

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

zakończony 31 marca 2020 roku

SPIS TREŚCI

KLUCZOWE WYNIKI FINANSOWE GK PGE	3
1. Grupa Kapitałowa PGE	4
1.1. Charakterystyka działalności	4
2. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe	5
2.1. Otoczenie makroekonomiczne	5
2.2. Otoczenie rynkowe	6
2.3. Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla	15
2.4. Otoczenie regulacyjne	17
3. Działalność Grupy Kapitałowej PGE	27
3.1. Segmenty działalności GK PGE	27
3.2. Omówienie kluczowych wyników finansowych GK PGE	28
3.3. Charakterystyka segmentów działalności	35
3.4. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego oraz zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym	57
4. Pozostałe elementy Sprawozdania	62
4.1. Istotne zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej	62
4.2. Publikacja prognoz wyników finansowych	63
4.3. Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych	63
5. Oświadczenie Zarządu w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego	63
6. Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu	64
Słowniczek pojęć branżowych	65

KLUCZOWE WYNIKI FINANSOWE GK PGE

Kluczowe dane finansowe	Jedn.	Okres zakończony	Okres zakończony	Zmiana %
		31 marca 2020	31 marca 2019	
Przychody ze sprzedaży	mln PLN	12 591	9 561	32%
Zysk z działalności operacyjnej (EBIT)	mln PLN	773	859	-10%
Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację (EBITDA)	mln PLN	1 770	1 798	-2%
Marża EBITDA	%	14%	19%	
Zysk netto	mln PLN	485	612	-21%
Nakłady inwestycyjne	mln PLN	957	1 008	-5%
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	mln PLN	218	727	-70%
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	mln PLN	-2 263	-1 873	21%
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	mln PLN	2 748	1 103	149%

Kluczowe dane finansowe		Stan na dzień	Stan na dzień	Zmiana %
		31 marca 2020 roku	31 grudnia 2019 roku	
Kapitał obrotowy	mln PLN	1 215	767	58%
Zadłużenie netto/LTM EBITDA*	x	1,96	1,60	