszy strukturalnych (Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego i Europejski Fundusz Społeczny Plus). ▪ Z FST będą mogły być finansowane m.in. projekty OZE, efektywność energetyczna, nowe zatrudnienie dla pracowników, gospodarka o obiegu zamkniętym (w tym recykling odpadów), rekultywacja terenów pogórnicych, czy kształcenie pracowników. ▪ Warunkiem koniecznym uzyskania finansowania z FST ma być przygotowanie terytorialnych planów sprawiedliwej transformacji, które państwo członkowskie będzie składało do KE. Plany te muszą być zgodne z Krajowym Planem na rzecz Klimatu i Energii. 		
 <p>Polska Grupa Energetyczna</p>	Unijny Pakiet dot. finansowania zrównoważonego wzrostu gospodarczego	Wdrożenie przepisów mających na celu ułatwienie finansowania zrównoważonego wzrostu gospodarczego w UE.	<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>W czerwcu 2019 roku Techniczna Grupa Ekspertów, w ramach wsparcia prac KE, 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.</p> <p>Komitet Stałych Przedstawicieli w UE (Coreper) przyjął stanowisko negocjacyjne w sprawie tego rozporządzenia we wrześniu 2019 roku.</p> <p>W grudniu 2019 roku Parlament Europejski i Rada osiągnęły porozumienie podczas trilogów odnośnie tego rozporządzenia. Kluczowe kwestie, które znalazły się w tym porozumieniu:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ uznanie gazu i energii jądrowej za działalność przejściową. Ocena czy ta działalność jest zrównoważona pod względem środowiskowym dokonywana będzie na podstawie technicznych kryteriów, które będą ustanawiane przez KE w akcie 	Przewidywane wejście w życie rozporządzenia dotyczącego kryteriów, na podstawie których dokonywana będzie ocena działalności ekonomicznej w celu stwierdzenia, czy działalność ta jest zrównoważona pod względem środowiskowym – I lub II połowa 2020 roku.	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>delegowanym. KE ma przygotować ten akt delegowany do 31 grudnia 2020 roku, z datą stosowania od 31 grudnia 2021 roku.</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ nałożenie na duże przedsiębiorstwa (zatrudniające powyżej 500 pracowników) obowiązku włączania do oświadczenia na temat informacji niefinansowych lub skonsolidowanego oświadczenia na temat informacji niefinansowych, informacji odnośnie udziału w obrocie, CAPEX-ie i OPEX-ie działalności zrównoważonych pod względem środowiskowym. <p>W lutym 2020 roku unijna Rada do Spraw Gospodarczych i Finansowych („ECOFIN”) zatwierdziła powyższe porozumienie.</p> <p>W marcu 2020 roku Techniczna Grupa Ekspertów opublikowała raport końcowy.</p> <p>W raporcie tym Techniczna Grupa Ekspertów:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ nie rekomendowała na obecnym etapie uznania energii jądrowej za zrównoważonej ze względu na nie spełnienie kryterium ”niewyrządzania istotnej szkody”, jednocześnie zalecając dalsze prace w tej kwestii w przyszłości przez grupę z pogłębioną wiedzą techniczną w tym temacie; ■ wskazuje w przypadku źródeł wytwórczych opartych o gaz, iż za zrównoważone uważane są te działania, w przypadku których emisje w cyklu życia są poniżej 100g CO₂e/kWh, przy czym próg ten ma być obniżony do 0g CO₂e/kWh do 2050 roku. <p>W grudniu 2019 roku weszło w życie rozporządzenie w sprawie obowiązków informacyjnych oraz rozporządzenie w sprawie wskaźników referencyjnych.</p>		

DODATKOWE INFORMACJE Z OBSZARU ZAGRANICZNEGO OTOCZENIA REGULACYJNEGO

ZASKARŻENIE DECYZJI KE W SPRAWIE NIEWNOSZENIA ZASTRZEŻEŃ DO POLSKIEGO RYNKU MOCY

Segmenty	Postępowanie	Cel skargi	Główne wydarzenia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
Skarga na decyzję KE o niewnoszeniu zastrzeżeń do polskiego rynku mocy (sygn. SA. 46100), sygn. T-167/19					
	<p>Postępowanie w sprawie Tempus Energy Germany i T Energy Sweden przeciwko KE (sygn. T-167/19)</p>	<p>Skarga ma na celu unieważnienie decyzji KE o niewnoszeniu zastrzeżeń do polskiego rynku mocy (sygn.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 KE 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 KE (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). Skróć 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 i zawierania kontraktów mocowych.</p>

4.7. Rynki zaopatrzenia - paliwa

Węgiel brunatny, węgiel kamienny, gaz ziemny oraz biomasa stanowią podstawowe paliwa wykorzystywane do produkcji energii elektrycznej i ciepła przez elektrownie i elektrociepłownie wchodzące w skład Grupy PGE. Koszty zakupu paliw stanowią znaczący udział w kosztach produkcji energii elektrycznej. PGE S.A. w oparciu o Umowę o Zarządzaniu Handlowym Zdolnościami Wytwórczymi zabezpiecza dostawy surowców do Oddziałów segmentu Energetyka Konwencjonalna oraz od 1 lipca 2018 roku do segmentu Ciepłownictwo.

Dostawy węgla brunatnego do Elektrowni Bełchatów i Elektrowni Turów realizowane są w ramach bieżącej współpracy pomiędzy oddziałami funkcjonującymi w strukturach segmentu Energetyka Konwencjonalna.

Dostawy węgla brunatnego do Elektrociepłowni w Zgierzu realizowane są w ramach umowy zawartej z Kopalnią Węgla Brunatnego Bełchatów oraz umowy transportowej zawartej z Przedsiębiorstwem Transportu Samochodowego Betrans sp. z o.o. (spółka należąca do GK PGE).

Głównym dostawcą węgla kamiennego na potrzeby produkcji energii elektrycznej i ciepła w segmentach Energetyka Konwencjonalna oraz Ciepłownictwo była Polska Grupa Górnicza S.A.

Dostarczana biomasa kontraktowana była w postępowaniach zakupowych głównie od dostawców funkcjonujących na polskim rynku biomasy.

W zakresie dostaw paliw w Grupie PGE w 2019 roku nie wystąpiło ryzyko utraty możliwości realizacji dostaw dla zapewnienia ciągłości procesu produkcyjnego.

5. Działalność Grupy Kapitałowej PGE w 2019 roku

5.1. Segmenty działalności



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

293 686 km
linii dystrybucyjnych

-

Wolumeny energii elektrycznej

Produkcja energii
elektrycznej netto
47,61 TWh

Produkcja energii
elektrycznej netto
8,42 TWh

Produkcja energii
elektrycznej netto
2,29 TWh

Dystrybuowana
energia elektryczna
36,38 TWh

Sprzedaż energii elektrycznej
do odbiorców finalnych
42,91 TWh

Wolumeny energii cieplnej

Produkcja ciepła
5,61 PJ

Produkcja ciepła
44,72 PJ

Pozycja rynkowa

GK PGE jest liderem w dziedzinie
wydobycia węgla brunatnego
w Polsce (ok. 87%)

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. 10% (bez uwzględniania
współspalania biomasy i biogazu)

Drugi pod względem
ilości klientów dystrybutor energii
elektrycznej w kraju

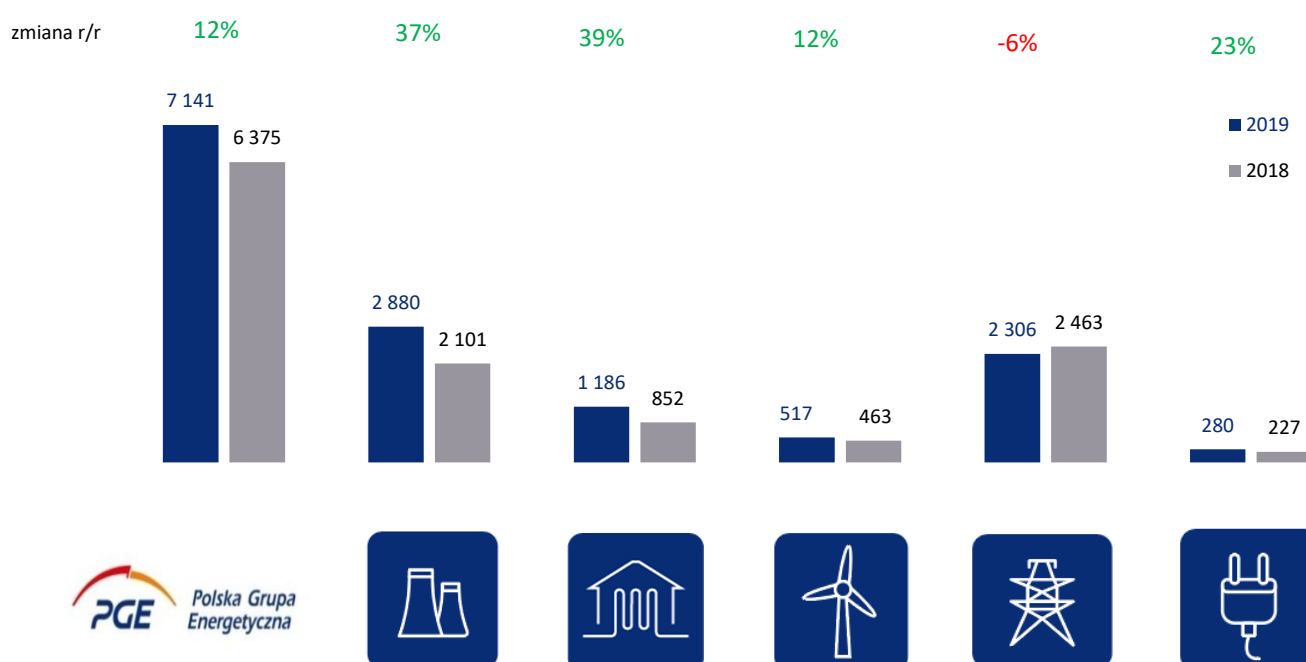
Lider
w handlu hurtowym
i detalicznym w Polsce

5.2. Omówienie kluczowych wyników finansowych GK PGE

Najlepszym miernikiem oceny rentowności i poziomu zyskowności spółek z branży energetycznej jest wynik EBITDA⁴. Jest to wynik przed potrąceniem kosztów amortyzacji, podatków dochodowych oraz 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 2019 rok ma segment Energetyka Konwencjonalna oraz Dystrybucja, partycypujące odpowiednio 40% oraz 32% w wyniku EBITDA GK. Segment Ciepłownictwo odpowiada za 17% EBITDA, natomiast segment Energetyka Odnawialna wypracował 7% EBITDA, Obrót 4% EBITDA.

EBITDA Grupy Kapitałowej w podziale na segmenty (mln PLN)



⁴ EBITDA obliczona jest wg następującej formuły: zysk operacyjny + amortyzacja, likwidacja oraz odpisy (RAT, WN, PDUA, NI i wartość firmy) ujęte w wyniku finansowym.


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




	EBITDA 2018	Wynik na sprzedaży energii elektrycznej u wytwórców*	Koszty CO ₂	Koszty osobowe	Wynik na sprzedaży e.e. do odbiorców finalnych	Koszty paliwa	Przychody PM**	Wynik na dystrybucji	Pozostałe	EBITDA 2019
Odchylenie		2 930	-1 641	-554	-448	-349	-311	164	134	
EBITDA raportowana 2018	6 375									
Zdarzenia jednorazowe 2018	-337									
EBITDA powtarzalna 2018	6 712	11 541	1 773	4 811	489	3 854	558	4 407		
EBITDA powtarzalna 2019		14 471	3 414	5 365	41	4 203	247	4 571		6 637
Zdarzenia jednorazowe 2019										504
EBITDA raportowana 2019										7 141

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

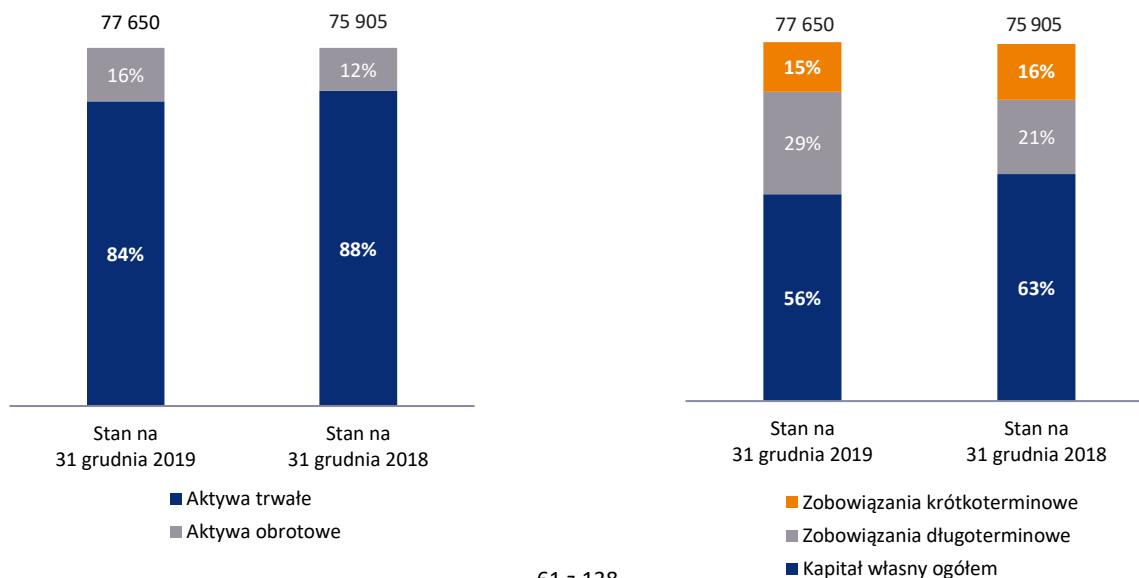
** Spadek wyniku z niższego wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji.

 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych pomniejszającej wynik raportowany.

 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany.

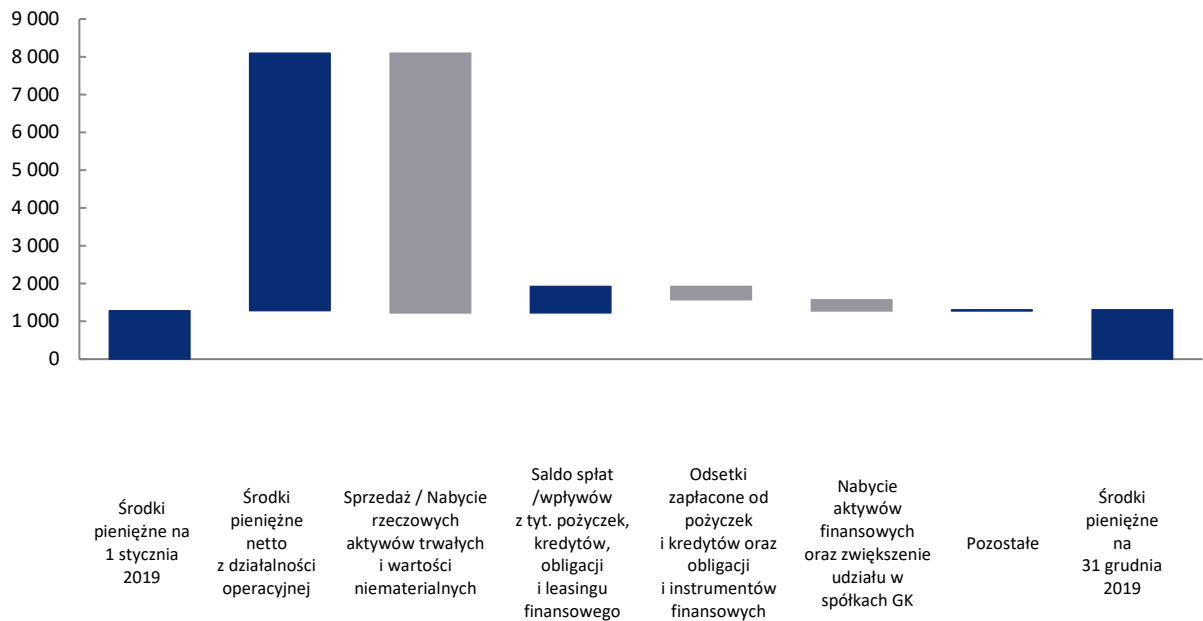
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ

Rysunek: Struktura aktywów i pasywów (mln PLN).



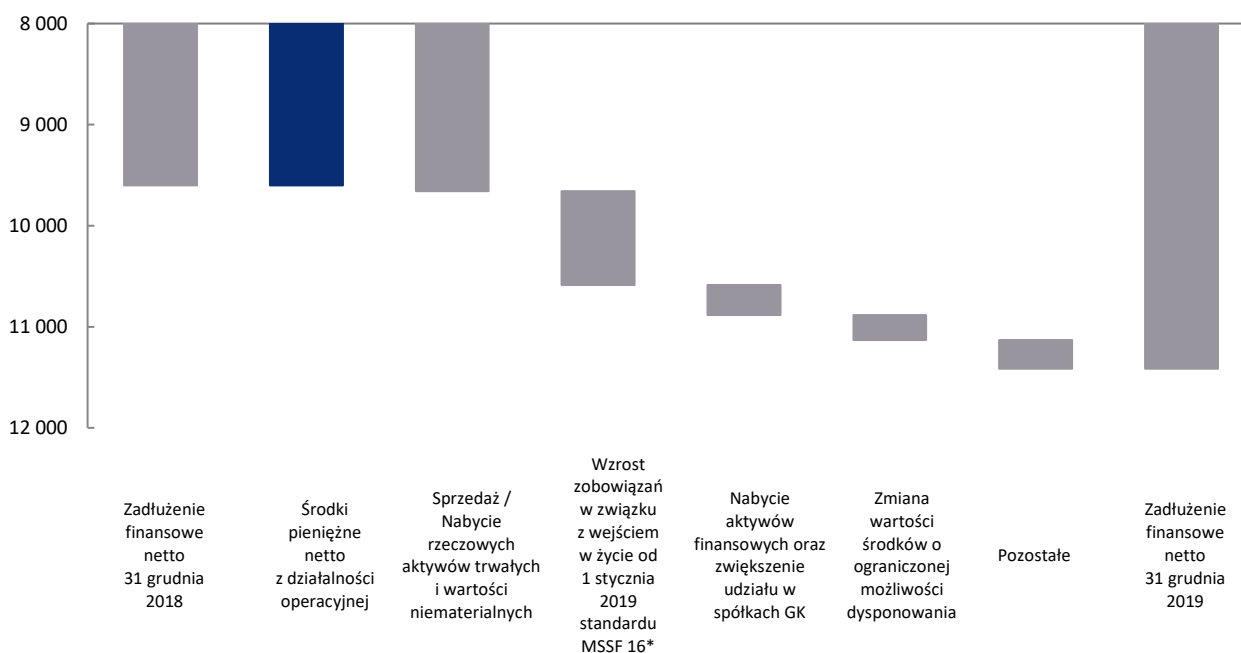
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH

Rysunek: Zmiana stanu środków pieniężnych (mln PLN).



Wpływ na poziom środków pieniężnych		6 820	-6 877	704	-358	-297	40	
Środki pieniężne	1 279							1 311

Rysunek: Zadłużenie finansowe netto (mln PLN).



Wpływ na poziom zadłużenia netto						
		-6 820	6 877	921	297	248
						292
Zadłużenie finansowe netto	9 600					
						11 415

*Por. nota 5 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

OBSZARY GEOGRAFICZNE

Grupa PGE osiąga przychody głównie na rynku krajowym. Szczegółowe zestawienie informacji dotyczących podziału geograficznego przychodów Grupy znajduje się w nocie 6.2 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

KLUCZOWE WYNIKI FINANSOWE W SEGMENTACH DZIAŁALNOŚCI



**Energetyka
Konwencjonalna**



Ciepłownictwo



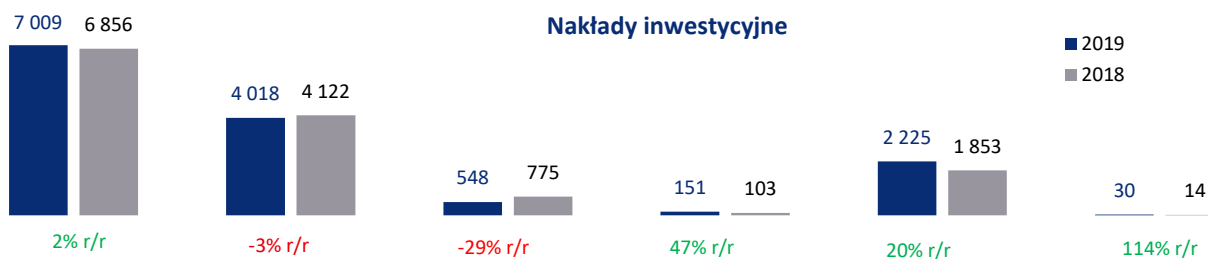
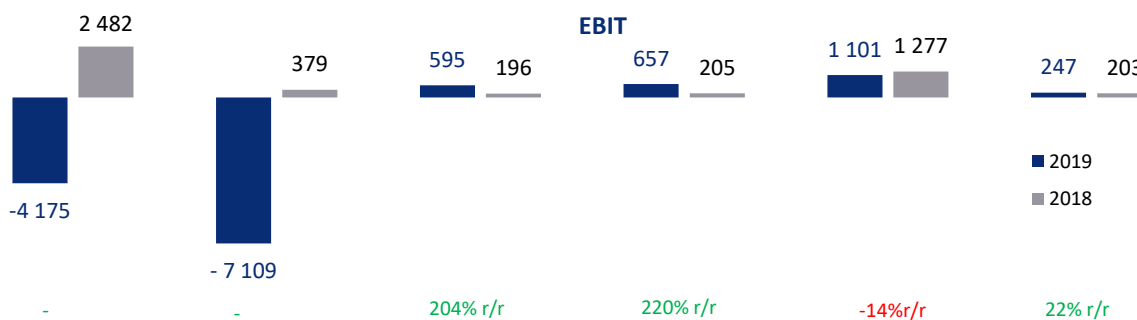
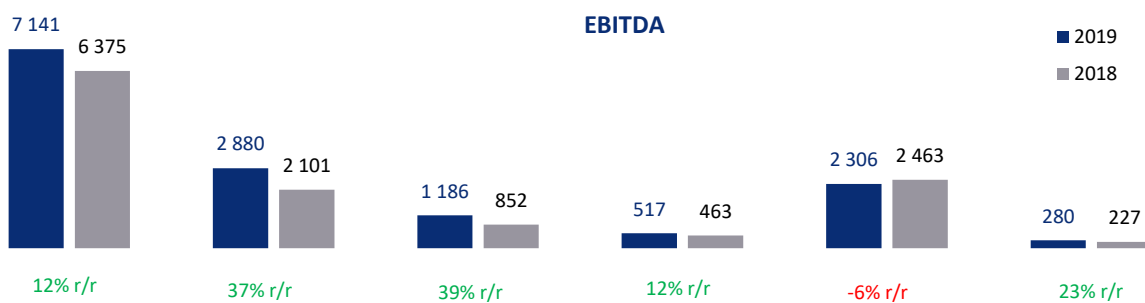
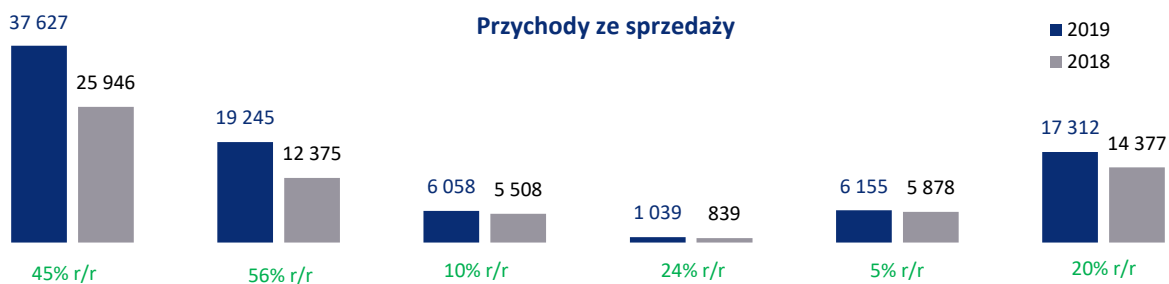
**Energetyka
Odnawialna**



Dystrybucja



Obrót



BILANS ENERGII GK PGE

Bilans energii elektrycznej

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

Wolumen	2019	2018	zmiana %
A. Sprzedaż energii elektrycznej poza GK PGE, w tym:	105,36	76,78	37%
<i>Sprzedaż do odbiorców finalnych*</i>	44,01	42,57	3%
<i>Sprzedaż na rynku hurtowym i bilansującym</i>	61,35	34,21	79%
B. Zakup energii spoza Grupy PGE (rynek hurtowy i bilansujący)	51,50	15,17	239%
C. Produkcja energii netto w jednostkach GK PGE	58,32	65,91	-12%
D. Zużycie własne OSD, KWB, ESP (D=C+B-A)	4,46	4,30	4%

*Sprzedaż realizowana głównie przez PGE Obrót S.A. oraz PGE EC.

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% obliża giełdowego.

Część wzrostu wolumenu sprzedaży do odbiorców finalnych w 2019 roku w porównaniu do 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 energii elektrycznej*	2019	2018	Zmiana %
PRODUKCJA ENERGII W TWh, z czego:	58,32	65,91	-12%
Elektrownie opalane węglem brunatnym	32,12	38,90	-17%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	14,86	16,61	-11%
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	0,04	0,14	-71%
Elektrociepłownie węglowe	4,20	4,27	-2%
Elektrociepłownie gazowe	4,49	4,12	9%
Elektrociepłownie biomasowe	0,32	0,18	78%
Elektrociepłownie odpady komunalne	0,04	0,01	300%
Elektrownie szczytowo-pompowe	0,65	0,39	67%
Elektrownie wodne	0,37	0,37	-
Elektrownie wiatrowe	1,27	1,06	20%
w tym produkcja OZE	2,04	1,76	16%

*Prezentowany wolumen nie obejmuje prac rozruchowych bloków 5 i 6 w Elektrowni Opole.

Główny wpływ na poziom produkcji energii elektrycznej r/r miała niższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem brunatnym (spadek o 6,8 TWh) i elektrowniach opalanych węglem kamiennym (spadek o 1,8 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 Bełchatów.

Niższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem brunatnym jest następstwem niższego średniego obciążenia Elektrowni Bełchatów o 32 MW, tj. o 9% oraz Elektrowni Turów o 37 MW, tj. o 21%. Dodatkowo niższa produkcja jest efektem dłuższego czasu postoju bloków w remontach. Bloki 2-14 w Elektrowni Bełchatów pozostawały w remontach dłużej o 6 335 h (blok nr 2 pozostawał w modernizacji od 28 lutego 2019 roku do końca stycznia 2020 roku), natomiast bloki w Elektrowni Turów pozostawały w remontach dłużej o 755 h (blok nr 1 pozostawał w modernizacji od maja 2018 roku do listopada 2019 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 11 509 h czasu postoju bloków tej elektrowni w rezerwie (w tym dłuższy o 5 458 h czas postoju w rezerwie bloków 1 i 2 wykorzystywanych przez PSE S.A. w ramach IRZ). Niższa produkcja w Elektrowni Rybnik spowodowana jest dłuższym o 4 703 h postojem bloków 3-8 tej elektrowni w rezerwie oraz niższym obciążeniem o 3 MW. Wyższa produkcja w Elektrowni Opole jest efektem pracy bloków 5 i 6, które wyprodukowały w 2019 roku 3,3 TWh energii elektrycznej. Powyższy efekt został pomniejszony na skutek dłuższego o 3 707 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 4 021 h czasu postoju bloków 1-4 w rezerwie oraz niższego średniego obciążenia bloków 1-4 o 50 MW, tj. o 19%.

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

Wyższa produkcja w elektrociepłowniach biomasowych jest następstwem wyższej produkcji w Elektrociepłowni Szczecin na skutek wyższej opłacalności produkcji energii elektrycznej z biomasy.

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 2019 roku. Wykorzystanie mocy na farmach wiatrowych w 2019 roku było średnio większe o ponad 4 p.p.

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

Wzrost produkcji 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	2019	2018	Zmiana %
Produkcja ciepła w PJ, z czego:	50,34	51,18	-2%
Elektrownie opalane węglem brunatnym	2,65	2,68	-1%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	0,85	0,73	16%
Elektrociepłownie węglowe	36,23	37,13	-2%
Elektrociepłownie gazowe	9,47	9,35	1%
Elektrociepłownie biomasowe	0,83	1,03	-19%
Elektrociepłownie opalane odpadami komunalnymi	0,14	0,05	180%
Elektrociepłownie pozostałe	0,17	0,21	-19%

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 w 2019 roku były wyższe o 0,3°C, co przełożyło się na niższą produkcję ciepła, co w części zostało skompensowane przez rozwój rynku tj. wzrost mocy zamówionej w ciepłe.

Sprzedż ciepła

W 2019 roku wolumen sprzedanego ciepła wyniósł w Grupie PGE 50,34 PJ i był niższy o 0,84 PJ r/r. Na powyższy wynik wpływ miało głównie niższe zapotrzebowanie na ciepło spowodowane wyższymi średnimi temperaturami zewnętrznymi w 2019 roku.

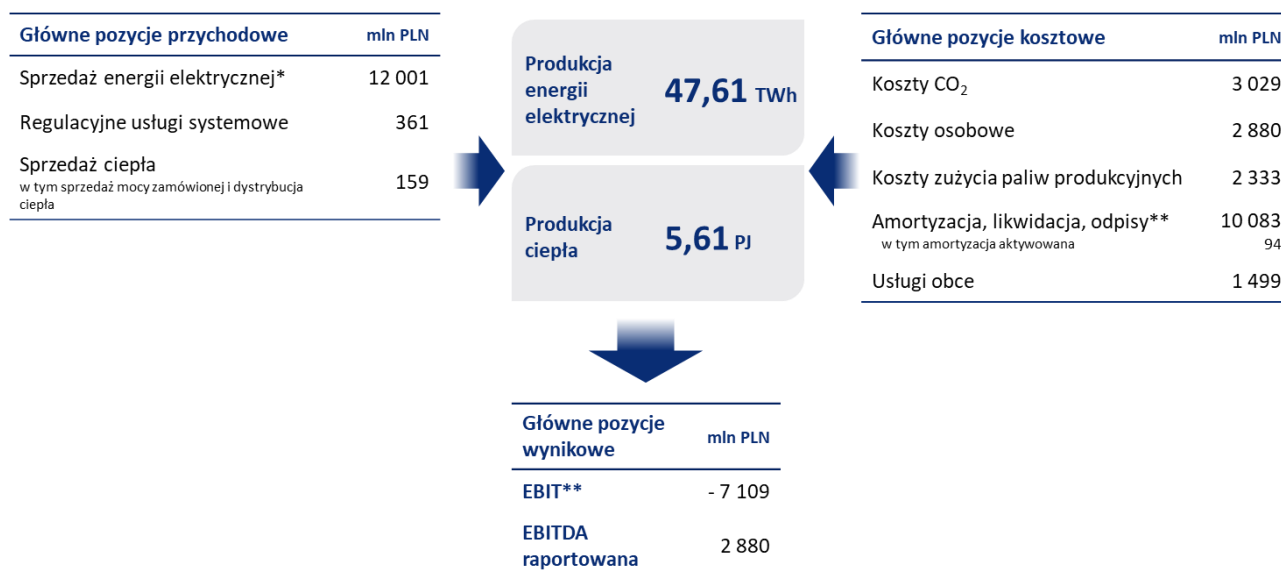
5.3. Segmenty operacyjne

SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – ENERGETYKA KONWENCJONALNA

Opis segmentu i model jego działalności

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

Energetyka Konwencjonalna



*Ujęcie zarządcze.

**Uwzględniony odpis z tyt. trwałej utraty wartości aktywów w kwocie 7,5 mld PLN, który pomniejsza wynik EBIT (por. nota 3.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego).

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 ze spółką PSE S.A. Są one równoległymi przychodami do tych uzyskiwanych z rynku energii elektrycznej, a związane są z koniecznością stabilnego funkcjonowania KSE. Regulacyjne usługi systemowe świadczą elektrownie PGE GiEK, w tym Elektrownia Rybnik.

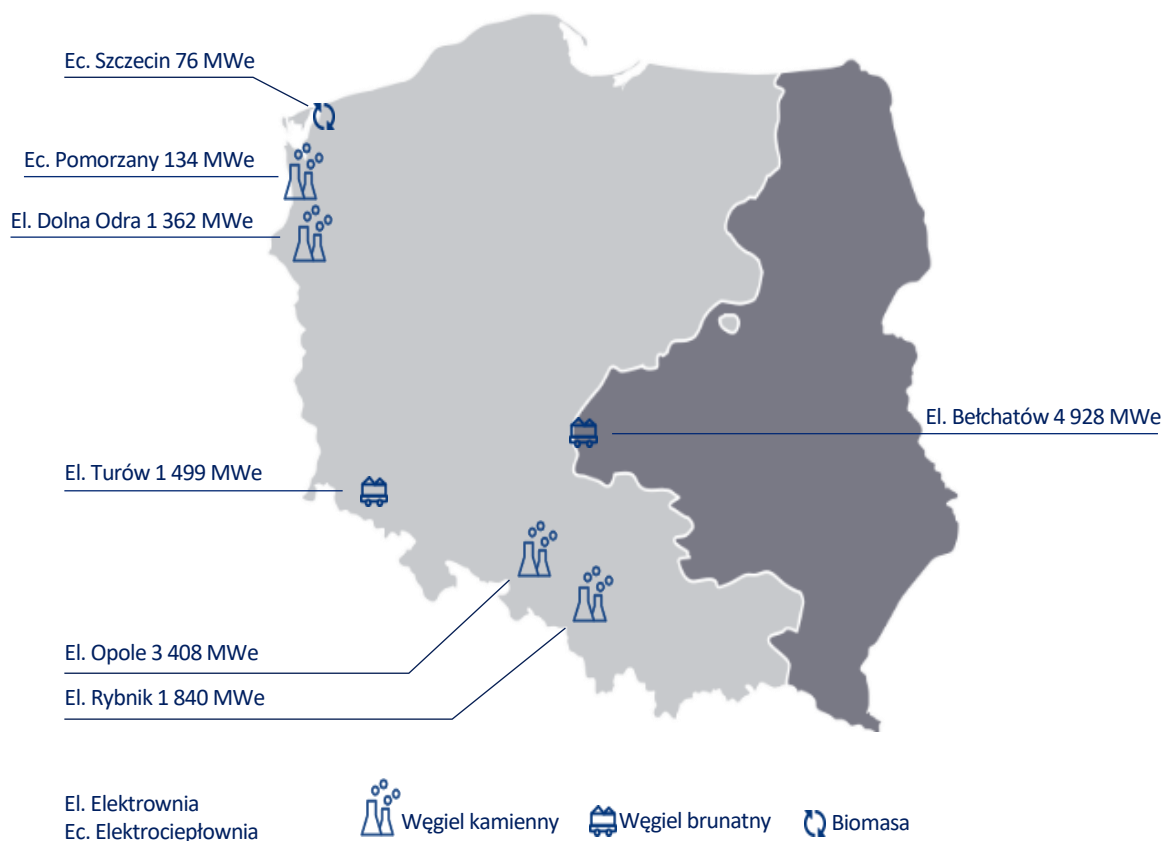
Dodatkowo segment uzyskuje **przychody ze sprzedaży ciepła**, produkowanego zarówno w elektrowniach systemowych oraz EC Szczecin oraz EC Pomorzany, będących częścią Zespołu Elektrowni Dolna Odra.

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%⁵ krajowego wydobycia), a także największym wytwórcą energii elektrycznej – wytwarza ok. 32%⁶ krajowej produkcji energii elektrycznej brutto. Produkcja oparta jest na węglu brunatnym, wydobywanym z własnych kopalni oraz węgla kamiennym i biomasie.

Rysunek: Główne aktywa segmentu Energetyka Konwencjonalna i ich moc zainstalowana.



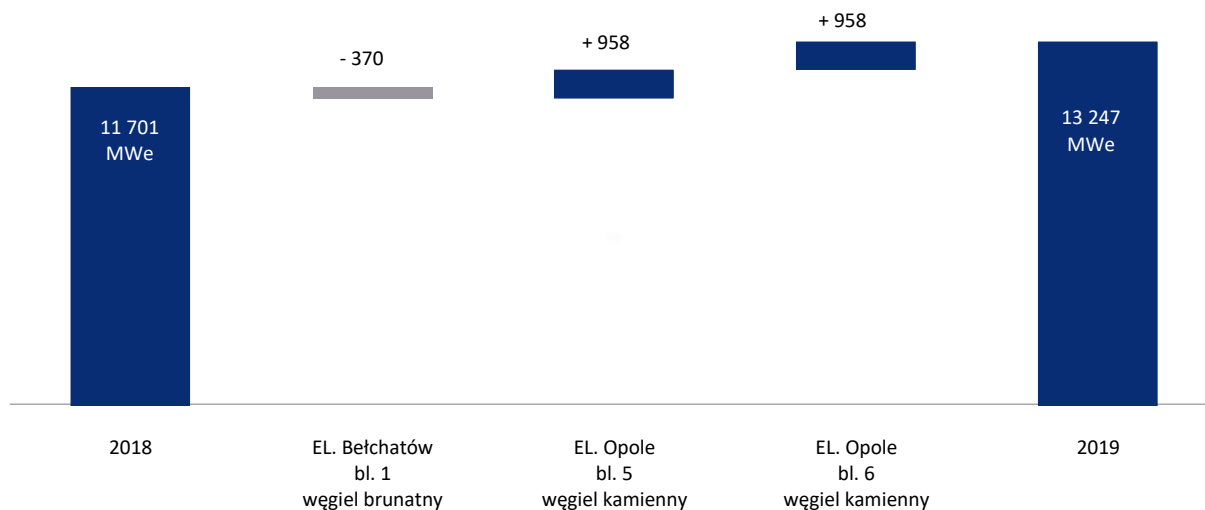
⁵ Wyczerpania własne w oparciu o dane ARE.

⁶ Wyczerpania własne w oparciu o dane PSE S.A.

Tabela: Dane dotyczące mocy zainstalowanej i produkcji w segmencie Energetyka Konwencjonalna.

Główne typy paliwa	Roczna produkcja energii (TWh)		Roczna produkcja ciepła (PJ)		Moc zainstalowana (MWe)	Moc zainstalowana (MWt)
	2019	2018	2019	2018	2019	2019
Węgiel kamienny	15,18	16,77	2,42	2,38	6 744	584
Węgiel brunatny	32,12	38,90	2,65	2,68	6 427	593
Biomasa	0,31	0,26	0,54	0,76	76	162
RAZEM	47,61	55,93	5,61	5,82	13 247	1 339

Rysunek: Zmiana mocy zainstalowanej w segmencie Energetyka Konwencjonalna.



WYDOBYCIE WĘGLA BRUNATNEGO

Zasoby węgiew brunatnego

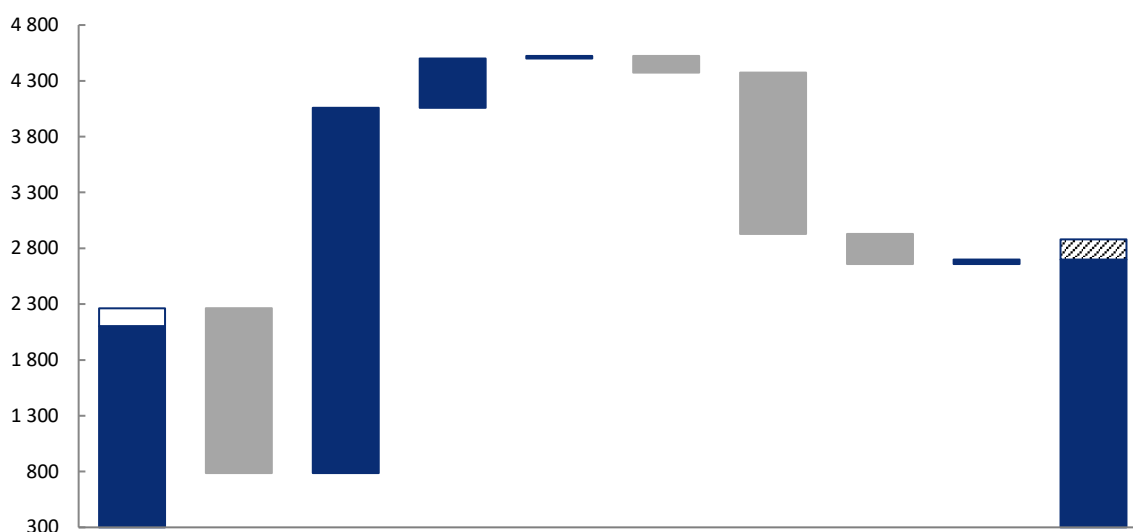
Zasoby złoże węgiew brunatnego ustalane są w ramach prowadzonej ewidencji zasobów kopaliny w operacie ewidencyjnym za dany rok do 28 lutego, wg stanu na 31 grudnia poprzedniego roku (art. 101 pkt 3 Prawa geologicznego i górnictwa). W poniższej tabeli przedstawiono zasoby węgiew brunatnego na koniec 2019 roku i wielkość wydobycia w 2019 roku.

Tabela: Zasoby węgiew brunatnego na koniec 2018 roku oraz wielkość wydobycia w 2019 roku.

Złoże	Zasoby – stan na koniec 2019 roku		Wielkość wydobycia w 2019 roku	
	(mln Mg)		(mln Mg)	
Bełchatów – Pole Bełchatów	przemysłowe	20,02		4,11
Bełchatów – Pole Szczerców	przemysłowe	624,08		34,21
Turów	przemysłowe	289,20		4,97


KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



	EBITDA 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 2019
Odchylenie		-1 475	3 271	442	24	-149	-1 445	-270	38	
EBITDA raportowana 2018	2 101									
Zdarzenia jednorazowe 2018	-161									
EBITDA powtarzalna 2018	2 262	9 790	-27	337	2 184	1 584	2 556			
EBITDA powtarzalna 2019		11 586	415	361	2 333	3 029	2 826			2 698
Zdarzenia jednorazowe 2019										182
EBITDA raportowana 2019										2 880

 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych pomniejszającej wynik raportowany.

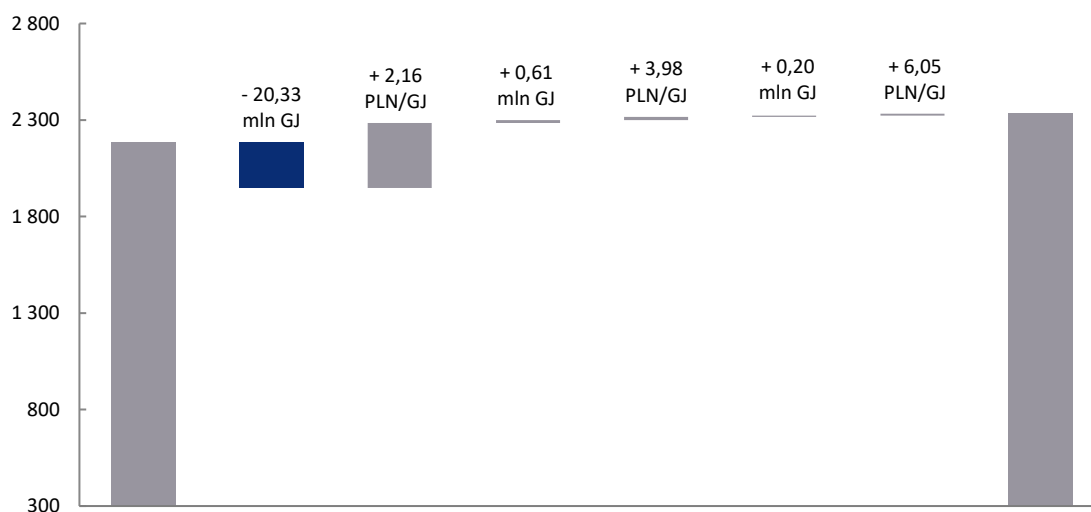
 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany.

*Koszty osobowe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej (zdarzenia jednorazowe).

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

- **Niższy wolumen produkcji energii elektrycznej** w PGE GiEK o 8,3 TWh ze względu na niższe wykorzystanie jednostek wytwórczych przez PSE S.A. za sprawą niższego zapotrzebowania w KSE oraz wyższej generacji wiatrowej (por. pkt 4.2 niniejszego sprawozdania).
- **Wzrost cen sprzedaży energii elektrycznej** (por. pkt 4.2 niniejszego sprawozdania).
- **Wyższy wynik na optymalizacji portfela energii elektrycznej** z powodu wyższego wolumenu obrotu energią elektryczną o 17,0 TWh, przy wyższej marży zrealizowanej na obrocie energią elektryczną.
- **Wyższe przychody z RUS**, głównie wyższe przychody z tytułu Operacyjnej Rezerwy Mocy („ORM”) na skutek wyższych wolumenów ORM w Elektrowni Opole i Elektrowni Dolna Odra na skutek niższego obciążenia sprzedażowego tych elektrowni.
- **Wyższe koszty zużycia paliw** przede wszystkim węgla kamiennego, na skutek wyższych zrealizowanych cen węgla kamiennego. 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 (mIn PLN).



	Koszty paliw 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 2019
Odchylenie		-236	337	14	17	8	9	
Koszty paliw 2018	2 184	2 046		84		54		
Koszty paliw 2019		2 147		115		71		2 333

*Koszty węgla kamiennego wraz z transportem.

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

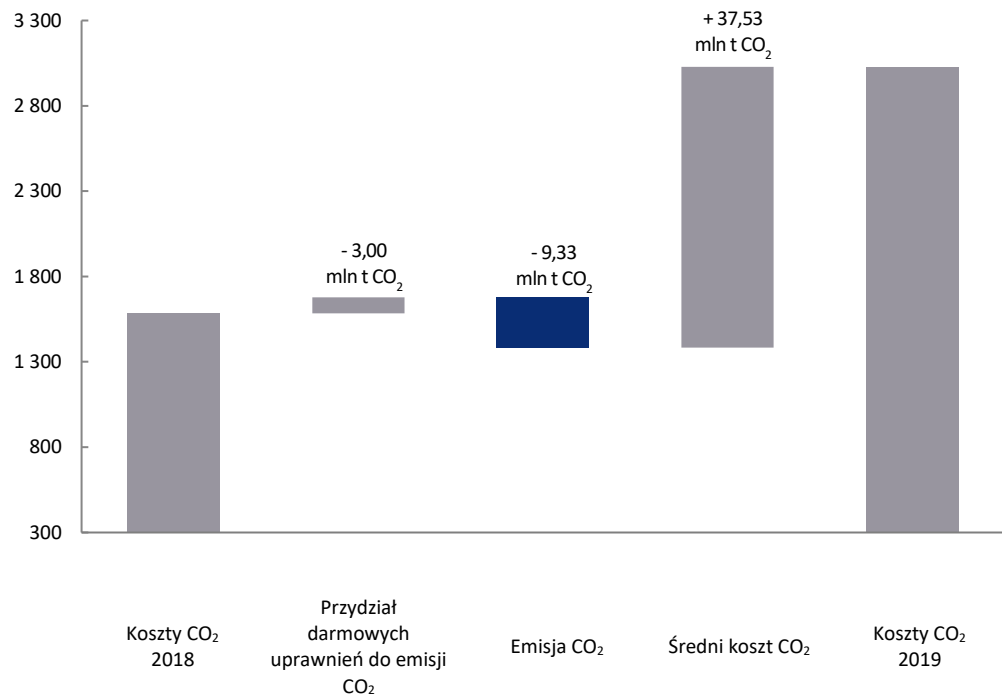
Rodzaj paliwa	2019		2018	
	Ilość (tys. ton)	Koszt (mIn PLN)	Ilość (tys. ton)	Koszt (mIn PLN)
Węgiel kamienny	7 019	2 147	8 114	2 046
Biomasa	433	115	345	84
Olej opałowy lekki i ciężki	40	71	35	54
RAZEM		2 333		2 184

Tabela: Dyspozycyjność i wykorzystanie mocy w segmencie Energetyka Konwencjonalna.

	2019	2018	2017	2016	2015
Dyspozycyjność*					
Elektrownie węgiel brunatny	78,4%	82,9%	86,9%	85,6%	85,0%
Elektrownie węgiel kamienny	81,4%	84,8%	81,0%	87,7%	81,3%
Współczynnik wykorzystania mocy*					
Elektrownie węgiel brunatny	62,4%	75,5%	75,3%	71,8%	71,8%
Elektrownie węgiel kamienny	38,2%	52,0%	47,4%	50,5%	47,8%

*Bez uwzględnienia bloków nr 1-2 w Elektrowni Dolna Odra (IRZ) i bloku nr 1 w Bełchatowie w latach 2016-2019 oraz bloków 1-2 w Elektrowni Rybnik w latach 2018-2019 (rezerwa szczytowa).

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



Odchylenie	95	-295	1 645
Koszty CO ₂ 2018	1 584		
Koszty CO ₂ 2019			3 029

NAKŁADY INWESTYCYJNE

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

mln PLN	2019	2018	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	3 252	3 601	-10%
▪ Rozwojowe	1 665	2 159	-23%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	1 587	1 442	10%
Pozostałe	179	123	46%
Elektrownia Rybnik, w tym:	147	129	14%
▪ Rozwojowe	0	19	-
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	146	108	35%
▪ Pozostałe	1	2	-50%
RAZEM	3 578	3 853	-7%
Aktywowane koszty usuwania nadkładu w kopalniach	440	269	64%
RAZEM z aktywowanymi kosztami usuwania nadkładu	4 018	4 122	-3%

KLUCZOWE WYDARZENIA W 2019 ROKU W SEGMENTIE ENERGETYKA KONWENCJONALNA

Kluczowe inwestycje rozwojowe:

- 15 stycznia 2019 roku została przeprowadzona pierwsza synchronizacja generatora bloku nr 5 w Elektrowni Opole z KSE.
- 14 maja 2019 roku została przeprowadzona pierwsza synchronizacja generatora bloku nr 6 w Elektrowni Opole z KSE.
- 31 maja 2019 roku blok nr 5 w Elektrowni Opole został przekazany do eksploatacji.
- 12 czerwca 2019 roku opublikowane zostało ogłoszenie o zamówieniu w postępowaniu publicznym na wybór Generalnego Wykonawcy budowy dwóch bloków gazowo-parowych w PGE GiEK S.A. Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra.
- 6 sierpnia 2019 roku wydane zostały przez PSE S.A. warunki przyłączenia do sieci przesyłowej bloków 9 i 10 w Elektrowni Dolna Odra.
- 30 września 2019 roku blok nr 6 w Elektrowni Opole został przekazany do eksploatacji i zakończono realizację inwestycji.
- 2 października 2019 roku Marszałek Województwa Dolnośląskiego zmienił decyzję pozwolenia zintegrowanego (PZ) na prowadzenie instalacji do spalania paliw na blokach 1-6 w Elektrowni Turów. Decyzja zmieniająca PZ stała się prawomocna 8 października 2019 roku.
- 22 października 2019 roku uzyskano decyzję określającą środowiskowe uwarunkowania dla planowanego przedsięwzięcia pn.: „Budowa dwóch nowych bloków gazowo-parowych (CCGT) klasy 700 każdy w Elektrowni Dolna Odra”.
- 3 stycznia 2020 roku podjęto decyzję o akceptacji wyboru oferty konsorcjum w składzie General Electric Global Services GmbH (lider konsorcjum), Polimex Mostostal S.A. oraz General Electric International Inc. złożonej w postępowaniu pn. „Budowa dwóch bloków gazowo-parowych w PGE GiEK S.A. Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra”. Planowane bloki gazowo-parowe znalazły się wśród jednostek wytwórczych, które uzyskały 17-letni kontrakt w aukcji głównej Rynku mocy na dostawy do 2024 roku.
- 30 stycznia 2020 roku podpisano kontrakt na budowę dwóch bloków gazowo-parowych o mocy ok. 1 400 MW w Elektrowni Dolna Odra.

Kluczowe inwestycje modernizacyjne związane ze zmniejszaniem emisji do środowiska:

- 26 stycznia 2019 roku zakończono ruch próbny bloku nr 2 w Elektrowni Turów po modernizacji.
- 31 stycznia 2019 roku przejęto do eksploatacji instalację SCR na kotle B w Elektrowni Pomorzany.
- W lutym 2019 roku podpisano protokoły przekazania do eksploatacji w zakresie wyspy AKPiA, wyspy generator i elektrofiltr oraz wyspy kotłowej bloku nr 2 w Elektrowni Turów po modernizacji.
- 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 NOx, 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.
- W grudniu 2019 roku zakończono prace modernizacyjne na IOS bloku nr 8 w Elektrowni Bełchatów.
- 16 grudnia 2019 roku elektrofiltr na bloku nr 1 w Elektrowni Opole został przekazany do eksploatacji po modernizacji.
- 18 grudnia 2019 roku instalacja SNCR na bloku nr 1 w Elektrowni Opole została przejęta do eksploatacji po modernizacji.
- 22 grudnia 2019 roku rozpoczęto ruch próbny (720 - godzinny) Instalacji Odsiarczania Spalin w Elektrowni Pomorzany.

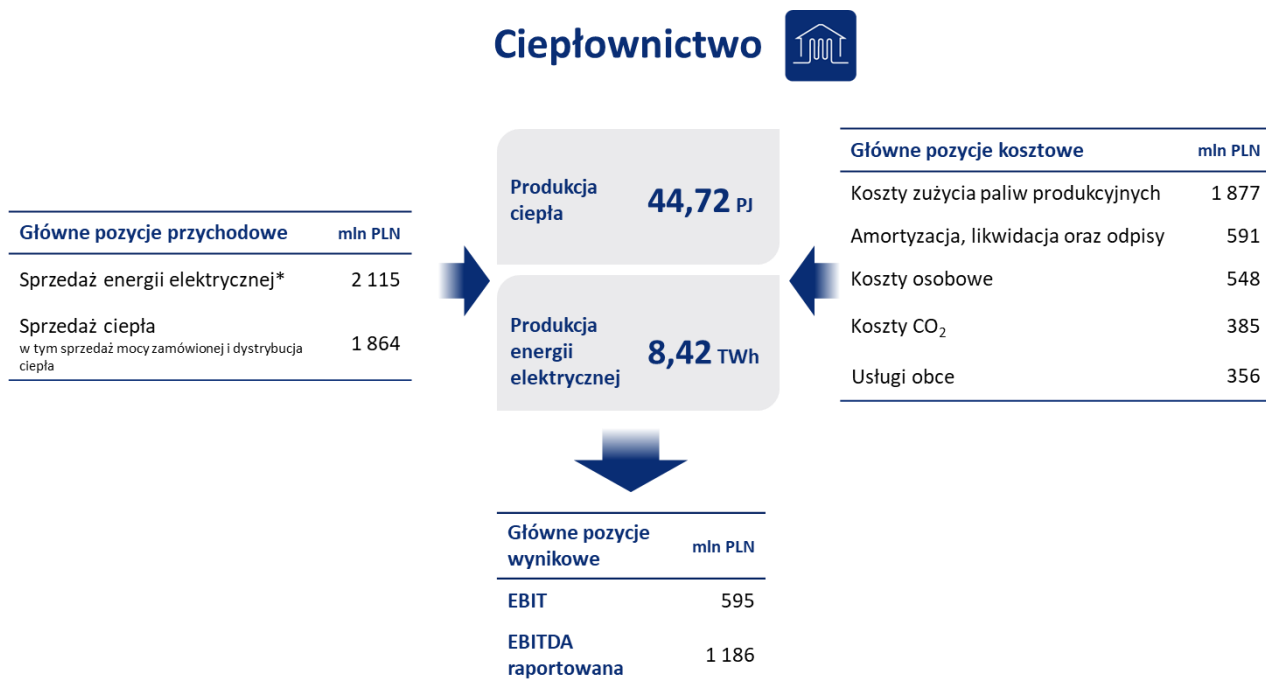
KLUCZOWE PROJEKTY REALIZOWANE W 2019 ROKU

Cel projektu	Budżet (netto bez kosztów finansowania)	Poniesione nakłady (netto bez kosztów finansowania)	Nakłady poniesione w 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	10,10 mld PLN	910 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. Przejęcie 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	3,11 mld PLN	527 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 oraz trwają rozruchy poszczególnych urządzeń. W IV kwartale 2019 roku podano napięcie na system DCS w budynku nastawni głównej i rozpoczęto instalację systemu sterowania blokiem na docelowych serwerach. Przeprowadzono odbiory i przekazano do ruchu zamknięty układ wody chłodzącej. Na maszynowni zakończono montaż głównych rurociągów. Trwa układanie kabli i łączenie poszczególnych urządzeń. Na koniec grudnia 2019 roku ogólne zaawansowanie prac w projekcie wynosiło ok. 94%.

SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – CIEPŁOWNICTWO

Opis segmentu i model jego działalności

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



*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, uzyskują wsparcie na poziomie pokrywającym zwiększone koszty operacyjne produkcji, dla dużych jednostek wyznaczane są w trybie indywidualnym. 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, 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 i ich moc zainstalowana.

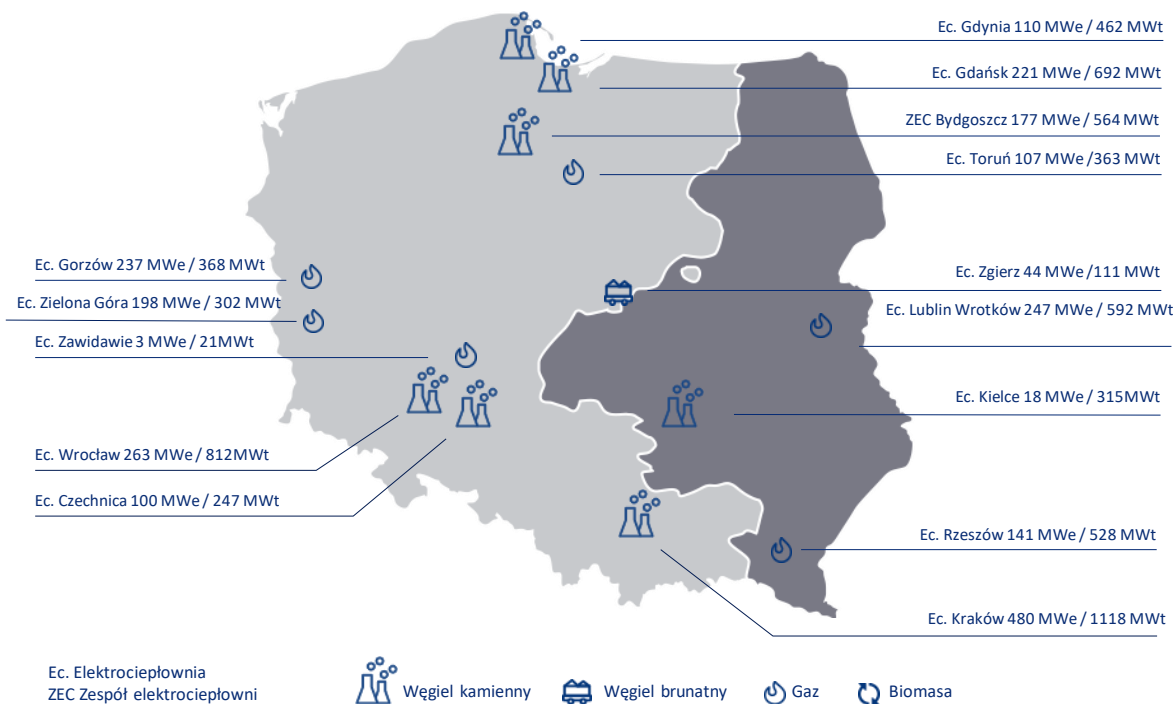


Tabela: Dane dotyczące mocy zainstalowanej i produkcji w segmencie Ciepłownictwo.

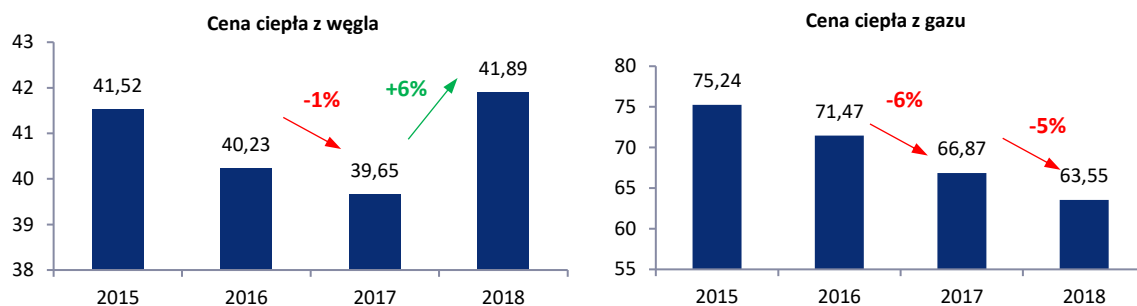
Główne typy paliwa	Roczna produkcja energii (TWh)		Roczna produkcja ciepła (PJ)		Moc zainstalowana (MWe)	Moc zainstalowana (MWt)
	2019	2018	2019	2018	2019	2019
	Węgiel kamienny	3,75	3,90	34,20	35,02	1 393
Węgiel brunatny	0,08	0,08	0,45	0,46	44	111
Gaz ziemny	4,49	4,12	9,47	9,35	891	2 154
Biomasa	0,06	0,05	0,29	0,27	7	16
Inne	0,04	0,01	0,31	0,27	9	21
RAZEM	8,42	8,16	44,72	45,37	2 344	6 495

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.

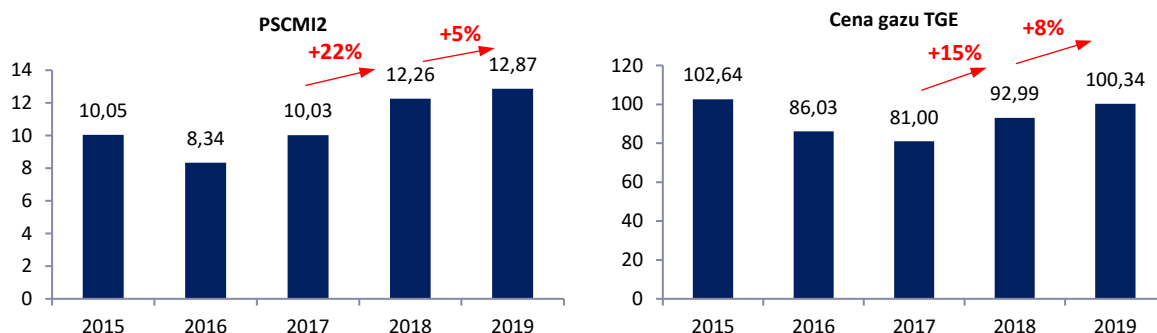
Rysunek: Zmiany referencyjne ceny ciepła dla węgla kamiennego oraz gazu ziemnego (PLN/GJ)*.



Źródło: URE.

*Na dzień publikacji niniejszego sprawozdania brak danych za 2019 rok.

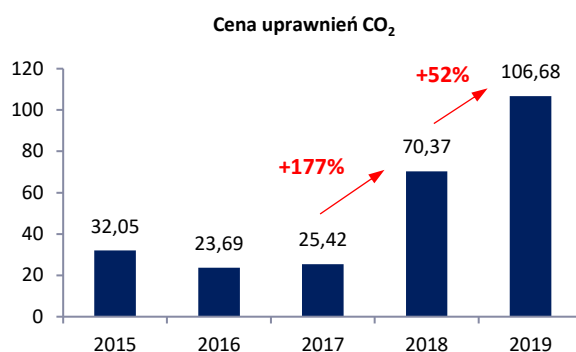
Rysunek: Zmiany kosztów paliw – węgla kamiennego (PLN/GJ) i gazu (PLN/MWh).



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 przeciągu 2019 roku ceny węgla kamiennego były wyższe o dalsze 5%, a uprawnień do emisji CO₂ o kolejne 50%. 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 latach 2018 - 2019 odnotowany był wzrost cen gazu ziemnego, przy czym relatywnie wysoka średnia cena w 2019 roku związana była przede wszystkim ze sprzedażą gazu w kontraktach forward w okresach wcześniejszych. Średnia cena na rynku spot w trakcie 2019 roku kształtowała się bowiem na poziomie 74 PLN/MWh, sięgając nawet okresowo poziomu 40 PLN/MWh.

Równocześnie na wyniki segmentu znacząco wpływa pogoda. Temperatury kształtują 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 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 2019
Odchylenie		-26	49	38	653	-356	-190	-174	-36	-14	
EBITDA raportowana 2018	852										
Zdarzenia jednorazowe 2018	-130										
EBITDA powtarzalna 2018	982	1 841		1 430	407	1 687	211	509			
EBITDA powtarzalna 2019		1 864		2 121	51	1 877	385	545			926
Zdarzenia jednorazowe 2019											260
EBITDA raportowana 2019											1 186

*Zawiera koszty umorzenia PM dot. sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców finalnych.

**Zawiera wsparcie dla wysokosprawnej kogeneracji.

***Koszty osobowe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej (zdarzenie jednorazowe).

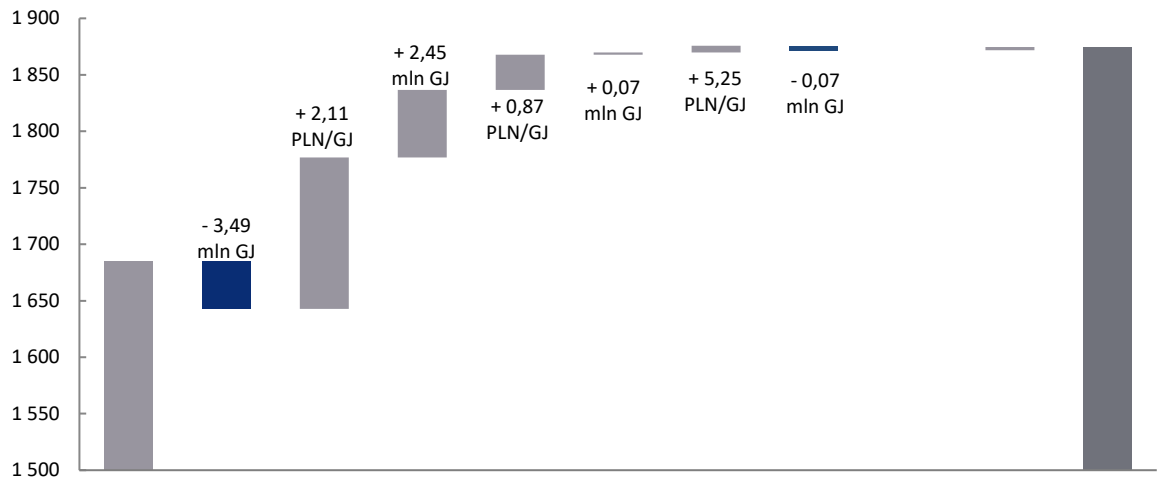
 Odwrócenie wpływu zdarzenia jednorazowego pomniejszającego wynik raportowany.

 Odwrócenie wpływu zdarzenia jednorazowego powiększającego wynik raportowany.

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

- **Niższy wolumen produkcji ciepła** to efekt wyższych temperatur zewnętrznych w 2019 roku.
- **Wzrost cen sprzedaży ciepła** jest wynikiem opublikowania przez URE nowych taryf na ciepło.
- **Wzrost cen sprzedaży energii elektrycznej** (por. pkt 4.2 niniejszego sprawozdania).
- **Niższe przychody ze sprzedaży PM** jako wynik zmiany systemu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji.
- **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).



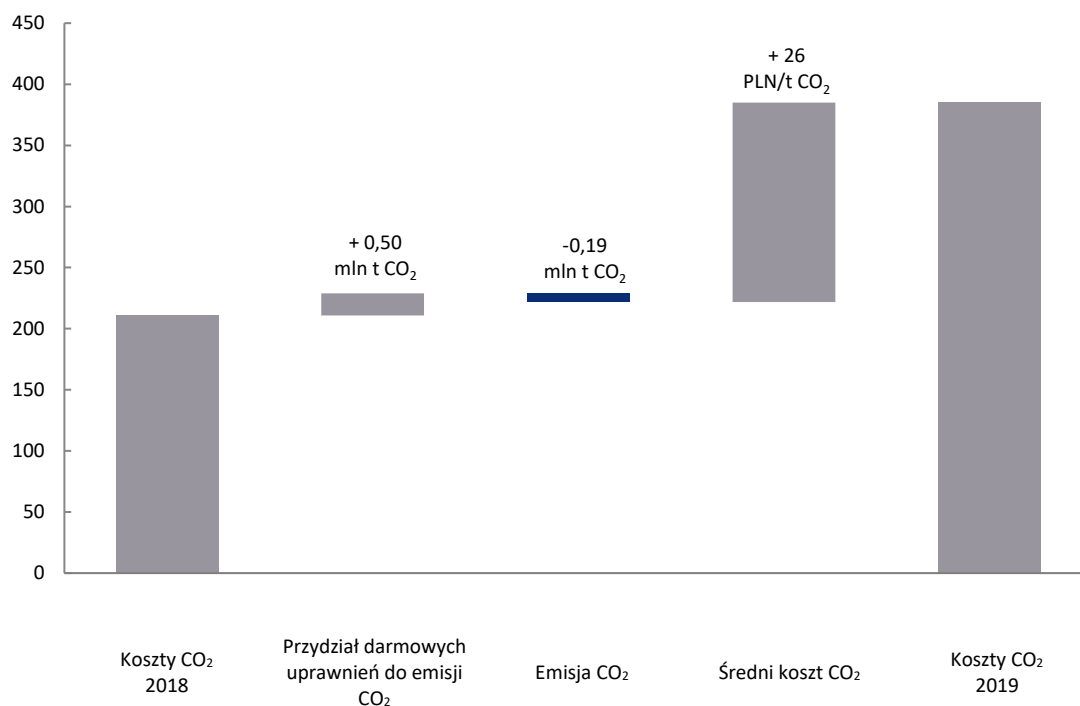
	Koszty paliw 2018	Węgiel kamienny ilość	Węgiel kamienny cena*	Gaz ilość	Gaz cena	Biomasa ilość	Biomasa cena	Olej opałowy lekki i ciężki ilość	Olej opałowy lekki i ciężki cena	Pozostałe surowce	Koszty paliw 2019
Odchylenie		-42	134	60	31	2	6	-4	0	3	
Koszty paliw 2018	1 687	803		827		20		21		16	
Koszty paliw 2019		895		918		28		17		19	1 877

*Koszty węgla kamiennego wraz z transportem.

Tabela: Dane dotyczące zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Ciepłownictwo.

Rodzaj paliwa	2019		2018	
	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	2 819	895	2 972	803
Gaz (tys. m ³)	1 203 724	918	1 131 071	827
Biomasa	115	28	113	20
Olej opałowy oraz pozostałe surowce		36		37
RAZEM		1 877		1 687

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



Odchylenie	18	-7	163
Koszty 2018	211		
Koszty 2019			385

NAKŁADY INWESTYCYJNE

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

mln PLN	2019	2018*	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	484	757	-36%
▪ Rozwojowe	89	212	-58%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	395	545	-28%
Pozostałe	64	18	256%
RAZEM	548	775	-29%

*Prezentowane dane zostały przekształcone na potrzeby zapewnienia porównywalności danych, gdyż w 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.

Energetyka Odnawialna



*W ujęciu księgowym.

**Wpływ odwrócenia odpisów na rzeczowych aktywach trwałych.

Segment Energetyka Odnawialna oparty jest przede wszystkim o przychody 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 tytułu 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 OSP.

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 pozycją 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, 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 i ich moc zainstalowana.

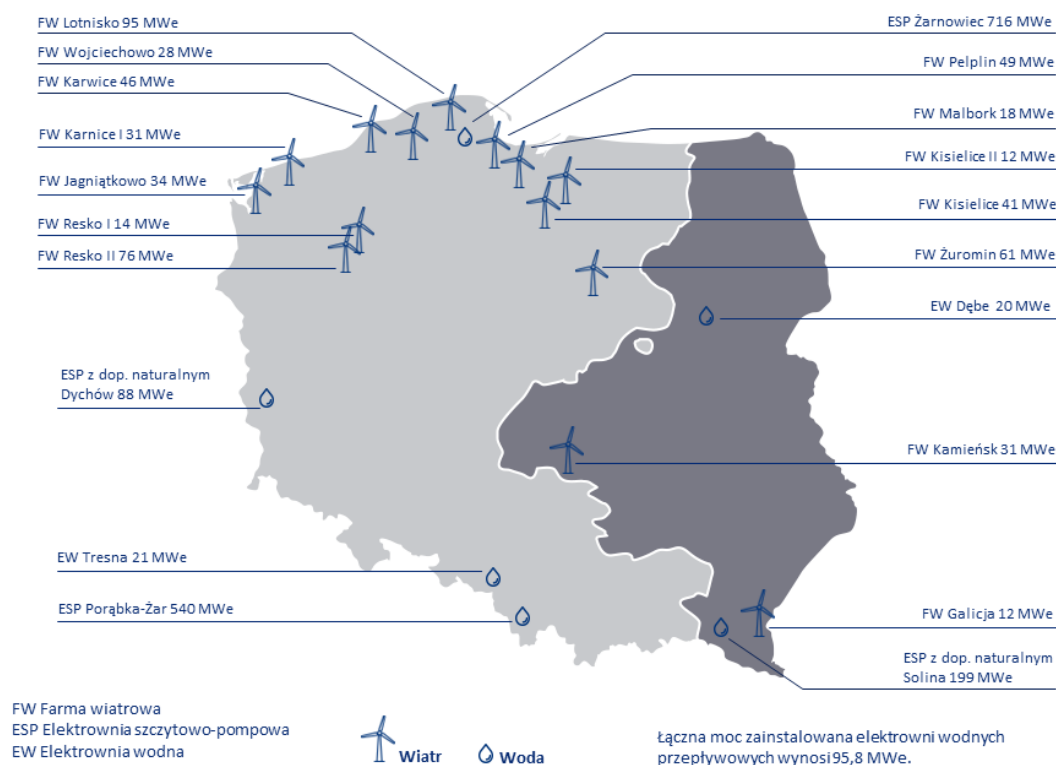


Tabela: Dane dotyczące mocy zainstalowanej i produkcji w elektrowniach segmentu Energetyka Odnawialna.

Rodzaje Elektrowni	Roczna produkcja energii (GWh)		Moc zainstalowana (MWe)
	2019	2018	2019
Elektrownie wodne przepływowe	247,88	241,79	95,76
Elektrownie wodne szczytowo-pompowe	648,12	388,68	1 256,00
Elektrownie wodne szczytowo-pompowe z dopływem naturalnym*	127,83	134,55	286,64
Elektrownie wiatrowe	1 265,46	1 063,33	549,98
Elektrownie fotowoltaiczne	0,58	0,58	0,60

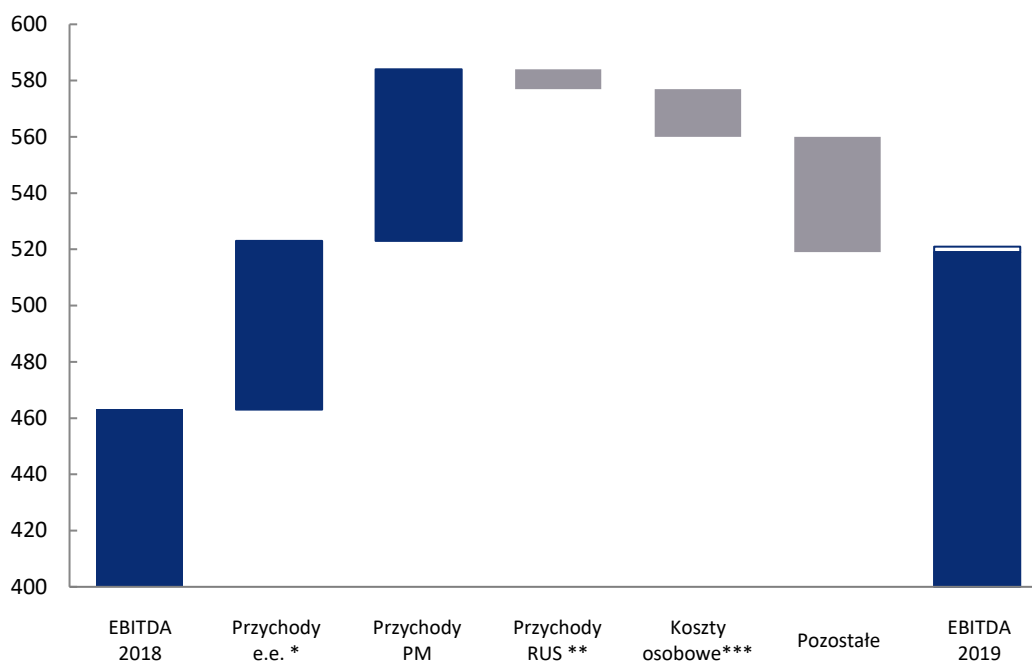
*W tym produkcja z cyklu szczytowo-pompowego 6,8 GWh oraz produkcja z dopływu naturalnego 121,0 GWh. Łączna produkcja z cyklu szczytowo-pompowego w 2019 roku wyniosła 654,9 GWh, a produkcja z wody wyniosła łącznie 368,9 GWh.

Tabela: Dyspozycyjność i wykorzystanie mocy w segmencie Energetyka Odnawialna.

	2019	2018	2017	2016	2015
Dyspozycyjność					
Elektrownie wodne przepływowe	91,8%	86,2%	92,0%	93,2%	95,7%
Elektrownie wiatrowe	97,3%	97,4%	97,4%	97,8%	97,9%
Współczynnik wykorzystania mocy					
Elektrownie wodne przepływowe	30,2%	29,5%	38,1%	36,7%	29,4%
Elektrownie wiatrowe	28,0%	23,7%	29,4%	25,2%	28,9%

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



Odchylenie	Przychody e.e. *	Przychody PM	Przychody RUS **	Koszty osobowe***	Pozostałe	EBITDA 2019
EBITDA raportowana 2018						463
Zdarzenia jednorazowe 2018						0
EBITDA powtarzalna 2018	297	134	246	84		463
EBITDA powtarzalna 2019	357	195	239	101		519
Zdarzenia jednorazowe 2019						-2
EBITDA raportowana 2019						517

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

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

*** Koszty osobowe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej (zdarzenie jednorazowe).

Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych pomniejszającej wynik raportowany.

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

- **Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej** wynika z: wyższego wolumenu na sprzedaży o 187 GWh, co dało wzrost przychodów o ok. (+) 38 mln PLN; wyższej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej o (+) 11 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na wzrost przychodów o ok. (+) 18 mln PLN; z tyt. systemu wsparcia FIT/FIP (dopłata do sprzedaży energii elektrycznej) dla 9 małych elektrowni wodnych w miejsce praw majątkowych i funkcjonuje dla w/w obiektów od stycznia 2019 roku, co wpłynęło na wzrost przychodów o ok. (+) 4 mln PLN r/r.
- **Wzrost przychodów ze sprzedaży praw majątkowych** wynika z: wyższej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej o (+) 27 PLN/MWh r/r, co dało wzrost przychodów o ok. (+) 38 mln PLN; wyższego wolumenu produkcji o 209 GWh, co wpłynęło na wzrost przychodów o ok. (+) 23 mln PLN.
- **Niższe przychody ze sprzedaży regulacyjnych usług systemowych** wynikają głównie z niższej stawki o (-) 1 PLN/MW wyznaczonej zgodnie z warunkami obowiązującej umowy.
- **Wzrost kosztów osobowych** wynikający ze: wzrostu zatrudnienia spowodowany przechodzeniem na serwis własny dla farm wiatrowych; powstaniem nowej spółki PGE Baltica, która zajmuje się rozwojem energetyki morskiej.
- **Wzrost pozostałych** wynika głównie z ujęcia naliczonych szacunków kary z tyt. niewykonania umów sprzedaży praw majątkowych oraz rozliczenia dotacji w związku z odwróceniem odpisów na rzeczowych aktywach trwałych.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

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

mIn PLN	2019	2018	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	133	96	39%
▪ Rozwojowe	20	18	11%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	113	78	45%
Pozostałe	18	7	157%
RAZEM	151	103	47%

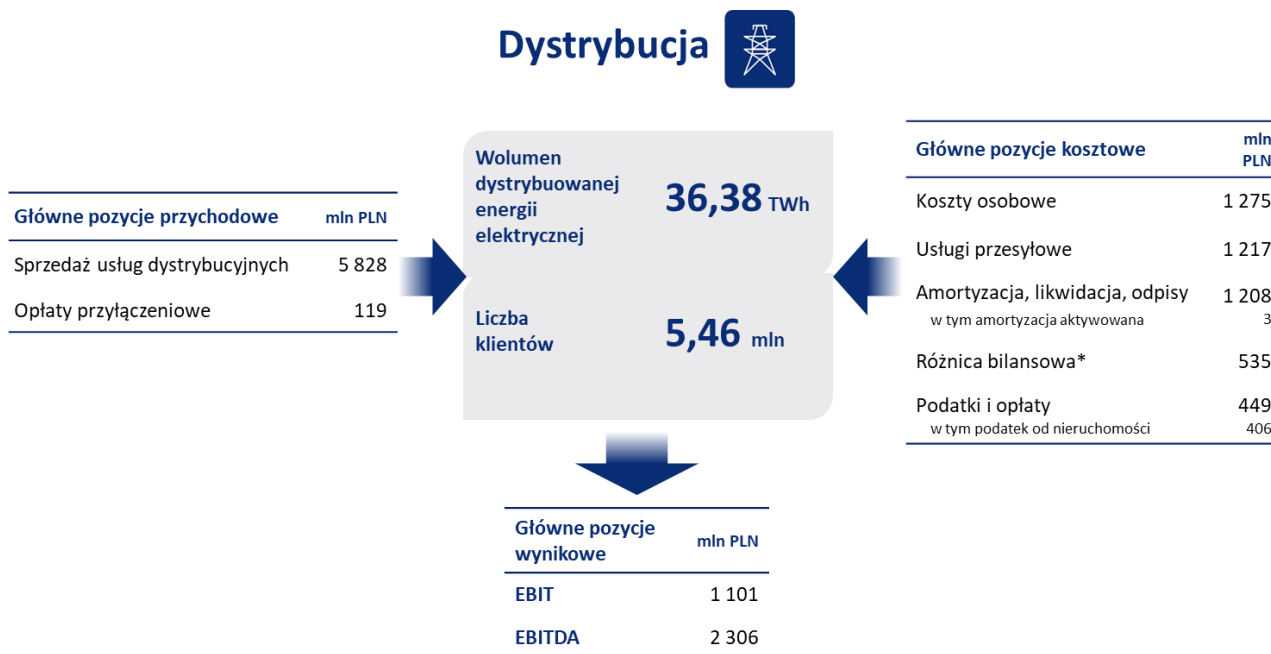
KLUCZOWE WYDARZENIA W 2019 ROKU W SEGMENTCIE ENERGETYKA ODNAWIALNA

W lutym 2019 roku rozpoczęto prace budowlane związane z realizacją budowy FW Rybice, FW Starza i FW Karnice II w zakresie dróg dojazdowych wszystkich farm oraz linii WN. Zakończenie i oddanie inwestycji do eksploatacji planowane jest w 2020 roku.

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.



*W ujęciu zarządczym

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. Są to zarówno uzasadnione koszty operacyjne, amortyzacja, jak również koszty związane z koniecznością pokrycia strat bilansowych przy dystrybucji energii elektrycznej, czy zakupu usług przesyłowych od OSP. Równocześnie taryfa uwzględnia **koszty przenoszone w opłacie**, takie jak opłata OZE, opłata przejściowa, czy od 2019 roku opłata kogeneracyjna.

Kluczowym elementem kształtującym wynik segmentu dystrybucji jest **wynagrodzenie z tyt. zwrotu z zainwestowanego przez PGE 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, notowanych na Rynku Treasury BondSpot. Ponadto wysokość zwrotu z kapitału uzależniona jest od wykonania indywidualnych celów jakościowych wyznaczonych przez Prezesa URE dla wskaźników efektywności obejmujących: czas trwania przerw, częstość przerw, czas realizacji przyłączenia oraz (jeszcze nie uwzględniany) czas przekazywania danych pomiarowo-rozliczeniowych.

WOLUMENY, KLIENCI I DANE OPERACYJNE

PGE Dystrybucja S.A. działa na obszarze 129 829 km² i dostarcza energię elektryczną do ok. 5,46 mln klientów.

Rysunek: Obszar sieci dystrybucyjnej PGE.



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

Taryfy	Wolumen (TWh)*		Liczba klientów wg punktów poboru (szt.)	
	2019	2018	2019	2018
Grupa taryfowa A	5,56	5,67	109	108
Grupa taryfowa B	14,28	14,15	12 120	11 739
Grupa taryfowa C+R	6,92	7,01	483 668	480 864
Grupa taryfowa G	9,62	9,58	4 966 098	4 909 493
RAZEM	36,38	36,41	5 461 995	5 402 204

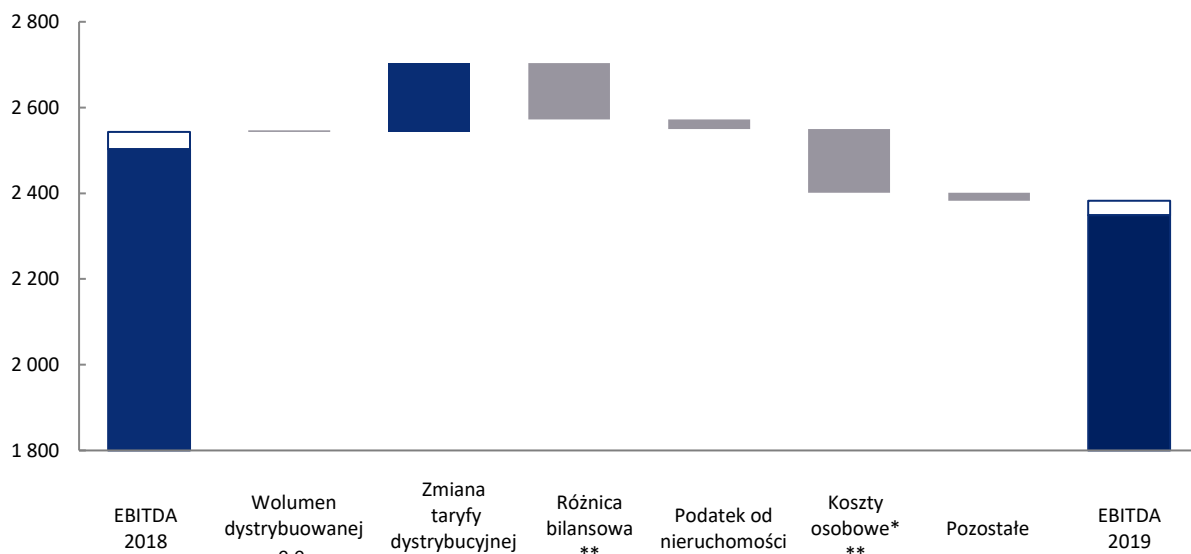
*Z doszacowaniem sprzedaży.

Tabela: Kluczowe dane operacyjne.

Dane operacyjne	Jedn.	2019	2018	2017	2016	2015
Liczba stacji, w tym:	szt.	94 921	94 198	93 493	92 837	92 258
Liczba stacji transformatorowych	szt.	94 383	93 764	93 104	92 474	91 874
Moc stacji	MVA	32 177	31 570	30 826	29 903	29 500
Długość linii ogółem	km	293 686	290 235	287 864	285 701	283 804
Linie wysokiego napięcia	km	10 301	10 282	10 278	10 197	10 144
Linie średniego napięcia	km	113 815	112 512	111 588	110 798	109 938
Linie niskiego napięcia	km	169 570	167 441	165 998	164 706	163 723
Wskaźnik strat sieciowych	%	4,8	5,1	5,4	5,8	5,9
Wskaźnik SAIDI, w tym:	min	261	299	557	401	442
Planowane	min	58	87	95	119	159
Nieplanowane z katastrofalnymi	min	203	212	462	282	283
Wskaźnik SAIFI, w tym:	szt./odb.	3,88	3,92	5,48	4,49	4,72
Planowane	szt./odb.	0,31	0,47	0,48	0,61	0,7
Nieplanowane z katastrofalnymi	szt./odb.	3,57	3,45	5	3,88	4,02
Czas przyłączenia	dni	199	211	215	248	291

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



Odchylenie	-4	161	-132	-22	-148	-18
EBITDA raportowana 2018	2 463					
Zdarzenia jednorazowe 2018	-40					
EBITDA powtarzalna 2018	2 503	4 254	403	383	1 093	
EBITDA powtarzalna 2019		4 411	535	405	1 241	2 340
Zdarzenia jednorazowe 2019						-34
EBITDA raportowana 2019						2 306

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

**Skorygowana o przychody z Rynku Bilansującego.

***Koszty osobowe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarności (zdarzenia jednorazowe).

Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych pomniejszającej wynik raportowany.

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

- **Nieznaczny spadek wolumenu dystrybuowanej energii** wynikający z ogólnego spadku zapotrzebowania na energię elektryczną w KSE.
- **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 prowadzonym procesem zmiany wynagrodzeń.
- **Odchylenie w pozycji pozostałe** wynikające głównie z wyższych kosztów usług obcych związanych z utrzymaniem i remontami majątku sieciowego.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

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

mIn PLN	2019	2018	Zmiana %
Inwestycje rozwojowe	881	727	21%
Inwestycje modernizacyjno-odtworzeniowe	1 245	1 045	19%
Pozostałe	99	81	22%
RAZEM	2 225	1 853	20%

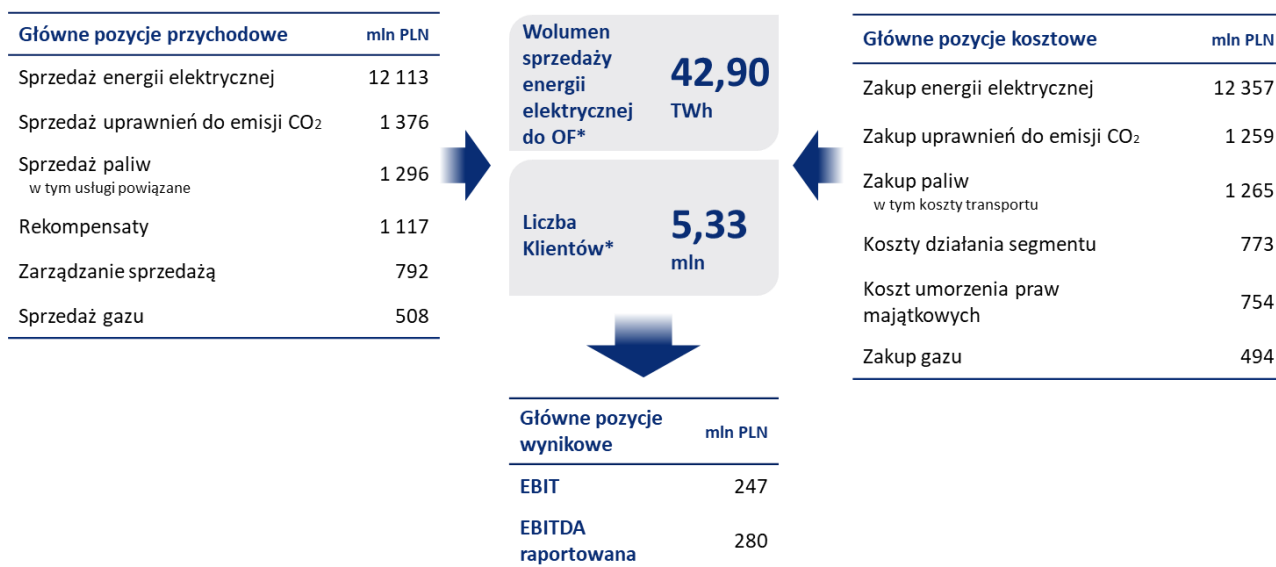
W 2019 roku największe nakłady w kwocie 757 mln PLN poniesione zostały na przyłączenie nowych odbiorców do sieci dystrybucyjnej.

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.

Obrót



* Dane dotyczą spółki PGE Obrót S.A.

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 ponad 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

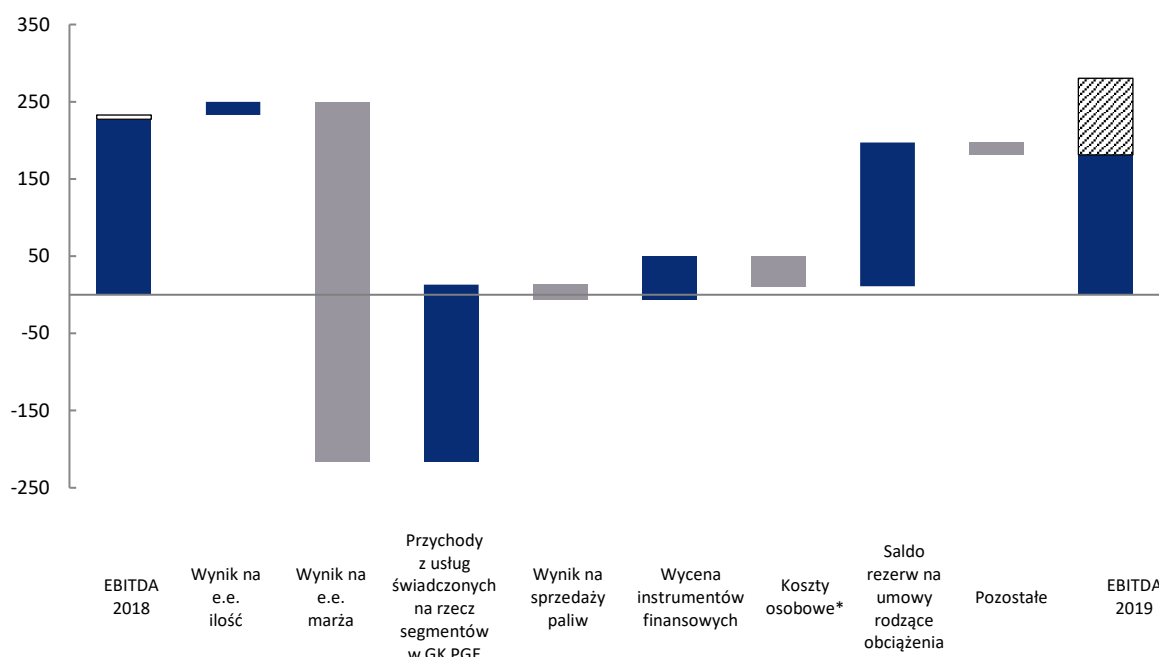
Tabela: Wolumen sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców finalnych i liczba klientów w 2019 i 2018 roku.

Taryfy	Wolumen (TWh)*		Liczba klientów według punktów poboru (szt.)*	
	Rok 2019	Rok 2018	Rok 2019	Rok 2018
Grupa taryfowa A	9,87	10,21	169	153
Grupa taryfowa B	15,67	13,65	12 708	11 718
Grupa taryfowa C+R	7,55	6,76	450 126	447 081
Grupa taryfowa G	9,81	9,77	4 869 622	4 812 012
RAZEM	42,90	40,39	5 332 625	5 270 964

* Dane dotyczą spółki 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	18	-466	229	-19	56	-38	186	-18
EBITDA raportowana 2018	227							
Zdarzenia jednorazowe 2018	-6							
EBITDA powtarzalna 2018	233	489	590	50	-39	313	-261	
EBITDA powtarzalna 2019		41	819	31	17	351	-75	181
Zdarzenia jednorazowe 2019								99
EBITDA raportowana 2019								280

* Koszty osobowe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej (zdarzenie jednorazowe).

Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany.

Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych pomniejszającej wynik raportowany.

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

- **Niższy wynik na energii elektrycznej** o 448 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** o 229 mln PLN wynikający głównie ze zwiększenia przychodów z tyt. umowy o Zarządzanie Handlowe Zdolnościami Wytwórczymi („ZHZW”), co jest konsekwencją wyższych cen sprzedaży i zakupu energii elektrycznej objętej zarządzaniem oraz objęciem umową ZHZW nowych aktywów.
- **Niższy wynik na sprzedaży paliw** głównie w wyniku aktualizacji wyceny zapasu węgla.
- **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 z wynikiem +186 mln PLN r/r, na który składał się ujemny wynik w 2018 roku, wynikający z ujęcia rezerwy na umowy rodzące zobowiązania z 2019 roku, rozwiązanie tej rezerwy w 2019 roku oraz zawiązanie rezerwy na umowy rodzące zobowiązania z 2020 roku, głównie w związku z zatwierdzeniem taryfy dla gospodarstw domowych.

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

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.

Raport bieżący PGE S.A. w tej sprawie:

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

PRYZNANIE DODATKOWYCH UPRAWNIENÍ 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 33.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego). Skutki wyceny dodatkowych uprawnień do emisji CO₂ odnoszone są w wynik operacyjny.

Raport bieżący 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 współników, który został zainicjowany w IV kwartale 2018 roku. Tym samym PGE pozostanie posiadaczem 70% udziałów w spółce PGE EJ1.

Raport bieżący PGE S.A. w tej sprawie:

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

NABYCIE AKCJI SPÓŁKI 4MOBILITY PRZEZ PGE NOWA ENERGIA

24 kwietnia 2019 roku Nowa Energia zawarła umowę nabycia 51,47% akcji spółki 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. 7.1 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.

Raport bieżący PGE S.A. w tej sprawie:

- [Oddanie do eksploatacji bloku nr 5 w Elektrowni Opole>>](#)

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 33.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Raport bieżący PGE S.A. w tej sprawie:

- [Podpisanie umowy inwestycyjnej dotyczącej utworzenia i funkcjonowania FIZAN Eko-Inwestycje>>](#)

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 miała 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 33.1 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 Baltica 3, realizującej projekt o planowanej mocy ok. 1 GW w perspektywie 2026 roku oraz Baltica 2 realizującej projekt o planowanej mocy ok. 1,5 GW w perspektywie 2030 roku.

Raport bieżący PGE S.A. w tej sprawie:

- [Informacja na temat procesu sprzedaży udziałów w spółkach mających realizować projekty budowy morskich farm wiatrowych na Bałtyku>>](#)

WYNIK AUKCJI GŁÓWNEJ RYNKU MOCY NA 2024 ROK

6 grudnia 2019 roku PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., w wyniku aukcji rynku mocy na 2024 rok (aukcja główna), zakontraktowała łącznie nie mniej niż 4 332 MW obowiązków mocowych dla jednostek należących do Grupy PGE. Łączny obowiązek mocowy obejmuje:

- 1 335 MW dla jednostek nowych (z umową mocową na 17 lat),
- nie mniej niż 2 957 MW dla jednostek modernizowanych (w tym nie mniej niż 2 598 MW z umową mocową na 5 lat oraz 359 MW z umową mocową na 7 lat),
- 40 MW dla jednostek istniejących (z umową mocową na 1 rok).

30 grudnia 2019 roku Prezes URE ostatecznie zatwierdził powyższe wyniki rynku mocy w Biuletynie Informacji Publicznej na swojej stronie internetowej.

Raport bieżący PGE S.A. w tej sprawie:

- [Wynik aukcji głównej rynku mocy na 2024 rok>>](#)

ZAWARCIE UMOWY NA BUDOWĘ BLOKÓW ENERGETYCZNYCH W ELEKTROWNI DOLNA ODRA

30 stycznia 2020 roku PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A., zawarła umowę z konsorcjum firm w składzie: General Electric Global Services GmbH, Polimex Mostostal S.A. oraz General Electric International Inc.

Przedmiotem Umowy jest realizacja przez Wykonawcę w formule „pod klucz” budowy dwóch bloków gazowo-parowych o znamionowej mocy elektrycznej brutto 683 MWe każdy w PGE GiEK S.A. Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra (Blok 9 oraz Blok 10). Technologia ww. bloków będzie w układzie CCGT.

Zgodnie z zapisami Umowy, przekazanie do eksploatacji obu bloków ma nastąpić do 11 grudnia 2023 roku.

Wartość Umowy na budowę bloków wraz z opcją samostartu wynosi 3 701 092 633 PLN netto. W powiązaniu z umową zawarta została ponadto umowa o świadczenie usług serwisowych dla dwóch turbin gazowych przez okres 12 lat od dnia przekazania bloków do eksploatacji. Wartość umowy serwisowej wynosi 1 030 053 269 PLN netto. Łączna wartość wszystkich zawartych umów wynosi 4 731 145 903 PLN netto (5 819 309 460 PLN brutto).

Raport bieżący PGE S.A. w tej sprawie:

- [Zawarcie umowy na budowę bloków energetycznych w Elektrowni Dolna Odra>>](#)

ZMIANY W SKŁADZIE ZARZĄDU

Zmiany w składzie Zarządu i Rady Nadzorczej zostały omówione w pkt. 8.3 niniejszego sprawozdania.

PANDEMIA KORONAWIRUSA SARS-COV-2

Informacje odnośnie pandemii koronawirusa SARS-CoV-2, powodującego chorobę COVID-19 zostały omówione w pkt. 2.3 niniejszego sprawozdania oraz w nocie 33.5 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

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 28.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

[Kwestia odszkodowania dotyczącego konwersji akcji](#)

Informacje w sprawie odszkodowań dotyczących konwersji akcji zostały omówione w nocie 28.4 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 28.4 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 28.1 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 28.4 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 31 grudnia 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.

ZMIANA ZASAD RACHUNKOWOŚCI

Zmiany zasad rachunkowości zostały omówione w nocie 5 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

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. 5.4 niniejszego sprawozdania oraz w nocie 25.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

TRANSAKcje Z PODMIOTAMI POWIĄZANYMI

Informacje dotyczące transakcji z podmiotami powiązаныmi zostały zamieszczone w nocie 31.2 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

5.5. Zarządzanie zasobami finansowymi oraz płynność finansowa

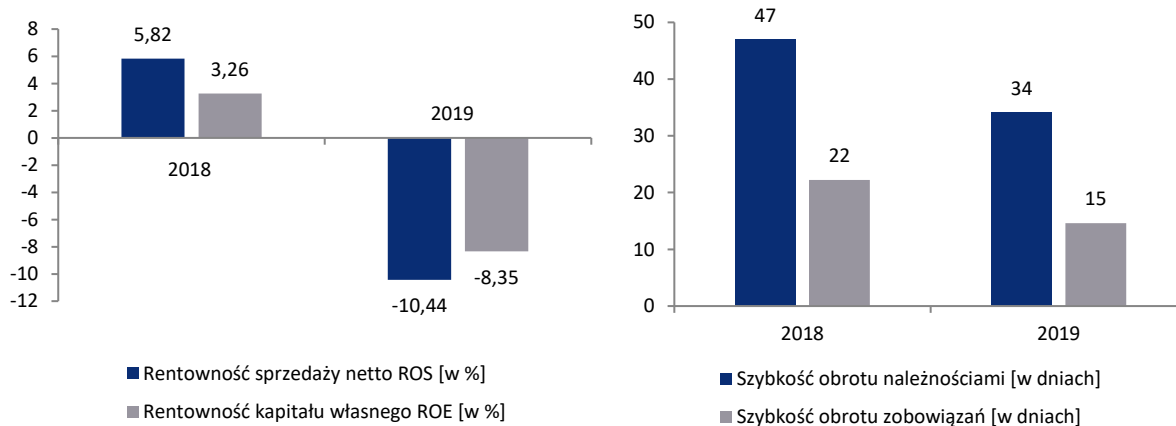
ZADŁUŻENIE NETTO GRUPY I PODSTAWOWE WSKAŹNIKI FINANSOWE

Tabela: Zadłużenie netto Grupy wg stanu na dzień 31 grudnia 2019 i 2018 roku.

młn PLN	Stan na dzień 31 grudnia 2019	Stan na dzień 31 grudnia 2018
Środki pieniężne w banku i kasie	1 093	1 023
Lokaty typu overnight	19	33
Lokaty krótkoterminowe	103	156
VAT - Split payment	98	69
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	1 313	1 281
Korekta o środki o ograniczonej możliwości dysponowania*	-428	-180
Inwestycje utrzymywane do terminu wymagalności (lokaty i depozyty krótkoterminowe)	8	7
Środki pieniężne w dyspozycji Grupy PGE	893	1 108
Kredyty i pożyczki krótkoterminowe	1 382	2 168
Wyemitowane obligacje krótkoterminowe	12	2 177
Leasing krótkoterminowy	55	2
Kredyty i pożyczki długoterminowe	7 999	5 768
Wyemitowane obligacje długoterminowe	1 986	592
Leasing długoterminowy	874	1
Zadłużenie finansowe brutto (krótko- i długoterminowe)	12 308	10 708
Zadłużenie finansowe netto	11 415	9 600

* Środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania obejmują zabezpieczenie rozliczeń z Izbą Rozliczeniową Giełd Towarowych S.A. („IRGIT”), środki na rachunkach VAT oraz z tytułu kaucji i wadium.

Rysunki: Podstawowe wskaźniki finansowe.



ZARZĄDZANIE ZASOBAMI FINANSOWYMI I PŁYNNOŚĆ FINANSOWA

Obecny model finansowania działalności PGE uwzględnia wykorzystywanie środków z działalności podstawowej, finansowanie dłużne w postaci kredytów w bankach komercyjnych oraz programów obligacyjnych, kredytów z Banku Gospodarstwa Krajowego („BGK”), kredytów z instytucji multilateralnych takich jak Europejski Bank Inwestycyjny („EBI”) czy Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju („EBOR”), jak również w formie finansowania preferencyjnego. Wewnątrz Grupy, w celu efektywnego zarządzania płynnością, wykorzystywany jest system cash pooling, w którym uczestniczy 31 spółek Grupy.

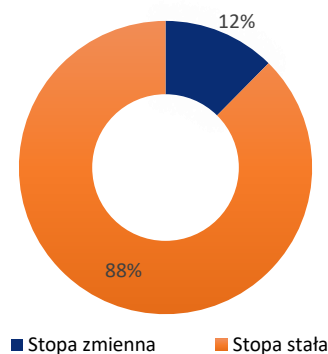
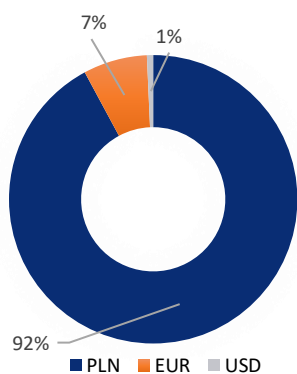
Ambitny program inwestycyjny w wysokości ok. 34 mld PLN, realizowany w latach 2016-2020, wymaga długofalowego planowania i zabezpieczenia finansowania z zewnętrznych źródeł.

Najistotniejsze dostępne zewnętrzne źródła finansowania Grupy PGE są następujące:

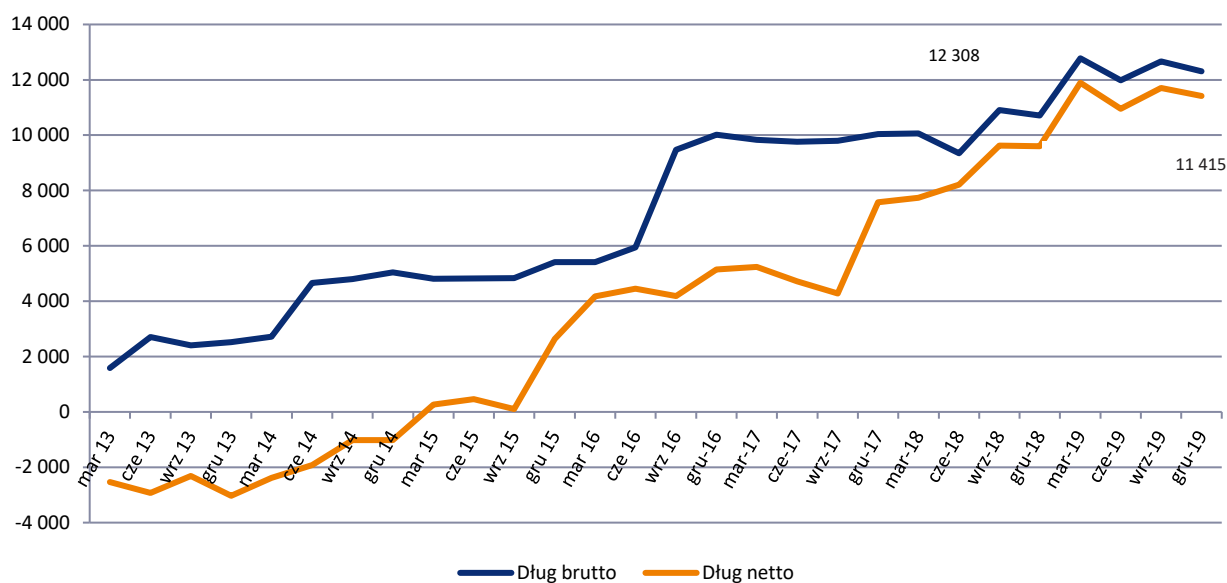
- Program obligacji krajowych o wartości 5 mld PLN.
- Program Emisji Euroobligacji Średnioterminowych („EMTN”) do kwoty 2 mld EUR.
- 2 kredyty z BGK w ramach programu „Inwestycje polskie” o łącznej wartości 1,5 mld PLN.
- Kredyt konsorcjalny terminowy o wartości 3,6 mld PLN.
- Kredyty o łącznej wartości 1,99 mld PLN od EBI, z czego 1,50 mld PLN przeznaczone zostanie na projekty związane z modernizacją i rozbudową sieci dystrybucyjnych, a 0,49 mld PLN przeznaczone zostanie na finansowanie i refinansowanie budowy bloków kogeneracyjnych.
- Kredyt o wartości 272,5 mln PLN od EBI z przeznaczeniem na finansowanie „zielonych projektów” (tzw. *green facility*).
- Kredyt o wartości 500 mln PLN od EBOR na wsparcie realizacji długofalowego programu rozwoju i modernizacji sieci dystrybucyjnej.
- Konsorcjalny kredyt odnawialny o wartości 4,1 mld PLN przeznaczony na finansowanie bieżącej działalności, wydatków inwestycyjnych i kapitałowych oraz refinansowanie zobowiązań finansowych.
- Kredyty w rachunku bieżącym.

Politykę finansowania Grupy PGE cechują zróżnicowane terminy zapadalności poszczególnych instrumentów finansowych, co wraz z dywersyfikacją źródeł finansowania sprzyja optymalizacji kosztu finansowania Grupy. Aspiracją Grupy jest prowadzenie odpowiedzialnej polityki finansowej, w tym utrzymywania zadłużenia netto względem zysku EBITDA na poziomie, który pozwoli na utrzymanie ocen wiarygodności kredytowej (ratingów) na poziomie inwestycyjnym.

Rysunek: Profil walutowy zadłużenia Grupy (po uwzględnieniu transakcji zabezpieczających) oraz zadłużenie Grupy w podziale na stopę zmienną i stałą (po uwzględnieniu transakcji zabezpieczających).

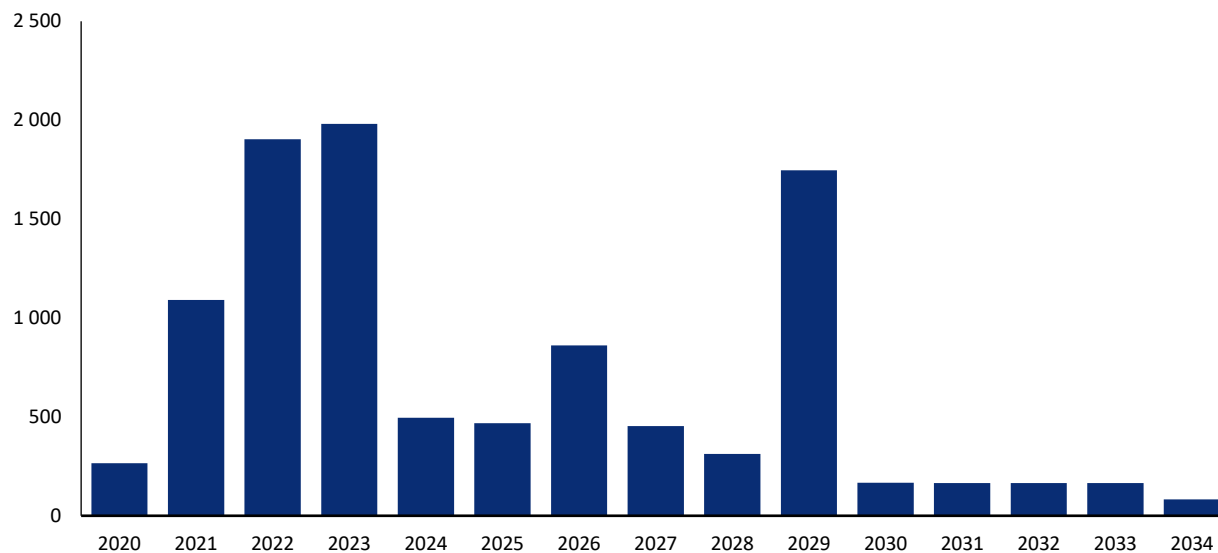


Rysunek: Zadłużenie netto i brutto (mln PLN).



Długoterminowe zadłużenie jest zaciągane głównie przez spółkę PGE S.A. oraz PGE Sweden AB (szwedzką spółkę specjalnego przeznaczenia emitującą euroobligacje). Spółki z GK PGE posiadają zadłużenie długoterminowe w ramach finansowań preferencyjnych z takich podmiotów jak NFOŚiGW oraz WFOŚiGW oraz PGE GiEK posiada również zadłużenie w postaci historycznie zaciągniętych pożyczek inwestycyjnych.

Rysunek: Profil zapadalności zadłużenia (mln PLN) stan na 31 grudnia 2019 roku.



WYEMITOWANE OBLIGACJE

Spółka (Emitent)	Strona umowy	Rodzaj finansowania	Data zawarcia umowy programu (rrrr-mm-dd)	Data zapadalności programu (rrrr-mm-dd)	Maksymalna kwota programu (mln)	Wykorzystanie (mln)	Waluta
PGE S.A.	Bank Polska Kasa Opieki S.A. oraz ING Bank Śląski S.A.	Obligacje krajowe	2011-08-29	-	5 000	1 400	PLN
PGE Sweden AB	BNP Paribas, CITIGROUP Global Markets Ltd., ING Bank N.V., London Branch, Nordea Bank Danmark A/S, Powszechna Kasa Oszczędności Bank Polski S.A. oraz Societe Generale	Euroobligacje	2015-05-22	-	2 000	138	EUR

OBLIGACJE WEWNĄTRZGRUPOWE

Spółka (Emitent)	Strona umowy	Rodzaj finansowania	Data zawarcia umowy programu (rrrr-mm-dd)	Data zapadalności programu (rrrr-mm-dd)	Maksymalna kwota programu (mln)	Wykorzystanie (mln)	Waluta
PGE GiEK S.A.	ING Bank Śląski S.A.	Obligacje wewnątrzgrupowe	2011-06-20	2025-12-31	11 558	7 930	PLN
PGE GiEK S.A.	ING Bank Śląski S.A.	Obligacje wewnątrzgrupowe	2010-09-13	2025-12-31	4 091	0	PLN
PGE GiEK S.A.	Powszechna Kasa Oszczędności Bank Polski S.A.	Obligacje wewnątrzgrupowe	2009-11-30	2025-12-31	3 700	3 610	PLN
PGE EO S.A.	ING Bank Śląski S.A.	Obligacje wewnątrzgrupowe	2013-09-20	2020-12-31	2 000	1 085	PLN

KREDYTY BANKOWE I POŻYCZKI

Tabela: Informacja o podpisanych w 2019 roku najistotniejszych umowach dotyczących kredytów i pożyczek finansowych zewnętrznych.

Spółka (Pożyczkobiorca)	Strona umowy	Rodzaj finansowania	Data zawarcia (rrrr-mm-dd)	Data zapadalności (rrrr-mm-dd)	Limit zobowiązania (mln) *	Waluta	Stopa stała/zmienna
PGE S.A.	Europejski Bank Inwestycyjny	Kredyt	2019-12-16	2038-10-16	273	PLN	Stała/zmienna

* Wartości powyżej 100 mln PLN.

POŻYCZKI WEWNĄTRZGRUPOWE

Spółka (Pożyczkodawca)	Strona umowy	Rodzaj finansowania	Data zawarcia (rrrr-mm-dd)	Data zapadalności (rrrr-mm-dd)	Limit zobowiązania (mln) *	Waluta	Stopa stała/zmienna
PGE S.A.	PGE GiEK S.A.	Pożyczka	2019-06-18	2025-06-18	4 000	PLN	Stała
PGE S.A.	PGE Dystrybucja S.A.	Pożyczka	2019-09-18	2024-09-18	1 400	PLN	Stała
PGE S.A.	PGE Obrót S.A.	Pożyczka	2019-04-04	2022-04-04	600	PLN	Stała
PGE S.A.	PGE Dystrybucja S.A.	Pożyczka	2019-09-18	2020-09-18	600	PLN	Stała
PGE Energia Odnawialna S.A	PGE Klaster sp. z o.o.	Pożyczka	2019-09-12	2026-09-11	412	PLN	Zmienna
PGE S.A.	PGE Obrót S.A.	Pożyczka	2019-02-27	2022-02-25	400	PLN	Stała

*Wartości powyżej 100 mln PLN.

Pożyczki udzielone

Udzielone pożyczki w 2019 roku przez PGE S.A. i spółki z Grupy Kapitałowej PGE zostały przedstawione w tabeli powyżej.

Poreczenia i gwarancje

W związku z ustanowieniem Programu Emisji Euroobligacji Średnioterminowych, 22 maja 2014 roku została zawarta umowa „Deed of Guarantee” na udzielenie gwarancji przez PGE S.A. za zobowiązania PGE Sweden AB (publ). Gwarancja została udzielona do kwoty 2 500 mln EUR i dotyczy zobowiązań PGE Sweden AB (publ) wynikających z emisji euroobligacji w ramach Programu do kwoty 2 000 mln EUR. Gwarancja będzie obowiązywać do 31 grudnia 2041 roku. Warunki finansowe gwarancji uzależnione są od warunków emisji euroobligacji dokonywanych przez PGE Sweden AB (publ), a wynagrodzenie za udzieloną gwarancję jest uwzględnione w wysokości oprocentowania pożyczek udzielanych PGE S.A.

We wrześniu 2017 roku zawarto umowę o ustanowienie linii gwarancyjnej w wysokości 200 mln PLN pomiędzy PGE S.A. i BGK. W ramach Umowy PGE S.A. może zlecać wystawienie gwarancji bankowych za zobowiązania PGE S.A. i wybranych spółek GK PGE, przez okres 36 miesięcy począwszy od 2018 roku z okresem ważności gwarancji maksymalnie do 5 lat.

W 2019 roku, PGE S.A. przeprowadziła postępowanie o udzielenie zamówienia publicznego, którego przedmiotem są linie gwarancyjne, w ramach których zlecane są do banków wnioski o wystawienie (lub aneksowanie) gwarancji w celu zabezpieczenia depozytów transakcyjnych i depozytów zabezpieczających transakcji realizowanych przez PGE Dom Maklerski S.A. na Towarowej Giełdzie Energii S.A. na rachunek klientów tj. PGE S.A. i spółek z Grupy Kapitałowej PGE lub transakcji realizowanych przez PGE S.A. i spółki z Grupy Kapitałowej PGE na Towarowej Giełdzie Energii S.A., której podmiotem rozliczeniowym jest IRGiT. Dodatkowo, wystawiane gwarancje mogą stanowić zabezpieczenie umów związanych z kompensacją depozytów zabezpieczających w ramach grup energetycznych ustanowionych na rzecz spółek GK PGE lub umów poręczeń z tym związanych, zawartych z IRGiT.

Tabela: Zestawienie głównych pozycji w ramach udzielonych przez spółki GK PGE poręczeń i gwarancji na 31 grudnia 2019 roku.

Spółka	Nazwa podmiotu na rzecz którego udzielono poręczenie lub gwarancję (Beneficjent)	Nazwa podmiotu za zobowiązania którego jest wystawione poręczenie lub gwarancja (Dłużnik)	Typ zabezpieczenia	Okres obowiązywania poręczenia lub gwarancji (rrrr-mm-dd)		Wartość poręczenia (mln)	Waluta
				Początek	Koniec		
PGE S.A.	Obligatariusze	PGE Sweden AB	Poręczenie Instrumentu Finansowego; Poręczenie zostało udzielone za zobowiązania PGE Sweden AB wynikające z emisji euroobligacji w ramach Programu do kwoty 2 000 mln EUR	2014-05-22	2041-12-31	2 500	EUR
PGE S.A.	Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych S.A.	PGE Dom Maklerski S.A.	Poręczenie Korporacyjne	2019-09-30	2023-09-30	1 500	PLN
PGE Energia Ciepła S.A.	Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych S.A.	PGE Dom Maklerski S.A.	Poręczenie Korporacyjne	2018-09-14	2020-12-31	500	PLN
PGE S.A.	Nordic Investment Bank	PGE GiEK S.A.	Gwarancja/Poręczenie za zobowiązania PGE GiEK S.A. wobec banku NIB w związku z umową kredytową PGE GiEK S.A.	2017-05-24	2024-06-20	83	EUR
PGE S.A.	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.	PGE Energia Ciepła S.A.	Poręczenie Korporacyjne	2019-10-01	2022-12-31	176	PLN

Łączna wartość udzielonych przez spółki GK PGE poręczeń i gwarancji obowiązujących na 31 grudnia 2019 roku wyniosła ok. 2 580 mln EUR, ok. 2 427 mln PLN i 83 mln USD.

Tabela: Zestawienie głównych pozycji w ramach otrzymanych przez spółki GK PGE poręczeń i gwarancji na 31 grudnia 2019 roku.

Spółka	Nazwa podmiotu który jest wystawcą poręczenia lub gwarancji (Wystawca)	Nazwa podmiotu za zobowiązania którego jest otrzymane poręczenie lub gwarancja (Dłużnik)	Typ zabezpieczenia	Okres obowiązywania poręczenia lub gwarancji (rrrr-mm-dd)		Wartość poręczenia lub gwarancji (mln) *	Waluta
				Początek	Koniec		
PGE GiEK S.A.	Santander Bank Polska S.A.	GE Power Sp. z o.o.	Gwarancja Należytego Wykonania Umowy	2018-07-31	2020-01-15	317	PLN
PGE GiEK S.A.	Dusseldorf Mizuho	Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe GmbH	Gwarancja Należytego Wykonania Umowy	2014-07-10	2024-08-12	238	PLN
PGE GiEK S.A.	Millennium Insurance Company Limited	Mostostal Mostostal Power Development Sp. z o.o.	Gwarancja Należytego Wykonania Umowy	2014-01-29	2020-01-15	192	PLN
PGE GiEK S.A.	Santander Bank Polska S.A.	GE Power Sp. z o.o.	Gwarancja Należytego Wykonania Umowy	2018-07-31	2020-01-15	187	PLN
PGE GiEK S.A.	Bank Handlowy w Warszawie S.A. Bank BGŻ BNP Paribas S.A. (uprzednio: BNP Paribas Bank Polska S.A.)	Budimex S.A.	Gwarancja Należytego Wykonania Umowy	2014-07-09	2023-03-18	105	PLN

*Wartości powyżej 100 mln PLN.

Łączna wartość otrzymanych przez spółki GK PGE gwarancji i poręczeń obowiązujących na 31 grudnia 2019 roku wyniosła ponad 2 300 mln PLN oraz 37 mln EUR. Otrzymane poręczenia i gwarancje dotyczą realizowanych inwestycji oraz bieżącej działalności i obejmują głównie gwarancje zwrotu nierozliczonej zaliczki oraz gwarancje należytego wykonania umowy.

Opis struktury głównych lokat kapitałowych lub głównych inwestycji kapitałowych dokonanych w ramach Grupy Kapitałowej Emitenta w danym roku obrotowym

Informacje dotyczące struktury Grupy PGE zostały umieszczone w nocie 1.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego. Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych i współkontrolowanych wycenianych metodą praw własności przedstawione są w nocie 13 skonsolidowanego sprawozdania finansowego. Zmiany w strukturze Grupy Kapitałowej, które miały miejsce w 2019 roku oraz dokonane w tym zakresie inwestycje kapitałowe zostały opisane w pkt. 7.1 niniejszego sprawozdania.

6. Jednostka dominująca Grupy PGE – PGE S.A.

Na podstawie art. 55 ust. 2a Ustawy o rachunkowości oraz § 71 ust. 8 Rozporządzenia Ministra Finansów w sprawie informacji bieżących i okresowych, Spółka przygotowała sprawozdanie Zarządu z działalności PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. oraz Grupy Kapitałowej w formie jednego dokumentu. Pozostałe wymagane elementy sprawozdania na temat działalności Spółki nieuwzględnione w rozdziale 6 są tożsame ze sprawozdaniem Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGE.

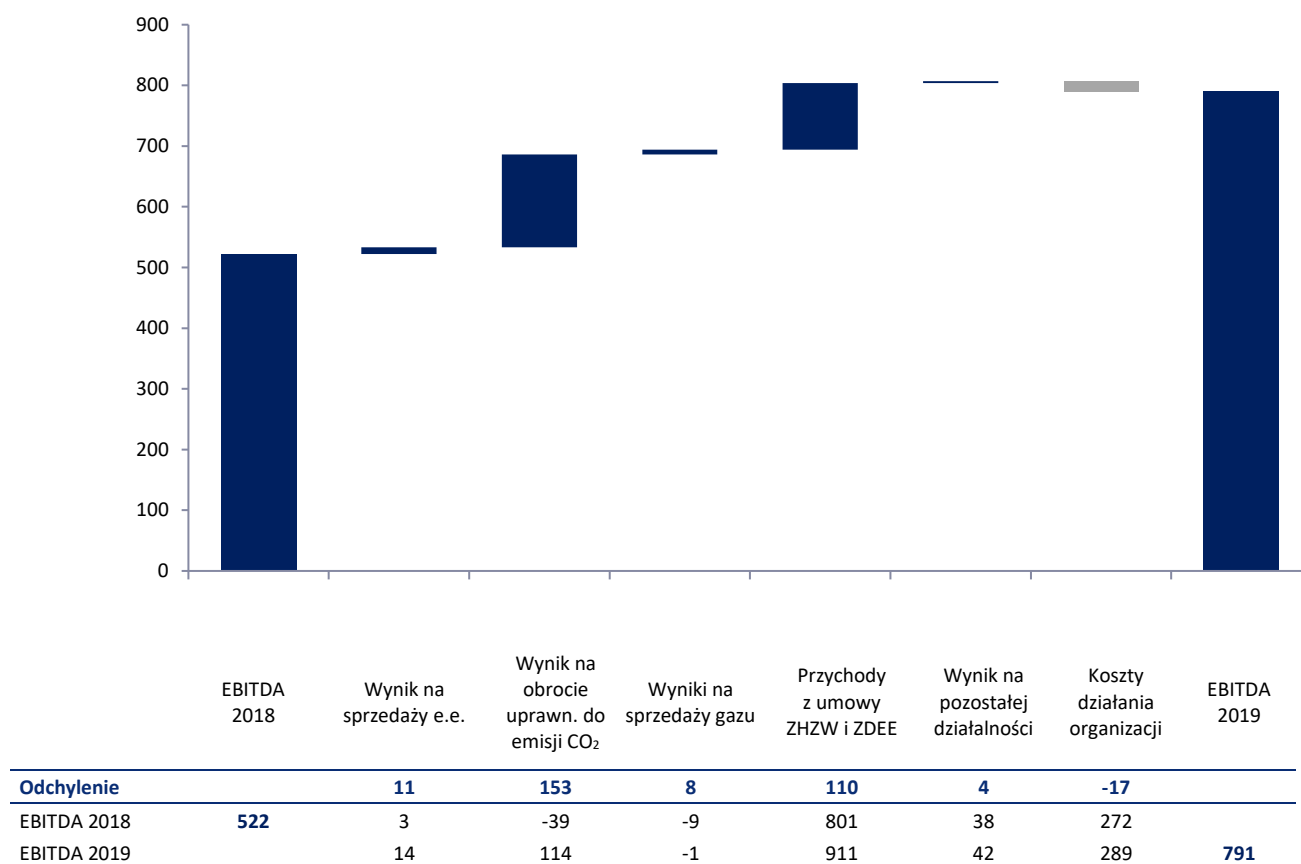
6.1. Kluczowe wyniki finansowe PGE S.A.

Kluczowe dane finansowe	Jedn.	Rok zakończony 31 grudnia 2019	Rok zakończony 31 grudnia 2018	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	mIn PLN	15 146	11 450	32%
Zysk z działalności operacyjnej (EBIT)	mIn PLN	779	509	53%
Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację (EBITDA)	mIn PLN	791	522	52%
Marża EBITDA	%	5%	5%	
Strata netto	mIn PLN	-1 259	-203	-520%
Strata netto na akcję	PLN	-0,67	-0,11	-
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	mIn PLN	-331	558	-
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	mIn PLN	-297	-2 563	-88%
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	mIn PLN	614	407	51%
Kapitał obrotowy	mIn PLN	5 814	-788	-
Udziały i akcje w jednostkach zależnych	mIn PLN	29 995	32 024	-6%
Zadłużenie netto/EBITDA	x	6,03	12,21	-

PRZYCHODY Z OBSZARÓW GEOGRAFICZNYCH

PGE S.A. osiąga przychody głównie na rynku krajowym (ponad 99%).

Rysunek: Kluczowe odchylenia EBITDA w PGE S.A. (mln PLN).



Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wyniki PGE S.A. r/r były:

- **Wyższy wynik na sprzedaży energii elektrycznej** jest głównie efektem wyższej marży realizowanej na sprzedaży energii elektrycznej, na skutek pozytywnego ukształtowania się cen na rynku w 2019 roku.
- **Wyższy wynik na obrocie uprawnieniami do emisji CO₂** wynika głównie z wyceny kontraktów terminowych forward związanych z obrotem uprawnieniami do emisji CO₂, przy czym (+) 104 mln PLN, dotyczy wyceny darmowych uprawnień do emisji CO₂ przyznanych jednostkom wytórczym GK PGE.
- **Wyższy wynik na sprzedaży gazu** w 2019 roku jest głównie wynikiem zmiany zasad wyznaczania ceny sprzedaży w zawieranych umowach. W 2018 roku w transakcjach z podmiotami z GK PGE (PGE Obrót S.A., Enesta) bilansowanie transakcji odbywało się poprzez zakup na rynku spot. Gaz sprzedawany do tych spółek w wyniku niezbilansowania zapotrzebowania odbywał się po stałych cenach.
- **Wzrost przychodów od spółek z GK PGE** z tytułu usługi Zarządzania Handlowego Zdolnościami Wytórczymi wynika z wyższego wolumenu i wartości obrotu energią elektryczną podlegającej zarządzaniu w imieniu PGE GiEK S.A.; umowa na świadczenie usługi ZHW dla PGE EC S.A. została zawarta w lipcu 2018 roku. Nastąpił natomiast spadek przychodów z tytułu świadczenia umowy Zabezpieczenia Dostaw Energii Elektrycznej („ZDEE”) z PGE Obrót S.A. w wyniku obniżenia w 2019 roku marży za świadczenie tych usług.
- **Wyższy wynik na pozostałej działalności** jest spowodowany głównie wyższym wynikiem osiągniętym na pozostałej działalności operacyjnej, częściowo skompensowanym niższymi przychodami z tytułu umów licencyjnych.
- **Wzrost kosztów działania organizacji** wynika głównie ze wzrostu kosztów osobowych na skutek wzrostu zatrudnienia (m.in. w lipcu 2018 roku z PGE EC S.A. przeszło do PGE S.A. 60 osób). W 2019 roku nastąpił wzrost kosztów usług informatycznych oraz kosztów związanych z obrotem, ale został skompensowany przez niższe koszty działań marketingowych (sponsoring i reklama).

Tabela: Działalność finansowa.

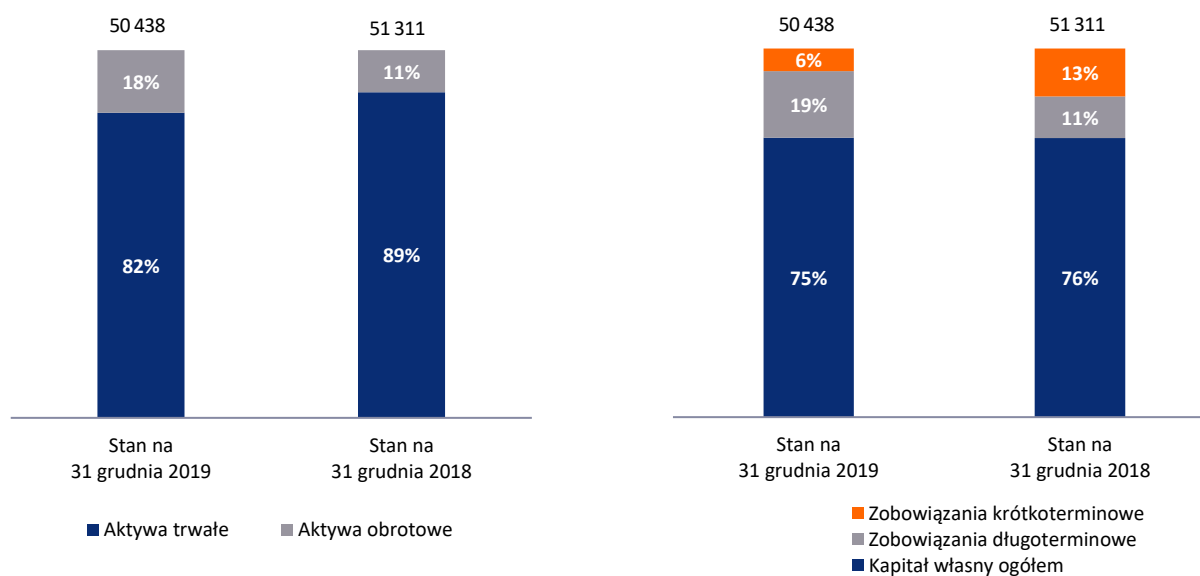
mln PLN	Rok zakończony 31 grudnia 2019	Rok zakończony 31 grudnia 2018	zmiana %
Przychody/koszty finansowe			
Dywidendy ze spółek z GK PGE	950	46	1 965%
Odsetki	180	100	80%
Aktualizacja wartości instrumentów finansowych	-6	-3	-100%
Rozwiązanie/utworzenie odpisów aktualizujących	-3 065	-799	-284%
Różnice kursowe	-25	0	-
Pozostałe	-3	-2	-50%
Wynik na działalności finansowej	-1 969	-658	-199%

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wyniki finansowe PGE S.A. r/r były:

- **Wzrost przychodów z tytułu dywidend** wynika głównie z tyt. dywidendy od PGE Dystrybucja S.A. w 2019 roku w wysokości 935 mln PLN.
- **Wzrost odsetek** wynika głównie z wyższych przychodów z tyt. odsetek od objętych obligacji emitowanych przez spółki GK PGE.
- **Zmiana odpisów aktualizujących wartość finansowego majątku trwałego:** w 2019 roku zostały dokonane odpisy na utratę wartości akcji PGE GiEK S.A., PGE Obrót S.A., PGE Sweden AB oraz udziałów w spółce PGE EJ1, natomiast w 2018 roku nastąpiło utworzenie odpisów na utratę wartości akcji PGE Obrót S.A. i PGE Sweden AB.

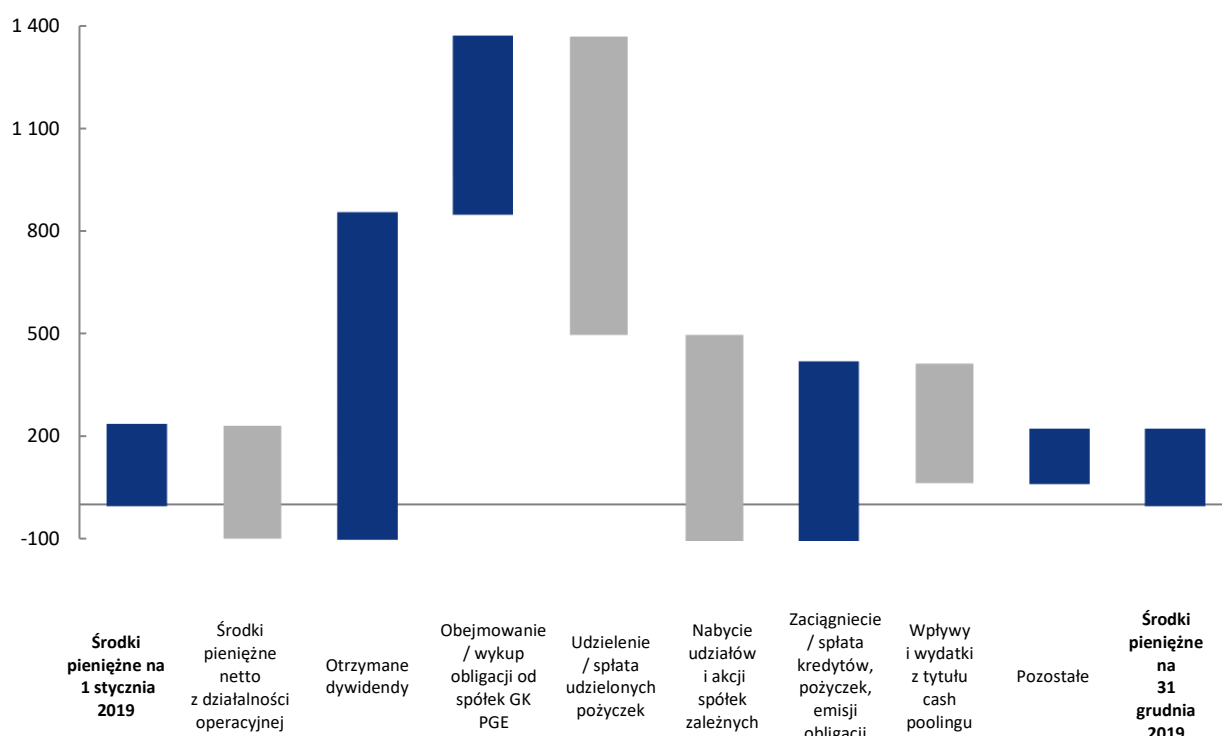
SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ

Rysunek: Struktura aktywów i pasywów (mln PLN).



SPRAWOZDANIE Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH

Rysunek: Zmiana stanu środków pieniężnych (mln PLN).



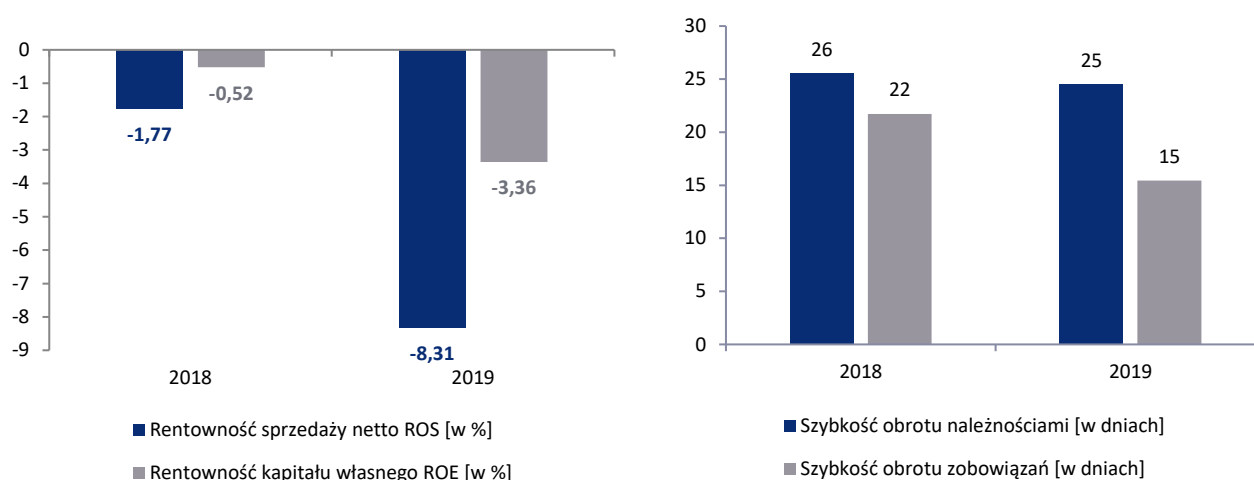
Wpływ na poziom środków pieniężnych		-331	950	515	-868	-1 035	952	-351	154	
Środki pieniężne	233									219

ZADŁUŻENIE NETTO PGE S.A. I PODSTAWOWE WSKAŹNIKI FINANSOWE

Tabela: Zadłużenie netto Spółki wg stanu na dzień 31 grudnia 2019 i 2018 roku.

mln PLN	Stan na dzień 31 grudnia 2019	Stan na dzień 31 grudnia 2018
Środki pieniężne w banku i kasie	182	211
Środki na rachunkach VAT	39	24
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	221	235
Krótkoterminowe pożyczki i papiery dłużne (GK PGE)	5 530	3 360
Pożyczki i należności – cash pooling	1 016	1 204
Środki pieniężne w dyspozycji Spółki	6 767	4 799
Kredyty i pożyczki krótkoterminowe	1 102	3 982
Obligacje krótkoterminowe (odsetki)	5	0
Zobowiązania krótkoterminowe – cash pooling	907	1 446
Zobowiązania z tytułu leasingu (długoterminowe i krótkoterminowe)	21	0
Kredyty i pożyczki długoterminowe	8 103	5 744
Wyemitowane obligacje długoterminowe	1 398	0
Zadłużenie finansowe brutto (krótko- i długoterminowe)	11 536	11 172
Zadłużenie finansowe netto	4 769	6 373

Rysunki: Podstawowe wskaźniki finansowe.



6.2. Kluczowe wyniki operacyjne PGE S.A.

Tabela: Zestawienie sprzedaży energii elektrycznej (TWh).

Wolumen sprzedaży	2019	2018	zmiana %
Sprzedaż energii elektrycznej do GK PGE	46,24	44,92	3%
Sprzedaż energii elektrycznej na rynku giełdowym i w transakcjach bilateralnych poza GK PGE	2,60	2,70	-4%
Sprzedaż w ramach GB i RB	1,42	1,27	12%
Ogółem sprzedaż energii elektrycznej	50,26	48,89	3%

PGE S.A. pełni funkcję centrum kompetencyjnego handlu hurtowego dla GK PGE. Wzrost wolumenu sprzedanej energii elektrycznej w 2019 roku r/r jest efektem zwiększenia wolumenu obrotu, głównie w transakcjach ze spółką PGE Obrót S.A. Sprzedaż do spółki PGE Obrót S.A. realizowana jest w celu zabezpieczenia zapotrzebowania klientów detalicznych na dostawy energii elektrycznej.

Tabela: Wolumen sprzedaży gazu ziemnego [TWh].

Wolumen sprzedaży	2019	2018	zmiana %
Sprzedaż gazu do GK PGE	2,31	2,99	-23%
Sprzedaż gazu poza GK PGE	2,58	2,68	-4%
Ogółem sprzedaż gazu	4,89	5,67	-14%

Niższy wolumen sprzedaży gazu ziemnego r/r jest efektem głównie spadku sprzedaży gazu do podmiotów GK PGE, zwłaszcza do PGE Obrót S.A. Niższy wolumen sprzedaży gazu przez PGE Obrót S.A., wynika ze spadku sprzedaży do dużych klientów z segmentu profesjonalnego.

6.3. Struktura właścicielska

Głównym akcjonariuszem PGE S.A. jest Skarb Państwa, który posiada 1 072 984 098 akcji zwykłych Spółki o wartości nominalnej 10,25 PLN każda, 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.

Skarb Państwa jest jedynym akcjonariuszem posiadającym co najmniej 5% akcji Spółki (więcej informacji nt. struktury właścicielskiej w pkt. 8.4 niniejszego sprawozdania).

6.4. Polityka dywidendy

W maju 2017 roku Zarząd Spółki zarekomendował zawieszenie wypłaty dywidendy z zysków za lata 2016, 2017 i 2018 w związku z koniecznością finansowania ambitnego programu rozwojowego oraz ograniczeniem wzrostu poziomu zadłużenia.

Po tym okresie Zarząd zamierza rekomendować wypłatę dywidendy dla akcjonariuszy na poziomie 40-50% skonsolidowanego zysku netto przypadającego dla akcjonariuszy jednostki dominującej, korygowanego o wielkość odpisów aktualizujących wartość

rzeczowych aktywów trwałych oraz wartości niematerialnych. Polityka dywidendowa posiada zastrzeżenie, iż wypłata każdej dywidendy będzie uzależniona w szczególności od ogólnej wysokości zadłużenia Spółki, spodziewanych nakładów kapitałowych i potencjalnych akwizycji.

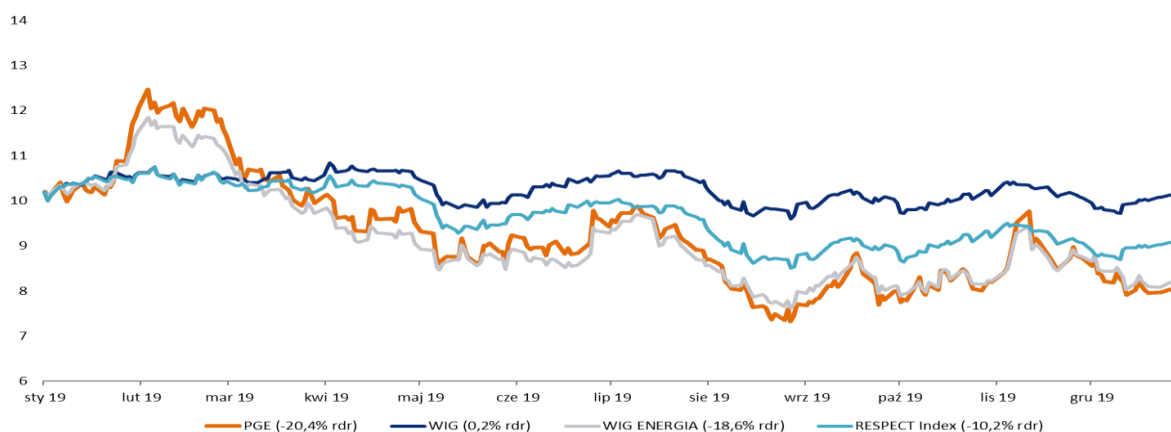
Polityka dywidendy podlega okresowej weryfikacji przez Zarząd Spółki.

Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGE S.A. 15 maja 2019 roku nie podejmowało uchwały w zakresie dywidendy ze skonsolidowanego zysku netto – jednostkowa strata netto za rok obrotowy 2018 w wysokości 202 768 919,52 PLN została pokryta z kapitału zapasowego Spółki.

6.5. Notowania akcji PGE S.A.

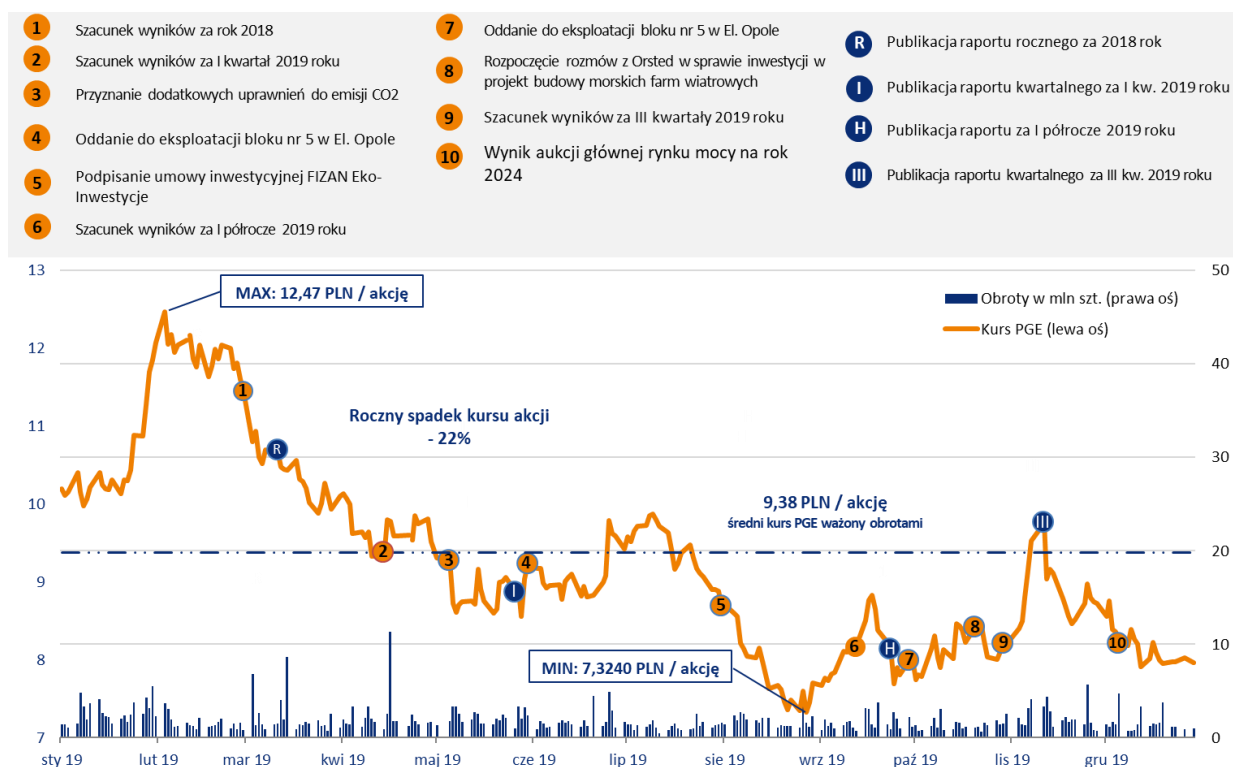
Akcje PGE S.A. są notowane na rynku podstawowym Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. ("GPW"), w systemie notowań ciągłych. PGE S.A. ma największą rynkową kapitalizację wśród polskich spółek energetycznych na warszawskim parkiecie. Akcje PGE S.A. wchodziły w skład najważniejszych indeksów warszawskiej giełdy: WIG20 – skupiającego akcje największych i najbardziej płynnych spółek, WIG – skupiającego wszystkie spółki z Rynku Głównego GPW oraz WIG-Energia skupiającego spółki z sektora energetycznego. Ponadto, nieprzerwanie od 2011 roku, akcje PGE S.A. wchodziły w skład RESPECT Index – indeksu skupiającego spółki działające zgodnie z najlepszymi standardami zarządzania w zakresie ładu korporacyjnego (corporate governance), ładu informacyjnego i relacji z inwestorami, a także w obszarach czynników ekologicznych, społecznych i pracowniczych. Od 1 stycznia 2020 roku GPW zaprzestła obliczania i podawania do publicznej wiadomości indeksu RESPECT Index. 3 września 2019 roku GPW rozpoczęła z kolei publikację indeksu WIG-ESG (Environment, Social, Governance), w skład którego wchodziły spółki z indeksów WIG20 i mWIG40. W 2019 roku kurs zamknięcia akcji PGE S.A. zawierał się w przedziale 7,3240-12,4700 PLN. Średnia kapitalizacja giełdowa (wartość wszystkich akcji Spółki) w 2019 roku wyniosła 17,3 mld PLN. Średni wolumen w trakcie sesji ukształtował się na poziomie 1,9 mln sztuk, a średnie obroty sesyjne na poziomie ok. 18 mln PLN.

Rysunek: Kurs akcji PGE względem indeksu WIG, WIG-ENERGIA i RESPECT Index (PLN).



Źródło: Bloomberg.

Rysunek: Najważniejsze wydarzenia na tle notowań akcji PGE w 2019 roku (PLN).



Źródło: Bloomberg, dane Spółki.

Tabela: Kluczowe dane dotyczące akcji PGE S.A.

Wyszczególnienie	2019	2018
Wartość obrotów (PLN)	4 506 880 646	5 610 112 265
Średni wolumen obrotów (szt.)	1 915 115	2 174 005
Kurs maksymalny w roku (PLN) ¹	12,47	13,40
Kurs minimalny w roku (PLN) ¹	7,32	8,55

¹ Ceny akcji dotyczą kursów zamknięcia.

Źródło: Bloomberg.

Wszystkie akcje PGE S.A. są akcjami na okaziciela. Akcje nie są uprzywilejowane, jednak Statut Spółki przewiduje szczególne uprawnienia dla Skarbu Państwa, m.in. w zakresie szczególnych uprawnień dotyczących wpływu na wybór członków Rady Nadzorczej (więcej informacji nt. szczególnych uprawnień dla Skarbu Państwa w pkt. 8.4 niniejszego sprawozdania).

6.6. Rating

PGE S.A. posiada ratingi nadane przez dwie agencje ratingowe Fitch Ratings Ltd. („Fitch”) oraz Moody’s Investors Service Limited („Moody’s”).

Wyszczególnienie	Moody’s	Fitch Ratings
Rating długoterminowy PGE	Baa1	BBB+
Perspektywa ratingu	stabilna	stabilna
Data nadania ratingu	2 września 2009 roku	2 września 2009 roku
Data ostatniego potwierdzenia ratingu	16 grudnia 2019 roku	15 lutego 2019 roku
Rating długoterminowy Polski	A2	A-
Perspektywa ratingu	stabilna	stabilna

W 2019 roku obie agencje ratingowe Moody’s i Fitch utrzymały długoterminowy rating PGE S.A. na poziomie inwestycyjnym. Oceny wyniosły odpowiednio Baa1 i BBB+, obie z perspektywą stabilną. Obie agencje podkreślają, że utrzymanie tych ocen wynika

z silnej pozycji PGE S.A. w polskim sektorze energetycznym. Fitch w swoim ostatnim komunikacie z lutego 2019 roku podkreśla dodatkowo prognozowane przychody z rynku mocy, przeniesienie wyższych cen uprawnień do emisji CO₂ w hurtowych cenach energii elektrycznej, zaawansowany etap budowy bloków energetycznych w Opolu i Turowie oraz ekspansję PGE S.A. w stabilniejszym sektorze ciepłownictwa. Rating uwzględnia także wysokie nakłady inwestycyjne i planowane akwizycje, prawdopodobny powrót do wypłacania dywidend od 2020 roku oraz wyższą średnią emisyjność dwutlenku węgla w porównaniu do zachodnioeuropejskich spółek porównawczych. Moody's w swoim ostatnim komunikacie z grudnia 2019 roku podkreśla silną wiodącą pozycję rynkową Grupy PGE w Polsce, rosnący udział przychodów z działalności regulowanej związanej z sieciami dystrybucyjnymi oraz ciepłem systemowym, jak również umiarkowany poziom zadłużenia.

Ocena wiarygodności kredytowej uwzględnia przy tym znaczący udział energetyki węglowej w portfolio Grupy, dużą ekspozycję na zmienność giełdowych cen energii elektrycznej wobec znaczącego udziału kosztów stałych prowadzonej działalności oraz wysokie nakłady inwestycyjne angażujące środki z działalności operacyjnej.

Ratingi przyznane przez obie agencje potwierdzają długoterminową wiarygodność PGE S.A. na rynku kapitałowym i kredytowym

7. Pozostałe elementy Sprawozdania

7.1. 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.

TWORZENIE SPÓŁEK

Segment działalności	Podmiot	Data zawiązania/rejestracji w KRS	Komentarz
Energetyka Odnawialna	PGE Soleo 1 sp. z o.o.	19 listopada 2019 roku	2 października 2019 roku PGE Energia Odnawialna S.A. zawiązała 7 jednoosobowych spółek kapitałowych z siedzibami w Warszawie w formie spółek z ograniczoną odpowiedzialnością o następujących nazwach: PGE Soleo 1 sp. z o.o., PGE Soleo 2 sp. z o.o., PGE Soleo 3 sp. z o.o., PGE Soleo 4 sp. z o.o., PGE Soleo 5 sp. z o.o., PGE Soleo 6 sp. z o.o. oraz PGE Soleo 7 sp. z o.o. Kapitał zakładowy każdej ze spółek wynosi 100 000 PLN.
	PGE Soleo 2 sp. z o.o.	23 października 2019 roku	
	PGE Soleo 3 sp. z o.o.	23 października 2019 roku	
	PGE Soleo 4 sp. z o.o.	24 października 2019 roku	
	PGE Soleo 5 sp. z o.o.	28 października 2019 roku	
	PGE Soleo 6 sp. z o.o.	30 października 2019 roku	
	PGE Soleo 7 sp. z o.o.	22 października 2019 roku	

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	Pracownice 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	Pracownice Towarzystwo Emerytalne „Nowy Świat” S.A. z siedzibą w Warszawie - nabycie akcji przez PGE EC (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 Nowa	24 kwietnia 2019 roku	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

Segment działalności	Akcje/udziały Podmiotu	Data transakcji/ rejestracji w KRS	Komentarz
	Energia akcji w podwyższonym kapitale zakładowym 4Mobility	8 maja 2019 roku podwyższenie kapitału zakładowego 4Mobility zostało zarejestrowane w KRS	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 EC (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.
Ciepłownictwo	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej sp. z o.o. z siedzibą w Zgierzu („PEC Zgierz”) - nabycie udziałów przez PGE EC (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.
Pozostała działalność	PGE Ekoserwis sp. z o.o. („PGE Ekoserwis”) - nabycie udziałów przez PGE EC (w wyniku umów sprzedaży udziałów)	listopad/grudzień 2019 roku	W listopadzie i grudniu 2019 roku spółka dokonała łącznie skupu 25 634 udziałów spółki PGE Ekoserwis od wspólników mniejszościowych. Nabyte udziały o łącznej wartości nominalnej 5 126 800 PLN stanowią 10,94% udziału w kapitale zakładowym PGE Ekoserwis. W wyniku przeprowadzonego skupu udziałów PGE Ekoserwis udział spółki PGE EC w kapitale zakładowym PGE Ekoserwis wzrósł z 84,15% do 95,08%.
Pozostała działalność	PGE Ekoserwis sp. z o.o. - nabycie udziałów przez PGE S.A. (w wyniku umów sprzedaży udziałów)	17 i 19 grudnia 2019 roku	17 i 19 grudnia 2019 roku pomiędzy PGE S.A. jako kupującym oraz PGE EC jako sprzedawcą zawarte zostały dwie umowy sprzedaży odpowiednio 2 000 i 220 850 udziałów spółki PGE Ekoserwis, tj. wszystkich posiadanych przez PGE EC udziałów tej spółki. Nabyte udziały o łącznej wartości nominalnej 44 770 000 PLN stanowią 95,08% udziału w kapitale zakładowym PGE Ekoserwis. Przeniesienie prawa własności udziałów na PGE S.A. nastąpiło w dniach zawarcia ww. umów sprzedaży, tj. odpowiednio 17 i 19 grudnia 2019 roku.

PODZIAŁ SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka dzielona/spółka przejmująca	Data transakcji/ rejestracji w KRS	Komentarz
Energetyka Konwencjonalna	PGE GiEK - spółka dzielona PGE EC - 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.
Ciepłownictwo	PGE EC - spółka dzielona PGE GiEK - spółka przejmująca	10 października 2019 roku	Nadzwyczajne Walne Zgromadzenia PGE GiEK oraz PGE EC podjęły uchwały w sprawie podziału PGE EC (spółka dzielona) poprzez wydzielenie w trybie art. 529 § 1 pkt 4 Kodeksu spółek handlowych w drodze przeniesienia na PGE GiEK (spółka

2 stycznia 2020 roku podział spółek został zarejestrowany w KRS	przejmująca) części majątku spółki dzielonej w postaci zorganizowanej części przedsiębiorstwa obejmującej działalność prowadzoną przez PGE EC Oddział w Rybniku („Oddział w Rybniku”) związaną z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła, jak również dystrybucją energii elektrycznej i ciepła. Przeniesienie Oddziału w Rybniku do spółki przejmującej odbędzie się poprzez obniżenie kapitału zapasowego spółki dzielonej oraz podwyższenie kapitału zakładowego spółki przejmującej o kwotę 53 119 080 PLN do kwoty 6 583 137 600 PLN w wyniku emisji 5 311 908 akcji imiennych spółki przejmującej o wartości nominalnej 10 PLN każda akcja. PGE S.A. jako jedyny akcjonariusz spółki dzielonej obejmie wszystkie nowe akcje w podwyższonym kapitale zakładowym spółki przejmującej.
---	--

7.2. Istotne pozycje pozabilansowe

Opis istotnych pozycji pozabilansowych został przedstawiony w nocie 29 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

7.3. Publikacja prognoz wyników finansowych

PGE S.A. nie publikowała prognoz wyników finansowych.

7.4. Podmiot uprawniony do badania sprawozdań finansowych

Podmiotem uprawnionym do badania jednostkowego sprawozdania finansowego PGE S.A. za 2019 rok oraz skonsolidowanego sprawozdania finansowego GK PGE za 2019 rok jest spółka Deloitte Audyt spółka z ograniczoną odpowiedzialnością sp. k. na podstawie umowy zawartej 26 kwietnia 2019 roku. Więcej informacji dotyczących współpracy Grupy Kapitałowej PGE z audytorem znajduje się w nocie 32 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

7.5. Informacja w sprawie podmiotu uprawnionego do badania sprawozdań finansowych

Zarząd PGE S.A. na podstawie oświadczenia Rady Nadzorczej informuje, że podmiot uprawniony do badania jednostkowego sprawozdania finansowego oraz skonsolidowanego sprawozdania finansowego, dokonujący badania rocznych sprawozdań finansowych: jednostkowego oraz skonsolidowanego, został wybrany zgodnie z przepisami prawa, w tym dotyczącymi wyboru i procedury wyboru firmy audytorskiej:

- firma audytorska oraz członkowie zespołu wykonującego badanie spełniali warunki do sporządzenia bezstronnego i niezależnego sprawozdania z badania rocznego sprawozdania finansowego zgodnie z obowiązującymi przepisami, standardami wykonywania zawodu i zasadami etyki zawodowej,
- są przestrzegane obowiązujące przepisy związane z rotacją firmy audytorskiej i kluczowego biegłego rewidenta oraz obowiązkowymi okresami karencji,
- PGE S.A. posiada politykę w zakresie wyboru firmy audytorskiej oraz politykę w zakresie świadczenia na rzecz emitenta przez firmę audytorską, podmiot powiązany z firmą audytorską lub członka jego sieci, dodatkowych usług niebędących badaniem, w tym usług warunkowo zwolnionych z zakazu świadczenia przez firmę audytorską.

8. Oświadczenie o stosowaniu ładu korporacyjnego

Niniejsze Oświadczenie o stosowaniu ładu korporacyjnego w PGE w 2019 roku zostało sporządzone na podstawie § 70 ust. 6 pkt 5 Rozporządzenia Ministra Finansów z 29 marca 2018 roku w sprawie informacji bieżących i okresowych przekazywanych przez emitentów papierów wartościowych oraz warunków uznawania za równoważne informacji wymaganych przepisami prawa państwa niebędącego państwem członkowskim.

8.1. Zbiór zasad ładu korporacyjnego, którym podlegała Spółka w 2019 roku

W 2019 roku PGE podlegała zasadom ładu korporacyjnego zawartym w dokumencie „Dobre praktyki spółek notowanych na GPW 2016” („Dobre Praktyki”). Dobre Praktyki zostały przyjęte uchwałą Rady GPW nr 26/1413/2015 z 13 października 2015 roku, weszły w życie 1 stycznia 2016 roku i powinny być stosowane przez PGE od tego dnia.

Zarząd PGE przyjął Dobre Praktyki do stosowania w Spółce uchwałą nr 19/03/2016 z 19 stycznia 2016 roku. Zarząd Spółki dokłada należytej staranności w celu przestrzegania zasad Dobrych Praktyk.

Tekst Dobrych Praktyk umieszczony jest na oficjalnej stronie internetowej GPW poświęconej tematyce zasad ładu korporacyjnego: <https://www.gpw.pl/dobre-praktyki>.

INFORMACJA O ODSTĄPIENIU OD STOSOWANIA POSTANOWIEŃ ZASAD ŁADU KORPORACYJNEGO

W 2019 roku Spółka stosowała Dobre Praktyki z wyłączeniem 2 rekomendacji: IV.R.

Rekomendacja IV.R.2 zawarta w Rozdziale IV „Walne Zgromadzenie i relacje z akcjonariuszami” dotycząca zapewnienia akcjonariuszom możliwości udziału w walnym zgromadzeniu przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej.

Zarząd PGE dwukrotnie proponował akcjonariuszom wprowadzenie do Statutu i Regulaminu Walnego Zgromadzenia postanowień umożliwiających organizację walnych zgromadzeń w sposób określony w Dobrych Praktykach. Propozycja ta nie uzyskała akceptacji akcjonariuszy podczas Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia 30 maja 2012 roku oraz podczas Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia 27 czerwca 2013 roku. Zarząd PGE nie wyklucza możliwości przyjęcia do stosowania wyżej wymienionej zasady w przyszłości.

W ocenie Zarządu PGE niestosowanie ww. zasady nie wpłynie na rzetelność polityki informacyjnej ani nie rodzi ryzyka ograniczenia czy utrudnienia akcjonariuszom udziału w obradach walnych zgromadzeń. Spółka zapewnia transmisję obrad walnego zgromadzenia w czasie rzeczywistym.

INFORMACJA NA TEMAT POLITYKI RÓŻNORODNOŚCI

PGE S.A. dotychczas nie opracowała polityki różnorodności w odniesieniu do władz Spółki oraz jej kluczowych menedżerów. Proces wyboru osób na stanowiska zarządcze oraz menedżerskie uwzględnia takie elementy jak odpowiednie wykształcenie, doświadczenie zawodowe, kwalifikacje i kompetencje kandydatów oraz w żaden sposób nie dyskwalifikuje kandydatów ze względu na wskazane w zasadzie elementy polityki różnorodności.

OPIS PODSTAWOWYCH CECH STOSOWANYCH W SPÓŁCE SYSTEMÓW KONTROLI WEWNĘTRZNEJ I ZARZĄDZANIA RYZYKIEM W ODNIESIENIU DO PROCESU SPORZĄDZANIA SPRAWOZDAŃ FINANSOWYCH I SKONSOLIDOWANYCH SPRAWOZDAŃ FINANSOWYCH

W procesie sporządzania sprawozdań finansowych Spółka stosuje następujące mechanizmy kontroli wewnętrznej i zarządzania ryzykiem: procedury wewnętrzne regulujące ten proces, mechanizmy zarządzania systemami informatycznymi służącymi do ewidencji i sprawozdawczości finansowej oraz mechanizmy ich ochrony, zasady nadzoru nad sporządzaniem sprawozdań finansowych, zasady weryfikacji i oceny sprawozdań, audyt wewnętrzny, zarządzanie ryzykiem korporacyjnym i inne elementy kontroli.

Polityka rachunkowości Grupy Kapitałowej PGE zgodna z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej ("MSSF") zatwierdzonymi przez UE jest obowiązująca dla spółek stosujących MSSF dla sporządzenia swoich statutowych sprawozdań finansowych oraz przy sporządzaniu pakietów sprawozdawczych zgodnych z MSSF dla celów konsolidacji. Przed każdym okresem sprawozdawczym spółki podlegające konsolidacji otrzymują szczegółowe wytyczne z PGE S.A. dotyczące sposobu i terminu zamykania ksiąg rachunkowych, sporządzania i przekazywania pakietów sprawozdawczych oraz zaktualizowany na dany okres wzór pakietu.

Spółka prowadzi księgi rachunkowe w zintegrowanym systemie informatycznym. System zapewnia podział kompetencji, spójność zapisów operacji w księgach oraz kontrolę pomiędzy księgą główną oraz księgami pomocniczymi. Istnieje możliwość modyfikacji funkcjonalności systemu w celu zapewnienia adekwatności rozwiązań technicznych do zmieniających się zasad rachunkowości i norm prawnych.

Konsolidacja sprawozdań finansowych jest przeprowadzana w dedykowanym programie finansowym. Program ten między innymi automatyzuje powtarzalne korekty konsolidacyjne, zapewnia wewnętrzną spójność danych sprawozdawczych oraz generuje raporty będące podstawą do sporządzenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Za przygotowanie jednostkowych i skonsolidowanych sprawozdań finansowych odpowiada dyrektor Departamentu Sprawozdawczości i Podatków Spółki. Za przygotowanie pakietów sprawozdawczych podlegających konsolidacji odpowiada kierownictwo poszczególnych spółek.

Niezależna ocena rzetelności i prawidłowości sprawozdania finansowego PGE oraz sprawozdań finansowych spółek podlegających konsolidacji dokonywana jest przez biegłych rewidentów.

W Grupie Kapitałowej PGE obowiązuje wieloetapowy proces zatwierdzania sprawozdań finansowych uwzględniający również udział Rad Nadzorczych. Ocena jednostkowego i skonsolidowanego sprawozdania finansowego PGE dokonywana jest przez jej Radę Nadzorczą. W ramach Rady Nadzorczej funkcjonuje Komitet Audytu, do którego zadań należy m.in.: monitorowanie niezależności biegłego rewidenta, monitorowanie skuteczności systemów kontroli wewnętrznej, przegląd okresowych i rocznych sprawozdań finansowych Spółki. Sprawozdania jednostkowe spółek, które podlegały konsolidacji, oceniane są przez Rady Nadzorcze tych spółek. Sprawozdania finansowe są zatwierdzane przez Walne Zgromadzenia spółek.

W Spółce funkcjonuje audyt wewnętrzny, który obejmuje wszystkie obszary działalności GK PGE z wyłączeniem ochrony informacji niejawnych, których kontrolę reguluje ustawa. Celem audytu wewnętrznego jest dokonywanie niezależnej i obiektywnej oceny procesów biznesowych realizowanych przez spółki GK PGE pod kątem wdrożenia skutecznych i adekwatnych systemów zarządzania ryzykiem, kontroli i ładu korporacyjnego. Audyt wewnętrzny funkcjonuje w oparciu o Regulamin audytu wewnętrznego opracowany stosownie do Międzynarodowych Standardów Profesjonalnej Praktyki Audytu Wewnętrznego, realizując planowe i doraźne zadania audytowe zarówno w jednostce dominującej, jak i w spółkach Grupy. Audyt wewnętrzny wspiera GK PGE w osiągnięciu jej celów poprzez dostarczanie organom korporacyjnym oraz kadrze kierowniczej PGE i spółek GK PGE informacji o skuteczności procesów zarządzania ryzykiem, kontroli i ładu korporacyjnego oraz poprzez doradztwo w tym zakresie. Wyniki audytów raportowane są także Komitetowi Audytu.

W ramach działalności kontrolingowej okresowa sprawozdawczość zarządca podlega ocenie pod kątem racjonalności informacji w niej zawartych, w szczególności w kontekście analizy odchyień od założeń przyjętych w planach finansowych.

AKCJONARIUSZE SPÓŁKI POSIADAJĄCY ZNACZNE PAKIETY AKCJI

Akcjonariusze posiadający bezpośrednio lub pośrednio przez podmioty zależne co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu PGE S.A. zostali przedstawieni w pkt 8.4 niniejszego sprawozdania.

AKCJONARIUSZE SPÓŁKI POSIADAJĄCY SPECJALNE UPRAWNIENIA KONTROLNE

Akcje Spółki są akcjami zwykłymi, na okaziciela notowanymi na rynku regulowanym prowadzonym przez Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. Akcje Spółki nie są uprzywilejowane.

Pomimo, iż akcje Spółki nie są akcjami uprzywilejowanymi Statut Spółki przewiduje szczególne uprawnienia dla Skarbu Państwa dopóki pozostaje akcjonariuszem Spółki. Zgodnie z jego postanowieniami Skarbowi Państwa przysługuje uprawnienie wystąpienia do Zarządu Spółki z pisemnym żądaniem zwołania Walnego Zgromadzenia, żądaniem umieszczenia poszczególnych spraw w porządku obrad, zgłaszania projektów uchwał dotyczących spraw wprowadzonych do porządku obrad Walnego Zgromadzenia lub spraw, które mogą zostać wprowadzone do porządku obrad.

Ponadto Skarb Państwa posiada uprawnienie do powoływania jednego członka Rady Nadzorczej w drodze pisemnego oświadczenia składanego Zarządowi Spółki. Takie powołanie lub odwołanie jest skuteczne z chwilą doręczenia odpowiedniego oświadczenia Zarządowi i nie wymaga uchwały Walnego Zgromadzenia. Prawo to Skarb Państwa wykonuje niezależnie od prawa głosu przy wyborze pozostałych członków Rady Nadzorczej.

Na podstawie Statutu Skarb Państwa posiada szczególne uprawnienie w zakresie wpływu na wybór członków Rady Nadzorczej. Mianowicie wybór połowy członków Rady Nadzorczej powoływanych przez Walne Zgromadzenie następuje spośród osób wskazanych przez Skarb Państwa. Przewodniczącą Rady Nadzorczej wybiera Rada Nadzorcza spośród swoich członków, przy czym

Przewodniczący Rady Nadzorczej wybierany jest spośród osób wskazanych przez akcjonariusza Skarbu Państwa. Prawo to przysługuje Skarbowi Państwa do czasu, gdy jego udział w kapitale zakładowym spadnie poniżej 20%.

OGRANICZENIA DO WYKONYWANIA PRAWA GŁOSU Z ISTNIEJĄCYCH AKCJI

Od 29 czerwca 2011 roku Statut Spółki przewiduje ograniczenia do wykonywania prawa głosu z istniejących akcji. Prawo głosowania akcjonariuszy zostało ograniczone w ten sposób, że żaden z nich nie może wykonywać na Walnym Zgromadzeniu więcej niż 10% ogólnej liczby głosów istniejących w Spółce w dniu odbywania Walnego Zgromadzenia, z zastrzeżeniem, że dla potrzeb ustalania obowiązków nabywców znacznych pakietów akcji przewidzianych w ustawie z 29 lipca 2005 roku o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych, takie ograniczenie prawa głosowania uważane będzie za nieistniejące.

Powyższe ograniczenie prawa głosowania, nie dotyczy Skarbu Państwa oraz akcjonariuszy działających z ww. akcjonariuszem na podstawie zawartych porozumień dotyczących wspólnego wykonywania prawa głosu z akcji.

Ponadto dla potrzeby ograniczenia prawa do głosowania, głosy należące do akcjonariuszy między którymi istnieje stosunek dominacji lub zależności (Zgrupowanie Akcjonariuszy) kumuluje się. W przypadku, gdy skumulowana liczba głosów przekracza 10% ogółu głosów w Spółce, podlega ona redukcji.

Kumulacja głosów polega na zsumowaniu liczby głosów, którymi dysponują poszczególni akcjonariusze wchodzący w skład Zgrupowania Akcjonariuszy.

Redukcja głosów polega na pomniejszaniu ogólnej liczby głosów w Spółce przysługujących na Walnym Zgromadzeniu akcjonariuszom wchodzącym w skład Zgrupowania Akcjonariuszy do progu 10% ogółu głosów w Spółce.

Zasady kumulacji i redukcji głosów oraz szczegółowy opis akcjonariuszy, między którymi istnieje stosunek dominacji lub zależności określa Statut Spółki.

Ponadto, każdy akcjonariusz, który zamierza wziąć udział w Walnym Zgromadzeniu, bezpośrednio lub przez pełnomocnika, ma obowiązek, bez odrębnego wezwania, zawiadomić Zarząd lub Przewodniczącego Walnego Zgromadzenia o tym, że dysponuje bezpośrednio lub pośrednio więcej niż 10% ogółu głosów w Spółce. Powyższy obowiązek nie dotyczy Skarbu Państwa. Osoba, która nie wykona lub wykona w sposób nienależyty obowiązek informacyjny do chwili usunięcia uchybienia obowiązkowi informacyjnemu, może wykonywać prawo głosu wyłącznie z jednej akcji. Wykonywanie przez taką osobę prawa głosu z pozostałych akcji jest bezskuteczne.

Niezależnie od powyższego postanowienia, w celu ustalenia podstawy do kumulacji i redukcji głosów, akcjonariusz Spółki, Zarząd, Rada Nadzorcza oraz poszczególni członkowie tych organów mogą żądać, aby akcjonariusz Spółki, udzielił informacji czy jest osobą mającą status podmiotu dominującego lub zależnego wobec innego akcjonariusza. Uprawnienie, o którym mowa w zdaniu poprzedzającym obejmuje także prawo żądania ujawnienia liczby głosów, którymi akcjonariusz Spółki dysponuje samodzielnie lub łącznie z innymi akcjonariuszami Spółki.

Od momentu, w którym udział Skarbu Państwa w kapitale zakładowym Spółki spadnie poniżej poziomu 5% ww. ograniczenia prawa głosowania akcjonariuszy wygasają.

OGRANICZENIA DOTYCZĄCE PRZENOSZENIA PRAWA WŁASNOŚCI PAPIERÓW WARTOŚCIOWYCH SPÓŁKI

Nie istnieją żadne znane Spółce ograniczenia dotyczące przenoszenia prawa własności papierów wartościowych Spółki poza ograniczeniami dotyczącymi akcji Spółki, które należą do Skarbu Państwa, wynikającymi z ustawy z 16 grudnia 2016 roku o zasadach zarządzania mieniem państwowym. Zbycie akcji z naruszeniem tego zakazu jest nieważne.

8.2. Zasady zmiany Statutu Spółki

Zmiany Statutu Spółki wymagają, zgodnie z przepisami Kodeksu spółek handlowych, podjęcia przez Walne Zgromadzenie Spółki stosownej uchwały oraz wpisu do rejestru przedsiębiorców. Uchwała o zmianie Statutu Spółki zapada większością trzech czwartych głosów. Walne Zgromadzenie Spółki może upoważnić Radę Nadzorczą do ustalenia jednolitego tekstu zmienionego Statutu Spółki lub wprowadzenia innych zmian o charakterze redakcyjnym określonych w uchwale Zgromadzenia. Zmiany Statutu Spółki obowiązują z chwilą wpisu do rejestru przedsiębiorców.

SPOSÓB DZIAŁANIA WALNEGO ZGROMADZENIA SPÓŁKI I JEGO ZASADNICZYCH UPRAWNIENÍ ORAZ PRAWA AKCJONARIUSZY I SPOSÓB ICH WYKONYWANIA

Zasady działania Walnego Zgromadzenia określone są w przepisach Kodeksu spółek handlowych oraz Statutu Spółki. Dodatkowe kwestie związane z funkcjonowaniem Walnego Zgromadzenia reguluje przyjęty przez Walne Zgromadzenie 30 marca 2010 roku Regulamin Walnego Zgromadzenia.

Statut Spółki oraz Regulamin Walnego Zgromadzenia dostępne są na stronie internetowej PGE www.gkpge.pl.

ZWOŁANIE I ODWOŁANIE WALNEGO ZGROMADZENIA SPÓŁKI.

Walne Zgromadzenie zwoływane jest w sposób i w przypadkach wskazanych w Kodeksie spółek handlowych oraz Statucie Spółki. Szczegółowy sposób zwoływania i odwoływania Walnego Zgromadzenia Spółki określony jest w Regulaminie Walnego Zgromadzenia.

Zgodnie ze Statutem Spółki, Zarząd zwołuje Walne Zgromadzenie z własnej inicjatywy, na pisemne żądanie Rady Nadzorczej lub na żądanie akcjonariusza lub akcjonariuszy reprezentujących co najmniej jedną dwudziestą kapitału zakładowego lub na pisemne żądanie Skarbu Państwa, dopóki pozostaje on akcjonariuszem Spółki.

Zwołanie Walnego Zgromadzenia powinno nastąpić w ciągu dwóch tygodni od daty zgłoszenia żądania przez Radę Nadzorczą, akcjonariusza lub Skarb Państwa. Jeżeli w terminie dwóch tygodni od dnia przedstawienia żądania Walne Zgromadzenie nie zostało zwołane, sąd rejestrowy może upoważnić do zwołania Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia akcjonariuszy występujących z tym żądaniem. Ogłoszenie o zwołaniu Walnego Zgromadzenia Spółki oraz materiały udostępniane akcjonariuszom w związku z Walnym Zgromadzeniem, w tym szczególnie projekty uchwał proponowanych do przyjęcia przez Walne Zgromadzenie oraz inne istotne materiały, Spółka udostępni co najmniej na 26 dni przed terminem Walnego Zgromadzenia Spółki na korporacyjnej stronie internetowej www.gkpge.pl, w sposób określony dla przekazywania informacji bieżących zgodnie z przepisami o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych.

Odwołanie oraz ewentualna zmiana terminu Walnego Zgromadzenia następuje poprzez ogłoszenie zamieszczone na stronie internetowej Spółki. Spółka dokłada starań, aby odwołanie Walnego Zgromadzenia lub zmiana jego terminu miała jak najmniejsze ujemne skutki dla Spółki i akcjonariuszy.

Odwołanie Walnego Zgromadzenia możliwe jest tylko za zgodą wnioskodawców lub jeżeli jego odbycie napotka na nadzwyczajne przeszkody lub jest bezprzedmiotowe.

Odwołanie oraz zmiana terminu Walnego Zgromadzenia powinna nastąpić niezwłocznie po wystąpieniu przestanki uzasadniającej odwołanie lub zmianę terminu, ale nie później niż na siedem dni przed terminem Walnego Zgromadzenia, chyba że z okoliczności wynika, że jest to niemożliwe lub nadmiernie utrudnione, wówczas zmiana terminu albo odwołanie może nastąpić w każdym czasie przed datą Walnego Zgromadzenia.

KOMPETENCJE WALNEGO ZGROMADZENIA SPÓŁKI.

Zgodnie z postanowieniami Kodeksu spółek handlowych oraz z zapisami Statutu Spółki, do podstawowych kompetencji Walnego Zgromadzenia należy podejmowanie uchwał w następujących sprawach:

- rozpatrzenie i zatwierdzenie sprawozdania Zarządu z działalności Spółki, sprawozdania finansowego oraz skonsolidowanego sprawozdania finansowego za ubiegły rok obrotowy,
- udzielenie absolutorium członkom Rady Nadzorczej i Zarządu z wykonania przez nich obowiązków,
- podjęcie decyzji w sprawie podziału zysku oraz pokrycia straty,
- powoływanie, odwoływanie członków Rady Nadzorczej oraz ustalanie zasad wynagradzania członków Rady Nadzorczej,
- zbycie lub wydzierżawienie przedsiębiorstwa lub jego zorganizowanej części oraz ustanowienie na nich ograniczonego prawa rzeczowego,
- zawarcie umowy kredytu, pożyczki, poręczenia lub innej podobnej umowy z członkiem Zarządu, Rady Nadzorczej, prokurentem, likwidatorem albo na rzecz którejkolwiek z tych osób,
- podwyższenie i obniżenie kapitału zakładowego Spółki,
- emisja obligacji zamiennych lub z prawem pierwszeństwa oraz emisja warrantów subskrypcyjnych,
- postanowienia dotyczące roszczeń o naprawienie szkody wyrządzonej przy zawiązaniu spółki lub sprawowaniu zarządu albo nadzoru,
- połączenie, przekształcenie oraz podział Spółki,
- umorzenie akcji,

- zmiana statutu i zmiana przedmiotu działalności Spółki,
- rozwiązanie i likwidacja Spółki.

Nabycie i zbycie nieruchomości, użytkowania wieczystego lub udziału w nieruchomości nie wymaga uchwały Walnego Zgromadzenia.

Stosownie do zmian wprowadzonych przez Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie w listopadzie 2018 roku, zgody Walnego Zgromadzenia wymaga:

- rozporządzenie przez PGE S.A. akcjami/udziałami spółki, w stosunku do której dokonano rezerwacji częstotliwości z zakresów 452,5-457,5 MHz oraz 462,5-467,5 MHz zgodnie z decyzją o rezerwacji częstotliwości wydaną, po uzgodnieniu z ministrem właściwym do spraw energii, przez Prezesa Urzędu Komunikacji Elektronicznej,
- określenie sposobu głosowania na Walnym Zgromadzeniu/Zgromadzeniu Wspólników spółki, w stosunku do której dokonano rezerwacji częstotliwości z zakresów 452,5-457,5 MHz oraz 462,5-467,5 MHz zgodnie z decyzją o rezerwacji częstotliwości wydaną, po uzgodnieniu z ministrem właściwym do spraw energii, przez Prezesa Urzędu Komunikacji Elektronicznej w sprawach dotyczących zmiany statutu/umowy.

Walne Zgromadzenie Spółki może podejmować uchwały jedynie w sprawach objętych szczegółowym porządkiem obrad, z zastrzeżeniem art. 404 Kodeksu spółek handlowych.

UCZESTNICTWO W WALNYM ZGROMADZENIU SPÓŁKI

Prawo uczestniczenia w Walnym Zgromadzeniu mają tylko osoby będące akcjonariuszami na szesnaście dni przed datą Walnego Zgromadzenia (dzień rejestracji uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu). Zastawnicy i użytkownicy, którym przysługuje prawo głosu, mają prawo uczestniczenia w Walnym Zgromadzeniu, jeżeli są wpisani do księgi akcyjnej w dniu rejestracji uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu.

Warunkiem dopuszczenia akcjonariusza do udziału w Walnym Zgromadzeniu jest przedstawienie przez akcjonariusza imiennego zaświadczenia o prawie uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu wystawionego przez podmiot prowadzący rachunek papierów wartościowych.

Akcjonariusz uczestniczy w obradach Walnego Zgromadzenia i wykonuje prawo głosu osobiście lub przez pełnomocnika. Pełnomocnictwo do uczestniczenia w Walnym Zgromadzeniu i wykonywania prawa głosu wymaga udzielenia zgody na piśmie lub w postaci elektronicznej. Pełnomocnictwo udzielone w postaci elektronicznej powinno zostać przesłane na adres e-mailowy Spółki wskazany w ogłoszeniu o zwołaniu Walnego Zgromadzenia. Spółka od dnia zwołania Walnego Zgromadzenia udostępnia na swojej stronie internetowej formularz zawierający wzór pełnomocnictwa w postaci elektronicznej. Pełnomocnik akcjonariusza wykonuje wszystkie uprawnienia akcjonariusza chyba, że z treści pełnomocnictwa wynika inaczej. Jeżeli akcjonariusz posiada akcje zapisane na więcej niż jednym rachunku papierów wartościowych, może on ustanowić pełnomocnika do wykonywania praw z akcji zapisanych na każdym z rachunków.

GŁOSOWANIE NA WALNYM ZGROMADZENIU SPÓŁKI

Uchwały Walnego Zgromadzenia Spółki zapadają bezwzględną większością głosów, z zastrzeżeniem odmiennych postanowień Kodeksu spółek handlowych oraz Statutu Spółki.

Jedna akcja Spółki daje prawo do jednego głosu na Walnym Zgromadzeniu Spółki.

Z zastrzeżeniem obowiązujących przepisów prawa i postanowień Statutu, głosowanie jest jawne. Tajne głosowanie zarządza się przy wyborach oraz nad wnioskami o odwołanie członków organów Spółki lub likwidatorów, o pociągnięcie ich do odpowiedzialności, jak również w sprawach osobowych. Tajne głosowanie należy również zarządzić na żądanie choćby jednego z akcjonariuszy obecnych lub reprezentowanych na Walnym Zgromadzeniu. Walne Zgromadzenie może powziąć uchwałę o uchyleniu tajności głosowania w sprawach dotyczących wyboru komisji powoływanej przez Walne Zgromadzenie.

8.3. Skład osobowy i opis działania organów zarządzających i nadzorujących Spółki oraz jej komitetów

ZARZĄD

Skład osobowy Zarządu

Na 31 grudnia 2019 roku 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 Wasiłek	Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych
Emil Wojtowicz	Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych

W związku z upływem X kadencji Zarządu, 19 lutego 2020 roku Rada Nadzorcza PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. odwołała wszystkich Członków Zarządu Spółki.

W wyniku przeprowadzonego konkursu, 19 lutego 2020 roku Rada Nadzorcza PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. powołała Członków Zarządu Spółki XI kadencji w składzie:

Imię i nazwisko członka Zarządu	Pełniona funkcja	
Wojciech Dąbrowski	Prezes Zarządu	od 20 lutego 2020 roku
Paweł Cioch	Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych	od 24 lutego 2020 roku
Paweł Strączyński	Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych	od 24 lutego 2020 roku
Paweł Śliwa	Wiceprezes Zarządu ds. Innowacji	od 20 lutego 2020 roku
Ryszard Wasiłek	Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych	od 20 lutego 2020 roku

Na dzień publikacji niniejszego sprawozdania Zarząd Spółki funkcjonuje w niezmienionym składzie.



Wojciech Dąbrowski – Prezes Zarządu

Wojciech Dąbrowski został powołany w skład Zarządu PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. XI kadencji 20 lutego 2020 roku. Jest absolwentem Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego. Ukończył również studia podyplomowe na Politechnice Warszawskiej na Wydziale Mechanicznym Energetyki i Lotnictwa w zakresie Eksploatacji Elektrowni i Elektrociepłowni parowych, gazowych i parowo-gazowych oraz w Akademii Leona Koźmińskiego i na Uniwersytecie Warszawskim na Wydziale Zarządzania - Zarządzanie w Administracji Publicznej.

Od 10 lat pełni funkcje menadżerskie w sektorze energetycznym. Od listopada 2017 roku do lutego 2020 roku pełnił funkcję prezesa zarządu PGE Energia Ciepła S.A., gdzie przeprowadził proces integracji polskich aktywów ciepłowniczych zakupionych przez PGE Polską Grupę Energetyczną S.A. od francuskiego EDF. Od stycznia 2016 roku do listopada 2017 roku pełnił funkcję prezesa zarządu PGNiG Termika S.A., gdzie m.in. przeprowadził proces akwizycji PEC Jastrzębie i SEJ Jastrzębie wzmacniając pozycję rynkową PGNiG Termika. W latach 2011 – 2016 pełnił funkcję wiceprezesa zarządu Zakładu Energetyki Ciepłej w Wołominie sp. z o.o.



Paweł Cioch – Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych

Paweł Cioch został powołany w skład Zarządu PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. XI kadencji 24 lutego 2020 roku. Jest doktorem nauk prawnych i absolwentem Wydziału Prawa, Prawa Kanonicznego i Administracji KUL z 2003 roku. W 2006 roku ukończył aplikację sądową zakończoną zdaniem egzaminu sędziowskiego w Sądzie Apelacyjnym w Rzeszowie, jak również uzyskał tytuł doktora nauk prawnych na KUL i uzyskał wpis na listę radców prawnych.

Specjalizuje się w obsłudze prawnej spółek prawa handlowego oraz jednostek sektora finansów publicznych. Przez wiele lat świadczył usługi prawne na rzecz spółek kapitałowych branży produkcyjnej, transportowej i budowlanej, a także jednostek samorządu terytorialnego i jednostek organizacyjnych Skarbu Państwa. Posiada doświadczenie w realizacji nadzoru właścicielskiego w spółkach kapitałowych. Od 2007 roku właściciel Kancelarii Radcy Prawnego – dr Paweł Cioch, a od 2016 roku Partner Zarządzający kancelarii prawnej Cioch & Partnerzy. Równocześnie od 2018 roku pełni funkcję Radcy Prawnego Marszałka Województwa Lubelskiego.



Paweł Strączyński - Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych

Paweł Strączyński został powołany w skład Zarządu PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. XI kadencji 24 lutego 2020 roku. Jest absolwentem Akademii Ekonomicznej im. Oskara Langego we Wrocławiu (obecnie Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu), Wydział Gospodarki Narodowej, kierunek: finanse i bankowość oraz Master of Business Administration – Executive MBA o specjalności zarządzanie średnim i dużym przedsiębiorstwem.

Od listopada 2018 roku do lutego 2020 roku Paweł Strączyński pełni funkcję Wiceprezesa Zarządu Zespołu Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA S.A. Od kwietnia 2018 roku do lutego 2019 roku pełnił funkcję Wiceprezesa Zarządu ZOWER sp. z o.o. (spółka z grupy PGE Energia Ciepła S.A.). Od 2016 do 2018 roku członek zarządu Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej S.A. oraz Spółki Energetycznej „Jastrzębie” S.A., a następnie PGNiG Termika Energetyka Przemysłowa S.A. W latach 2010-2012 członek zarządu PROTEKTOR S.A., a następnie spółek wchodzących w skład Polskiej Grupy Biogazowej. W latach 2005-2010 dyrektor finansowy i prokurent polskiej dywizji Steinhoff International Holding. W



Paweł Śliwa – Wiceprezes Zarządu ds. Innowacji

Paweł Śliwa został powołany w skład Zarządu PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. XI kadencji 20 lutego 2020 roku. Jest absolwentem Wydziału Prawa i Administracji UMCS w Lublinie, filia w Rzeszowie. Ukończył studia doktoranckie na Uniwersytecie Kardynała Stefana Wyszyńskiego w Warszawie. Odbił aplikację adwokacką w Okręgowej Radzie Adwokackiej w Rzeszowie.

Od 1 do 22 marca 2016 roku pełnił funkcję członka Rady Nadzorczej PGE. Od listopada 2011 roku jest sędzią Trybunału Stanu. Od 2002 roku prowadzi Kancelarię Adwokacką w Gorlicach. Od października 2010 roku radny sejmiku województwa małopolskiego. W latach 2005-2012 prowadził Kancelarię Adwokacko-Radcowską s.c. w Gorlicach. W latach 2006-2007 pełnił funkcję Wiceprzewodniczącego Rady Nadzorczej Ruch S.A.



Ryszard Wasilek – Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych

Ryszard Wasilek został powołany w skład Zarządu PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. XI kadencji 20 lutego 2020 roku. Jest absolwentem Wydziału Budowy Maszyn Politechniki Szczecińskiej, a także studiów podyplomowych Ciepłownictwo i Ogrzewnictwo na Wydziale Inżynierii Środowiska Politechniki Warszawskiej.

Od 2003 roku był Prezesem Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej sp. z o.o. w Stargardzie. W latach 1990-1994 Zastępca Prezydenta Stargardu ds. Polityki Gospodarczej, a w latach 1994-2003 zatrudniony w spółce KielArt sp. z o.o. w Szczecinie jako Dyrektor Naczelny – Prezes Zarządu.

Jest Członkiem Rady Stargardzkiej Izby Gospodarczej (od roku 2004), Członkiem Rady Regionalnej Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie – Region Północno-Zachodni (od roku 2010) oraz Członkiem Rady Krajowej Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie (od roku 2014). W latach 1993-1994 był Przewodniczącym Związku Komunalnego Gmin Pomorza Zachodniego „Euroregion Pomerania”.

ZASADY DOTYCZĄCE POWOŁYWANIA I ODWOŁYWANIA OSÓB ZARZĄDZAJĄCYCH

Zarząd Spółki liczy od jednego do siedmiu członków, w tym Prezesa; pozostali członkowie pełnią funkcję Wiceprezesów. Członków Zarządu powołuje się na okres wspólnej kadencji, która trwa trzy lata.

Zarząd lub poszczególnych członków Zarządu powołuje i odwołuje Rada Nadzorcza, po przeprowadzeniu postępowania konkursowego, którego celem jest sprawdzenie i ocena kwalifikacji kandydatów i wyłonienie najlepszego kandydata na członka Zarządu, przy czym kandydaci na członka Zarządu Spółki muszą spełniać warunki określone w § 15 ust. 3 i 4 Statutu PGE. Ponadto każdy z członków Zarządu może być odwołany lub zawieszony w czynnościach przez Walne Zgromadzenie lub z ważnych powodów zawieszony przez Radę Nadzorczą. Uchwała Rady Nadzorczej w przedmiocie zawieszenia członka Zarządu wymaga uzasadnienia. Rada Nadzorcza może delegować członków Rady Nadzorczej do czasowego wykonywania czynności członków Zarządu. Rezygnację członek Zarządu składa na piśmie Radzie Nadzorczej pod adresem siedziby Spółki.

KOMPETENCJE ZARZĄDU

Zarząd prowadzi sprawy Spółki i reprezentuje Spółkę we wszystkich czynnościach sądowych i pozasądowych. Do kompetencji Zarządu należą wszelkie sprawy związane z prowadzeniem spraw Spółki, nie zastrzeżone przepisami prawa lub postanowieniami Statutu dla Walnego Zgromadzenia lub Rady Nadzorczej.

Do składania oświadczeń w imieniu Spółki wymagane jest współdziałanie dwóch członków Zarządu Spółki albo jednego członka Zarządu łącznie z prokurentem. W przypadku, gdy Zarząd składa się z jednego członka do składania oświadczeń w imieniu Spółki uprawnionym jest jedynie członek Zarządu.

Tryb działania Zarządu oraz wewnętrzny podział kompetencji poszczególnych członków Zarządu w zakresie prowadzenia spraw Spółki określa regulamin Zarządu.

Zgodnie ze Statutem Spółki, uchwały Zarządu wymagają wszystkie sprawy przekraczające zakres zwykłych czynności Spółki. W przypadku równości decyduje głos Prezesa Zarządu.

Zgodnie ze Statutem PGE (uwzględniając zmianę § 14 Statutu wprowadzoną Uchwałą nr 25 Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. z 15 maja 2019 roku) uchwały Zarządu wymaga w szczególności:

- nabywanie (obejmowanie) lub rozporządzanie przez Spółkę następującymi składnikami majątku: nieruchomościami, użytkowaniem wieczystym lub udziałami w nieruchomościach albo udziałami w użytkowaniu wieczystym, akcjami, udziałami lub innymi tytułami uczestnictwa,
- zaciąganie kredytów i pożyczek,
- udzielanie przez Spółkę poręczeń i gwarancji oraz wystawianie weksli,
- dokonywanie darowizn i zwolnienia z długu,
- zawieranie umów niezwiązanych z przedmiotem działalności Spółki określonym w § 3 ust. 1 Statutu,
- ustanawianie prokurentów,
- ustanawianie pełnomocników Spółki, do zaciągania zobowiązań o wartości przekraczającej 400 tys. PLN, z wyłączeniem (i) pełnomocnictw do zawierania umów lub zaciągania zobowiązań związanych z transakcjami w obrocie energią elektryczną i gazem, produktami powiązаныmi i prawami z nimi związanymi oraz związanymi z zakupem i sprzedażą paliw oraz surowców produkcyjnych (ii) pełnomocnictw procesowych,
- przyjmowanie regulaminu Zarządu,
- zatwierdzanie regulaminu organizacyjnego Spółki,
- tworzenie i likwidacja oddziałów,
- zawiązanie innej spółki,
- przyjmowanie rocznych i wieloletnich planów finansowych Spółki, w tym inwestycyjnych, marketingowych oraz sponsoringowych,
- zatwierdzanie zasad prowadzenia działalności sponsoringowej,
- przyjmowanie strategii rozwoju Spółki,
- ustalanie sposobu wykonywania prawa głosu na walnych zgromadzeniach lub na zgromadzeniach wspólników spółek, w których Spółka posiada akcje lub udziały,
- wypłata zaliczki na poczet przewidywanej dywidendy,
- zatwierdzanie materiałów kierowanych przez Zarząd do Rady Nadzorczej.

Niezależnie od spraw, o których mowa powyżej, uchwały Zarządu wymaga każda sprawa, o rozpatrzenie której Zarząd zwraca się do Rady Nadzorczej lub Walnego Zgromadzenia.

Statut nie przewiduje szczególnych regulacji stanowiących uprawnienie dla członków Zarządu do podjęcia decyzji o emisji lub wykupie akcji.

OPIS DZIAŁANIA I ORGANIZACJI PRAC ZARZĄDU

Zarząd prowadzi sprawy Spółki w sposób przejrzysty i efektywny na podstawie oraz w granicach obowiązujących przepisów prawa, w tym Kodeksu spółek handlowych, postanowień Statutu Spółki, Regulaminu Zarządu oraz innych wewnętrznych regulacji obowiązujących w Spółce.

Pracami Zarządu kieruje Prezes Zarządu. Posiedzenia Zarządu zwołuje Prezes Zarządu z własnej inicjatywy lub na wniosek członka Zarządu. Zarząd może odbywać posiedzenia bez formalnego zwołania o ile wszyscy członkowie Zarządu zostali skutecznie powiadomieni o posiedzeniu i żaden z członków Zarządu nie zgłosi sprzeciwu do odbycia posiedzenia i proponowanego porządku posiedzenia.

Z każdego posiedzenia Zarządu sporządza się protokół, który jest podpisywany przez obecnych na posiedzeniu członków Zarządu, nie wyłączając osób, które złożyły zdanie odrębne lub były chwilowo nieobecne przy podejmowaniu którejkolwiek z uchwał. Protokoły posiedzeń Zarządu przechowywane są w Księdze Protokołów. Uchwały Zarządu podejmowane są bezwzględną większością głosów w głosowaniu jawnym. W przypadku równości głosów decyduje głos Prezesa Zarządu. Tajne głosowanie zarządza się na wniosek członka Zarządu. Dla ważności uchwał Zarządu wymagane jest prawidłowe zawiadomienie o planowanym posiedzeniu wszystkich członków Zarządu. Członek Zarządu ma prawo zgłosić do zaprotokołowania zdanie odrębne wraz z uzasadnieniem.

Uchwały Zarządu mogą być również podejmowane w trybie pisemnym lub przy wykorzystaniu środków bezpośredniego porozumiewania się na odległość.

Kompetencje poszczególnych członków Zarządu w zakresie spraw zwykłego zarządu zostały podzielone na obszary działania, w których poszczególni członkowie Zarządu pełnią wiodącą rolę. W ramach pełnionych funkcji każdemu z członków Zarządu Spółki przydzielono stosowny zakres odpowiedzialności za prowadzenie spraw Spółki.

RADA NADZORCZA

Skład osobowy Rady Nadzorczej

Na dzień publikacji niniejszego sprawozdania Rada Nadzorcza funkcjonuje 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

Życiorysy członków Rady Nadzorczej dostępne są na stronie internetowej PGE S.A. www.gkpge.pl.

ZASADY DOTYCZĄCE POWOŁYWANIA I ODWOŁYWANIA OSÓB NADZORUJĄCYCH

Zgodnie z obowiązującym Statutem członkowie Rady Nadzorczej Spółki są powoływani na okres wspólnej kadencji, która trwa trzy lata. W skład Rady Nadzorczej wchodzi od pięciu do dziewięciu członków powoływanych i odwoływanych przez Walne Zgromadzenie. Rada Nadzorcza wybierana w drodze głosowania grupami liczy pięciu członków. Członek Rady Nadzorczej może być w każdym czasie powołany i odwołany przez Walne Zgromadzenie, za wyjątkiem członka Rady Nadzorczej powoływanego przez Skarb Państwa w drodze pisemnego oświadczenia składanego Zarządowi Spółki (uprawnienie to przysługuje Skarbowi Państwa dopóki pozostaje akcjonariuszem). Ponadto wybór połowy członków Rady Nadzorczej (z wyłączeniem członka Rady Nadzorczej, o którym mowa w zdaniu poprzedzającym), następuje spośród osób wskazanych przez Skarb Państwa, do chwili, gdy udział Skarbu Państwa w kapitale zakładowym nie spadnie poniżej 20%. Z chwilą wygaśnięcia ww. uprawnienia przysługującego Skarbowi Państwa

uprawnienie to uzyskuje inny akcjonariusz reprezentujący najwyższy udział w kapitale zakładowym Spółki, o ile będzie posiadał co najmniej 20% udział w kapitale zakładowym Spółki.

Zgodnie z postanowieniami Statutu w skład Rady Nadzorczej powinna wchodzić co najmniej jedna osoba powoływana przez Walne Zgromadzenie spośród osób spełniających kryteria niezależności, określone w zasadach ładu korporacyjnego uchwalanych przez Radę Giełdy Papierów Wartościowych. Akcjonariusz wskazujący kandydata na to stanowisko zobowiązany jest złożyć do protokołu Walnego Zgromadzenia pisemne oświadczenie kandydata potwierdzające niezależność.

Niepowołanie przez Skarb Państwa lub niedokonanie wyboru przez Walne Zgromadzenie członków Rady Nadzorczej, o których mowa powyżej, jak również brak takich osób w składzie Rady Nadzorczej, nie stanowi przeszkody do podejmowania ważnych uchwał przez Radę Nadzorczą.

OPIS DZIAŁANIA I ORGANIZACJI RADY NADZORCZEJ

Tryb działania Rady Nadzorczej określa Statut Spółki oraz Regulamin Rady Nadzorczej. Rada Nadzorcza wykonuje swoje obowiązki kolegiąlnie, może jednak delegować poszczególnych członków do czasowego samodzielnego pełnienia określonych czynności nadzorczych. Posiedzenia Rady Nadzorczej odbywają się w miarę potrzeby, nie rzadziej jednak niż raz na dwa miesiące.

Posiedzenia Rady Nadzorczej zwołuje Przewodniczący Rady Nadzorczej lub w jego zastępstwie Wiceprzewodniczący. Zwołanie Rady Nadzorczej odbywa się poprzez pisemne zaproszenie wszystkich członków Rady Nadzorczej, co najmniej na siedem dni przed planowanym terminem posiedzenia.

Z ważnych powodów termin ten może zostać skrócony do dwóch dni. Posiedzenie Rady Nadzorczej może być również zwołane na żądanie każdego z członków Rady Nadzorczej lub na wniosek Zarządu (wnioskodawca przedstawia proponowany porządek obrad). Wówczas posiedzenie powinno zostać zwołane w terminie dwóch tygodni. Jeżeli Przewodniczący Rady Nadzorczej w przedmiotowym terminie nie zwoła posiedzenia, wnioskodawca może zwołać je samodzielnie podając termin, miejsce i proponowany porządek obrad. Zmiana porządku obrad może nastąpić, gdy na posiedzeniu obecni są wszyscy członkowie Rady Nadzorczej i nikt nie wnosi sprzeciwu, co do zmiany.

Rada Nadzorcza może odbywać posiedzenia bez formalnego zwołania jeżeli wszyscy członkowie Rady Nadzorczej są obecni na posiedzeniu i żaden z członków Rady Nadzorczej nie wnosi sprzeciwu co do odbycia posiedzenia oraz proponowanego porządku obrad.

Rada Nadzorcza podejmuje uchwały, jeżeli na posiedzeniu jest obecna co najmniej połowa jej członków, a wszyscy członkowie zostali zaproszeni. Rada Nadzorcza podejmuje uchwały w głosowaniu jawnym. Głosowanie tajne zarządza się na wniosek członka Rady Nadzorczej oraz w sprawach osobowych. Uchwały Rady Nadzorczej mogą być również podejmowane w trybie pisemnym lub przy wykorzystaniu środków bezpośredniego porozumiewania się na odległość, z tym, że w trybie tym nie można podejmować uchwał w sprawach wyboru lub odwołania Przewodniczącego, Wiceprzewodniczącego i Sekretarza Rady Nadzorczej, a także powołania, odwołania lub zawieszenia w czynnościach członka Zarządu oraz ustalania wysokości wynagrodzenia i innych warunków umów oraz zawierania umów z członkami Zarządu, z zastrzeżeniem kompetencji Walnego Zgromadzenia Spółki wynikających z bezwzględnie wiążących przepisów.

KOMPETENCJE RADY NADZORCZEJ

Rada Nadzorcza sprawuje stały nadzór nad działalnością Spółki we wszelkich dziedzinach jej działalności zgodnie z postanowieniami Statutu. W 2019 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie uchwałą nr 27 z 15 maja w przedmiocie zmian §18 Statutu Spółki doprecyzowało zapisy związane z nowelizacją ustawy z 16 grudnia 2016 roku o zasadach zarządzania mieniem państwowym. Przedmiotowa uchwała Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia wprowadza zmiany § 18 ust. 2 Statutu PGE w zakresie rozporządzania składnikami aktywów trwałych, rozszerzając kompetencje należące do Rady Nadzorczej.

Statut Spółki oraz Regulamin Rady Nadzorczej dostępne są na stronie internetowej PGE www.gkpge.pl.

KOMITETY

Zgodnie ze Statutem Spółki, Regulamin Rady Nadzorczej albo uchwała Walnego Zgromadzenia może przewidywać powołanie w ramach Rady Nadzorczej komitetów, w szczególności zaś komitetu do spraw audytu oraz komitetu do spraw nominacji i wynagrodzeń. Obecnie obowiązujący Regulamin Rady Nadzorczej stanowi, iż Rada Nadzorcza może powoływać komitety stałe lub komitety ad hoc, działające jako kolegialne organy doradcze i opiniotwórcze Rady Nadzorczej. Celem komitetów w szczególności jest przedstawienie Radzie Nadzorczej rekomendacji i opinii w sprawach leżących w zakresie ich działania. Komitety powoływane są przez Radę Nadzorczą spośród jej członków. W skład komitetu wchodzi od trzech do pięciu osób. Komitet wybiera ze swego grona przewodniczącego. Przewodniczący zwołuje posiedzenia komitetu, kieruje pracami komitetu oraz reprezentuje komitet w stosunkach z organami i pracownikami Spółki. Mandat członka komitetu wygasa wraz z wygaśnięciem mandatu członka Rady Nadzorczej, złożeniem rezygnacji z członkostwa w komitecie albo z chwilą odwołania ze składu komitetu przez Radę Nadzorczą. Każdy członek Rady Nadzorczej ma prawo uczestniczyć w posiedzeniach komitetu. Przewodniczący komitetu może zapraszać na posiedzenia komitetu członków Zarządu, pracowników Spółki i inne osoby, których udział w posiedzeniu jest uzasadniony. Decyzje komitetu podejmowane są w drodze konsensusu, chyba, że regulamin danego komitetu stanowi inaczej. W ramach Rady Nadzorczej działają następujące komitety stałe: Komitet Audytu, Komitet Strategii i Rozwoju, Komitet Nominacji i Wynagrodzeń oraz Komitet Ładu Korporacyjnego.

Szczegółowy zakres kompetencji poszczególnych Komitetów stałych Rady Nadzorczej PGE znajduje się w Regulaminie Rady Nadzorczej dostępnym na stronie internetowej PGE S.A. www.gkpge.pl.

Komitet Audytu

Zadaniem Komitetu Audytu jest badanie prawidłowości i efektywności wykonywania wewnętrznych kontroli finansowych w Spółce i Grupie Kapitałowej PGE oraz współpraca z biegłymi rewidentami Spółki. W szczególności do zadań Komitetu Audytu należy opracowanie zasad wyboru firmy audytorskiej do przeprowadzenia badania sprawozdań finansowych Spółki oraz monitorowanie procesu sprawozdawczości finansowej Spółki.

W 2019 roku Członkami Komitetu Audytu Rady Nadzorczej byli:

- spełniającymi ustawowe kryteria niezależności: Janina Goss, Grzegorz Kuczyński, Artur Składanek,
- posiadającym wiedzę i umiejętności w zakresie rachunkowości lub badania sprawozdań finansowych, z racji swego wykształcenia i doświadczenia: Radosław Winiarski,
- posiadającym wiedzę i umiejętności z zakresu branży, w której działa spółka, z racji swego wykształcenia oraz doświadczenia zawodowego: Artur Składanek oraz Anna Kowalik.

Życiorysy członków Komitetu Audytu Rady Nadzorczej zawierające szczegóły dotyczące wykształcenia oraz doświadczenia zawodowego dostępne są na stronie internetowej PGE S.A. www.gkpge.pl.

Szczegóły na temat składu osobowego Komitetu Audytu w 2019 roku zawarte są w dalszej części sprawozdania.

W 2019 roku odbyło się 9 posiedzeń Komitetu Audytu Rady Nadzorczej.

W 2017 roku, w związku z potrzebą określenia szczegółowych zadań oraz zasad funkcjonowania Komitetu Audytu, w konsekwencji nowych zadań nałożonych na komitety audytu w związku z wejściem w życie przepisów ustawy z 11 maja 2017 roku o biegłych rewidentach, firmach audytorskich oraz nadzorze publicznym („Ustawa o biegłych rewidentach”) przyjęty został Regulamin Komitetu Audytu Rady Nadzorczej PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. Ponadto Komitet Audytu Rady Nadzorczej PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. przyjął Politykę i Procedurę wyboru firmy audytorskiej do przeprowadzania badania oraz Politykę świadczenia przez firmę audytorską przeprowadzającą badanie, przez podmioty powiązane z tą firmą audytorską oraz przez członka sieci firmy audytorskiej dozwolonych usług niebędących badaniem. Zgodnie z Polityką świadczenia przez firmę audytorską przeprowadzającą badanie, przez podmioty powiązane z tą firmą audytorską oraz przez członka sieci firmy audytorskiej dozwolonych usług niebędących badaniem, firma audytorska przeprowadzająca ustawowe badania PGE S.A. ani żaden z członków sieci, do której należy ta firma audytorska, nie mogą świadczyć bezpośrednio ani pośrednio na rzecz PGE S.A. jak i spółek GK PGE żadnych zabronionych usług niebędących badaniem sprawozdań finansowych.

Zabronionymi usługami niebędącymi badaniem sprawozdań finansowych, o których mowa powyżej są:

- usługi wskazane w Rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 537/2014 z 16 kwietnia 2014 roku w sprawie szczegółowych wymogów dotyczących ustawowych badań sprawozdań finansowych jednostek interesu publicznego, uchylające decyzję Komisji 2005/909/WE („Rozporządzenie nr 537/2014”) (w art. 5 ust. 1 Rozporządzenia nr 537/2014),
- inne usługi niebędące czynnościami rewizji finansowej.

Usługami zabronionymi niebędącymi badaniem sprawozdań finansowych nie są natomiast:

- usługi przeprowadzania procedur należytej staranności (due dilligence) w zakresie kondycji ekonomiczno-finansowej, wydawania listów poświadczających, wykonywane w związku z prospektem emisyjnym badanej jednostki, przeprowadzane zgodnie z krajowym standardem usług pokrewnych i polegające na przeprowadzaniu uzgodnionych procedur,
- usługi atestacyjne w zakresie informacji finansowych pro forma, prognoz wyników lub wyników szacunkowych, zamieszczane w prospekcie emisyjnym badanej jednostki,
- badanie historycznych informacji finansowych do prospektu, o którym mowa w rozporządzeniu Komisji (WE) nr 809/2004 z 29 kwietnia 2004 roku wykonującym dyrektywę 2003/71/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie informacji zawartych w prospektach emisyjnych oraz formy, włączenia przez odniesienie i publikacji takich prospektów emisyjnych oraz rozpowszechniania reklam,
- weryfikacja pakietów konsolidacyjnych,
- potwierdzanie spełnienia warunków zawartych umów kredytowych na podstawie analizy informacji finansowych pochodzących ze zbadanych przez daną firmę audytorską sprawozdań finansowych,
- usługi atestacyjne w zakresie sprawozdawczości dotyczącej ładu korporacyjnego, zarządzania ryzykiem oraz społecznej odpowiedzialności biznesu,
- usługi polegające na ocenie zgodności informacji ujawnianych przez instytucje finansowe i firmy inwestycyjne z wymogami w zakresie ujawniania informacji dotyczących adekwatności kapitałowej oraz zmiennych składników wynagrodzeń,
- poświadczenia dotyczące sprawozdań lub innych informacji finansowych przeznaczonych dla organów nadzoru, rady nadzorczej lub innego organu nadzorczego spółki lub właścicieli, wykraczające poza zakres badania ustawowego i mające pomóc tym organom w wypełnianiu ich ustawowych obowiązków,
- szkolenia otwarte, konferencje tematyczne, spotkania branżowe lub inne wydarzenia, jeżeli mają one charakter otwarty i nie są przygotowywane, ani nie są dostosowywane na potrzeby PGE S.A., spółek GK PGE lub ich pracowników.

Świadczenie wyżej wskazanych usług, przez firmę audytorską przeprowadzającą ustawowe badania PGE S.A. oraz przez członków jednej sieci, na rzecz PGE S.A. jak i spółek GK PGE, możliwe jest jedynie w zakresie niezwiązanym z polityką podatkową po przeprowadzeniu przez Komitet Audytu PGE S.A. oceny zagrożeń i zabezpieczeń niezależności, o której mowa w Ustawie o biegłych rewidentach. W przypadku wyżej wskazanych szkoleń otwartych, konferencji tematycznych, spotkań branżowych i innych wydarzeń, ocena zagrożeń i zabezpieczeń niezależności, o której mowa w Ustawie o biegłych rewidentach przeprowadzana jest przez Komitet Audytu PGE S.A. dopiero, jeśli w danym roku obrotowym wartość tych usług, udzielonych łącznie przez PGE S.A. jak i spółki GK PGE, biegłemu rewidentowi lub firmie audytorskiej przeprowadzającej ustawowe badania PGE S.A. lub członkowi sieci, do której należy biegły rewident lub firma audytorska osiągnie limit określony w Polityce. Polityka określa w jaki Spółka GK PGE może się zwrócić do Komitetu Audytu PGE S.A. o przeprowadzenie wyżej wskazanej oceny. Komitet Audytu zajmuje pisemne stanowisko w ciągu 14 dni kalendarzowych od otrzymania wniosku w sprawie dokonania oceny.

Zgodnie z Polityką i Procedurą wyboru firmy audytorskiej do przeprowadzania badania, wyboru firmy audytorskiej do przeprowadzania badania sprawozdania Spółki i sprawozdania skonsolidowanego GK PGE dokonuje się zgodnie z zasadami Polityki i Procedury z poszanowaniem bezwzględnie obowiązujących przepisów prawa, w szczególności Ustawy o biegłych rewidentach, Ustawy o rachunkowości oraz Rozporządzenia nr 537/2014 oraz uwzględnia się wytyczne Prezesa Rady Ministrów dotyczące zasad i trybu wyboru biegłych rewidentów do badania sprawozdań finansowych, który wykonuje prawa z akcji Spółki należących do Skarbu Państwa.

Wyboru firmy audytorskiej do przeprowadzenia badania sprawozdania finansowego dokonuje Rada Nadzorcza.

Pierwsza umowa o badanie sprawozdania finansowego jest zawierana z firmą audytorską na okres nie krótszy niż dwa lata z możliwością przedłużenia na kolejne co najmniej dwuletnie okresy.

Maksymalny czas nieprzerwanego trwania zleceń badań sprawozdań finansowych, przeprowadzanych przez tę samą firmę audytorską lub firmę audytorską powiązaną z tą firmą audytorską lub jakiegokolwiek członka sieci działającej w państwach Unii Europejskiej, do której należą te firmy audytorskie, nie może przekraczać 5 lat, z zastrzeżeniem, że kluczowy biegły rewident może ponownie przeprowadzać badanie sprawozdania finansowego, po upływie co najmniej 3 lat od zakończenia ostatniego badania sprawozdania finansowego.

Rekomendacja dotycząca wyboru firmy audytorskiej do przeprowadzenia badania spełniła obowiązujące warunki, została sporządzona w następstwie zorganizowanej przez emitenta procedury wyboru spełniającej obowiązujące kryteria.

Badanie jednostkowego oraz skonsolidowanego sprawozdania finansowego za 2019 rok dokonała firma audytorska - Deloitte Audyt spółka z ograniczoną odpowiedzialnością sp.k. wybrana w postępowaniu zakupowym w trybie negocjacji z ogłoszeniem na podstawie następujących aktów prawnych:

- Ustawa o biegłych rewidentach, w szczególności art. 130 ust. 3 pkt 2 tej ustawy,
- Ustawa Prawo zamówień publicznych (tj.: Dz. U. z 2019 r., poz. 1843 zm., dalej „Ustawa PZP”),
- Procedura Ogólna Zakupów GK PGE,
- Instrukcja Zakupów PGE S.A.,
- Polityka i Procedura wyboru firmy audytorskiej do przeprowadzenia badania, przyjęta przez Komitet Audytu Rady Nadzorczej PGE (dalej „Polityka”) 10 października 2017 roku,
- Wytyczne dotyczące wyboru i współpracy z firmą audytorską badającą roczne sprawozdanie finansowe Spółki z udziałem Skarbu Państwa z września 2017 roku.

Postępowanie zakupowe na wybór firmy audytorskiej zostało zainicjowane przez Radę Nadzorczą, która podjęła uchwałę w sprawie określenia: kryteriów wyboru firmy audytorskiej, sposobu oceny ofert oraz treści ogłoszenia o wspólnym postępowaniu o udzielenie zamówienia publicznego pod nazwą „Wybór biegłego rewidenta do przeprowadzenia badania jednostkowych oraz skonsolidowanych sprawozdań finansowych wybranych spółek Grupy Kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna za lata 2019 – 2021”.

Postępowanie zakupowe zostało przeprowadzone przez powołaną komisję przetargową. Następnie Komitet Audytu Rady Nadzorczej PGE S.A. na podstawie otrzymanych od komisji przetargowej wyników oceny ofert oraz protokołu z postępowania na wybór firmy audytorskiej, przedstawił rekomendację dotyczącą wyboru firmy audytorskiej Radzie Nadzorczej PGE S.A. Rekomendacja spełniała wymogi art. 130 ust. 2-3 Ustawy o biegłych rewidentach.

Rada Nadzorcza PGE S.A. zgodziła się z rekomendacją Komitetu Audytu Rady Nadzorczej PGE S.A. i 11 grudnia 2018 roku dokonała wyboru najkorzystniejszej oferty - Deloitte Audyt spółka z ograniczoną odpowiedzialnością sp.k. na przeprowadzenie badania jednostkowych oraz skonsolidowanych sprawozdań finansowych PGE S.A. za lata 2019 – 2021 oraz zaakceptowała rekomendację komisji przetargowej dotyczącej wyboru wykonawcy - Deloitte Audyt spółka z ograniczoną odpowiedzialnością sp.k. na przeprowadzenie badania jednostkowych sprawozdań finansowych dla wybranych spółek Grupy Kapitałowej PGE za lata 2019 – 2021, która została przedstawiona spółkom Grupy Kapitałowej PGE S.A.

W roku 2019 roku firma audytorska - Ernst & Young Audyt Polska spółka z ograniczoną odpowiedzialnością sp. k. (badająca sprawozdania finansowe za lata 2017 i 2018) a także firma audytorska - Deloitte Audyt spółka z ograniczoną odpowiedzialnością sp.k. świadczyły dozwolone usługi niebędące badaniem na podstawie zgód wyrażonych w drodze uchwał przez Komitet Audytu Rady Nadzorczej.

Komitet Ładu Korporacyjnego

Zadaniem Komitetu Ładu Korporacyjnego jest między innymi ocena implementacji zasad ładu korporacyjnego w Spółce i zgłaszanie Radzie Nadzorczej inicjatyw zmian w tym obszarze, opiniowanie przedkładanych Radzie Nadzorczej aktów normatywnych i innych dokumentów Spółki, które wywierają istotny wpływ na ład korporacyjny, a także inicjowanie oraz opracowywanie propozycji zmian odnośnie aktów normatywnych Rady Nadzorczej.

Komitet Strategii i Rozwoju

Zadaniem Komitetu Strategii i Rozwoju jest opiniowanie i przedstawianie rekomendacji Radzie Nadzorczej w kwestiach planowanych inwestycji mających istotny wpływ na aktywa Spółki.

Komitet Nominacji i Wynagrodzeń

Zadaniem Komitetu Nominacji i Wynagrodzeń jest wspomaganie osiągania celów strategicznych Spółki poprzez przedstawianie Radzie Nadzorczej opinii i wniosków w sprawie kształtowania struktury zarządzania, w tym w kwestii rozwiązań organizacyjnych, systemu wynagrodzeń oraz doboru kadry o odpowiednich kwalifikacjach.

W 2019 roku komitety stałe Rady Nadzorczej funkcjonowały w następującym składzie:

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		Przewodniczący	Członek	
Anna Kowalik	Członek		Członek	Członek
Grzegorz Kuczyński	Przewodniczący	Członek	Członek	
Mieczysław Sawaryn			Członek	Przewodniczący
Jerzy Sawicki		Członek	Członek	Członek
Artur Składanek	Członek		Przewodniczący	
Radosław Winiarski	Członek		Członek	

WYNAGRODZENIE WŁADZ PGE S.A.

Zasady ustalania wysokości wynagrodzeń członków Zarządu PGE S.A.

9 września 2016 roku weszła w życie ustawa z 9 czerwca 2016 roku o zasadach kształtowania wynagrodzeń osób kierujących niektórymi spółkami – tzw. nowa ustawa kominowa. Nowa ustawa kominowa reguluje m.in. sposób określania zasad kształtowania wynagrodzeń członków zarządu i rady nadzorczej w spółkach z udziałem Skarbu Państwa (czyli np. PGE), w tym w szczególności określa, w jaki sposób jest ustalane i przyznawane wynagrodzenie członkom zarządu i rady nadzorczej (zasady kształtowania wynagrodzeń zarządu i rady nadzorczej uchwała walne zgromadzenie, a rada nadzorcza podejmuje na tej podstawie uchwały o konkretnych warunkach wynagradzania członków zarządu). Ustawa określa także wybrane postanowienia umów o świadczenie usług zarządzania zawieranych z członkami zarządu.

14 grudnia 2016 roku, Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki, zwołane na wniosek Ministra Energii reprezentującego akcjonariusza Skarb Państwa, podjęło uchwałę nr 4 w sprawie kształtowania zasad wynagrodzeń członków Zarządu PGE Polskiej Grupy Energetycznej S.A., zmienioną następnie uchwałą nr 37 Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z 27 czerwca 2017 roku. Zgodnie z przedmiotową uchwałą wynagrodzenie członków Zarządu składa się z części stałej, stanowiącej wynagrodzenie miesięczne podstawowe oraz części zmiennej, stanowiącej wynagrodzenie uzupełniające za rok obrotowy Spółki, uzależnionej od realizacji celów zarządczych. Zgodnie z ww. uchwałami Walnych Zgromadzeń, Rada Nadzorcza PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. podjęła w 2017 roku uchwały w sprawie zawarcia z członkami Zarządu umów o świadczenie usług zarządzania odpowiadającym zasadom określonym nową ustawą kominową. W 2019 roku Rada Nadzorcza ustaliła cele Zarządce oraz wskaźniki określające ich wykonanie.

Tabela: Wysokość wynagrodzeń i świadczeń uzyskanych w 2019 roku przez członków Zarządu PGE S.A.

Imię i nazwisko członka Zarządu	Wysokość wynagrodzeń i świadczeń uzyskanych przez członków Zarządu PGE S.A. w PGE S.A. w 2019 roku (PLN)
Henryk Baranowski	1 200 000,40 ¹
Wojciech Kowalczyk	1 078 173,04 ¹
Marek Pastuszko	1 124 549,04 ¹
Paweł Śliwa	1 124 549,04 ¹
Ryszard Wasilek	1 124 549,04 ¹
Emil Wojtowicz	1 124 549,04 ¹
Bolesław Jankowski	191 830,00 ²

¹ Pozycja zawiera wynagrodzenie za okres pełnienia funkcji w Zarządzie tj. wynagrodzenie podstawowe oraz wynagrodzenie zmienne za 2017 rok.

² Pan Bolesław Jankowski był członkiem Zarządu do 1 lipca 2017 roku. W 2019 roku otrzymał wynagrodzenie zmienne za 2017 rok.

Łączna wartość wynagrodzeń uzyskanych w 2019 roku przez członków Zarządu PGE S.A. wyniosła 7,0 mln PLN (wg PIT11). W 2019 roku, w ujęciu kosztowym (wraz z narzutami oraz rezerwami), wynagrodzenie wszystkich osób, które pełniły funkcję członków Zarządu PGE S.A., wyniosło łącznie 7,2 mln PLN.

Zasady ustalania wysokości wynagrodzeń członków Rady Nadzorczej PGE S.A.

Wysokość wynagrodzenia członków Rady Nadzorczej PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. została określona uchwałą nr 5 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia z 14 grudnia 2016 roku w sprawie zasad kształtowania wynagrodzeń członków Rady Nadzorczej, zgodnie z którą miesięczne wynagrodzenie członków Rady Nadzorczej ustalono jako iloczyn przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw bez wypłat nagród z zysku w IV kw. roku poprzedniego, ogłoszone przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego oraz mnożnika: 1,7 (dla przewodniczącego rady nadzorczej), 1,5 (dla pozostałych członków rady nadzorczej). Wypłacane członkom Rady Nadzorczej PGE wynagrodzenie odpowiadało zasadom określonym nową ustawą kominową.

Tabela: Wysokość wynagrodzeń uzyskanych przez członków Rady Nadzorczej PGE S.A., którzy pełnili swe funkcje w 2019 roku w PGE S.A.

Imię i nazwisko członka Rady Nadzorczej	Wysokość wynagrodzeń uzyskanych przez członków RN PGE S.A. w PGE S.A. w 2019 roku (PLN)
Janina Goss	83 515,82
Tomasz Hapunowicz	79 427,98
Anna Kowalik	93 455,71
Grzegorz Kuczyński	79 268,04
Mieczysław Sawaryn	80 112,25
Jerzy Sawicki	80 431,30
Artur Składanek	81 005,22
Radosław Winiarski	81 998,54

Łączna wartość wynagrodzeń uzyskanych w 2019 roku przez członków Rady Nadzorczej PGE S.A. w PGE S.A. wyniosła 659 tys. PLN. W 2019 roku, w ujęciu kosztowym (wraz z narzutami), wynagrodzenie wszystkich osób, które pełniły funkcję członków Rady Nadzorczej PGE S.A., wyniosło łącznie 733 tys. PLN.

8.4. Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych

KAPITAŁ ZAKŁADOWY PGE S.A. I STRUKTURA WŁAŚCICIELSKA

Na 31 grudnia 2015 roku kapitał zakładowy PGE wynosił 18 697 608 290 PLN i dzielił się na 1 869 760 829 akcji o wartości nominalnej 10 PLN każda.

Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGE, zwołane na 5 września 2016 roku na wniosek Skarbu Państwa – większościowego akcjonariusza PGE, podjęło m.in. uchwałę w przedmiocie podwyższenia kapitału zakładowego ze środków własnych Spółki (Uchwała nr 4 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.) oraz uchwałę w przedmiocie zmiany Statutu

Spółki oraz upoważnienia Rady Nadzorczej do ustalenia tekstu jednolitego Statutu Spółki, uwzględniającego zmianę wysokości kapitału zakładowego (Uchwała nr 5 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.).

25 listopada 2016 roku Sąd Rejonowy dla m.st. Warszawy w Warszawie, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego („Sąd Rejestrowy”), dokonał rejestracji zmiany wysokości kapitału zakładowego Spółki oraz zmian Statutu Spółki dokonanych na podstawie uchwał nr 4 i 5 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z 5 września 2016 roku.

Sąd Rejestrowy dokonał rejestracji podwyższenia kapitału zakładowego Spółki z kwoty 18 697 608 290 PLN do kwoty 19 165 048 497,25 PLN tj. o kwotę 467 440 207,25 PLN poprzez zwiększenie wartości nominalnej akcji serii A, B, C, D z 10 PLN do 10,25 PLN. Ogólna liczba akcji i głosów wynikająca ze wszystkich wyemitowanych akcji, po zarejestrowaniu zmiany wysokości kapitału zakładowego PGE wynosi 1 869 760 829 szt.

Na 31 grudnia 2019 roku kapitał zakładowy PGE wynosił 19 165 048 497,25 PLN i dzielił się na 1 869 760 829 akcji o wartości nominalnej 10,25 PLN każda.

Tabela: Kapitał zakładowy Spółki.

Seria/ emisja	Rodzaj akcji	Rodzaj uprzywilejowania	Liczba akcji	Wartość serii/emisji wg wartości nominalnej	Sposób pokrycia kapitału
"A"	zwykłe	nie dotyczy	1 470 576 500	15 073 409 125,00	aport/gotówka
"B"	zwykłe	nie dotyczy	259 513 500	2 660 013 375,00	gotówka
"C"	zwykłe	nie dotyczy	73 228 888	750 596 102,00	połączenie z PGE GiE
"D"	zwykłe	nie dotyczy	66 441 941	681 029 895,25	połączenie z PGE Energia S.A.
Razem			1 869 760 829	19 165 048 497,25	

Tabela: Struktura własnościowa kapitału podstawowego Spółki na 31 grudnia 2019 roku*.

	Skarb Państwa		Pozostali Akcjonariusze*		Suma	
	wartość nominalna akcji (PLN)	udział % w kapitale zakładowym i w głosach	wartość nominalna akcji (PLN)	udział % w kapitale zakładowym i w głosach	wartość nominalna akcji (PLN)	udział % w kapitale zakładowym i w głosach
Akcje na 31 grudnia 2019 roku	10 998 087 004,50	57,39	8 166 961 492,75	42,61	19 165 048 497,25	100,00

*Struktura własnościowa została zaprezentowana na podstawie informacji dostępnych Spółce.

Wszystkie akcje Spółki zostały opłacone.

Pomimo, iż akcje Spółki nie są akcjami uprzywilejowanymi, Statut Spółki przewiduje szczególne uprawnienia dla Skarbu Państwa, dopóki pozostaje on jej akcjonariuszem.

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 własne

Na 31 grudnia 2019 roku PGE S.A. oraz spółki zależne nie posiadały akcji własnych.

Akcje jednostki dominującej będące w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

Wedle najlepszej wiedzy Zarządu Spółki, osoby zarządzające i nadzorujące Spółkę na 31 grudnia 2019 roku oraz na dzień publikacji skonsolidowanego raportu za III kwartał 2019 roku nie posiadały akcji jednostki dominującej.

Tabela: Akcje PGE S.A. posiadane przez osoby działające w imieniu istotnych spółek bezpośrednio zależnych od PGE S.A. na 31 grudnia 2019 roku.

Akcjonariusz	Funkcja	Liczba akcji na dzień 31 grudnia 2019 roku	Wartość nominalna akcji na dzień 31 grudnia 2019 roku
		(szt.)	(PLN)
Zarząd PGE GiEK S.A.		2 213	22 683
Robert Ostrowski*	Prezes Zarządu	1 002	10 271
Andrzej Kopertowski	Wiceprezes Zarządu	1 211	12 413
Zarząd PGE Obrót S.A.		3 416	35 014
Jan Mądrzak	Członek Zarządu	3 416	35 014
Zarząd KOGENERACJA S.A.		300	3 075
Paweł Strączyński**	Wiceprezes Zarządu	300	3 075

*25 marca 2020 roku Robert Ostrowski został odwołany z funkcji Prezesa PGE GiEK S.A.

**Od 24 lutego 2020 roku Paweł Strączyński pełni funkcję Wiceprezesa Zarządu PGE S.A.

System kontroli programów akcji pracowniczych

W PGE S.A. w 2019 roku nie były prowadzone programy akcji pracowniczych.

Wykorzystanie wpływów z emisji

W 2019 roku PGE S.A. nie dokonywała emisji akcji.

Wpływy z emisji obligacji służyły do finansowania bieżącej działalności oraz finansowania inwestycji prowadzonych przez spółki GK PGE (por. pkt 5.5 niniejszego sprawozdania).

9. Oświadczenie na temat informacji niefinansowych

Odrębne sprawozdanie na temat informacji niefinansowych PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. oraz Grupy Kapitałowej PGE za 2019 rok, sporządzone zgodnie z art. 49b ust. 9 Ustawy o Rachunkowości, zostało opublikowane wraz ze Sprawozdaniem Zarządu z działalności PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. oraz Grupy Kapitałowej PGE za 2019 rok i umieszczone na stronie internetowej Grupy Kapitałowej PGE w sekcji poświęconej danym finansowym za 2019 rok: www.gkpge.pl.

10. Oświadczenie Zarządu w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego

Wedle najlepszej wiedzy Zarządu PGE S.A., roczne jednostkowe sprawozdanie finansowe oraz skonsolidowane sprawozdanie finansowe i dane porównywalne sporządzone zostały zgodnie z obowiązującymi zasadami rachunkowości, odzwierciedlają w sposób prawdziwy, rzetelny i jasny sytuację majątkową, finansową i wynik finansowy jednostki dominującej oraz Grupy Kapitałowej PGE.

Sprawozdanie Zarządu z działalności PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. oraz Grupy Kapitałowej PGE zawiera prawdziwy obraz rozwoju, osiągnięć i sytuacji PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. oraz GK PGE, w tym opis podstawowych ryzyk i zagrożeń.

11. Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu

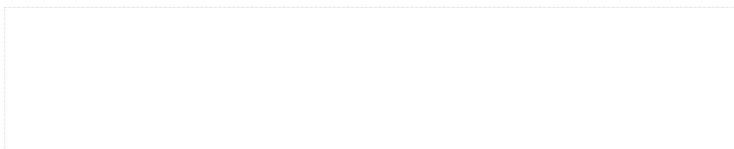
Niniejsze Sprawozdanie Zarządu z działalności PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. oraz Grupy Kapitałowej PGE zostało zatwierdzone do udostępnienia przez Zarząd jednostki dominującej dnia 31 marca 2020 roku.

Warszawa, 31 marca 2020 roku

Podpisy członków Zarządu PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

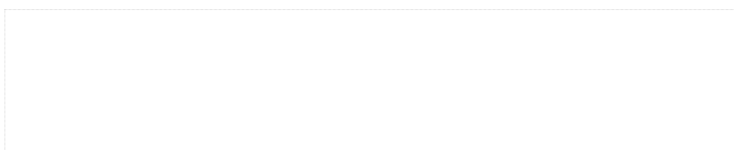
**Prezes
Zarządu**

**Wojciech
Dąbrowski**



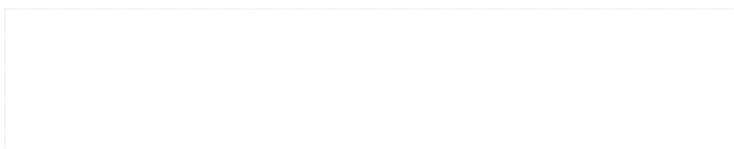
**Wiceprezes
Zarządu**

**Paweł
Cioch**



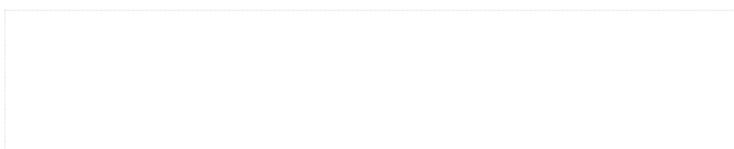
**Wiceprezes
Zarządu**

**Paweł
Strączyński**



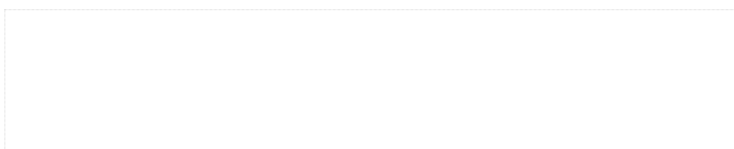
**Wiceprezes
Zarządu**

**Paweł
Śliwa**



**Wiceprezes
Zarządu**

**Ryszard
Wasilek**



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
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine-układ gazowo-parowy z turbiną gazową
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 ciepłone	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)
EV	Electric Vehicles (ang.) – samochody elektryczne
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 ryzyk
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 rozdzielenia, 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 cieplnego 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 szczątków roślinnych i zwierzęcych
Operacyjna rezerwa mocy (ORM)	zdolności wytwórcze Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych (JGWA) będących w ruchu albo postoiu, 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	petadžul, 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 miałw 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
RCL	Rządowe Centrum Legislacji
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 zatwierdzeniem 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 wyłączeń w sieci niskiego (nN), średniego (SN) i wysokiego napięcia (WN), przy czym wskaźnik SAIDI w taryfie jakościowej nie zawiera wyłączeń 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 wyłączeń w sieci niskiego (nN), średniego (SN) i wysokiego napięcia (WN), przy czym wskaźnik SAIFI w taryfie jakościowej nie zawiera wyłączeń 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, dopuszczalne 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	$(\text{czas pracy} + \text{czas postoju w rezerwie}) \times 100 / \text{czas okresu}$
Wskaźnik wykorzystana mocy zainstalowanej	$\text{wyprodukowana energia elektryczna} \times 100 / (\text{czas okresu} \times \text{moc zainstalowana})$
V (wolt)	jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI, $1 \text{ V} = 1 \text{ J} / 1 \text{ C} = (1 \text{ kg} \times \text{m}^2) / (\text{A} \times \text{s}^3)$
W (wat)	jednostka mocy w układzie SI, $1 \text{ W} = 1 \text{ J} / 1 \text{ s} = 1 \text{ kg} \times \text{m}^2 \times \text{s}^{-3}$
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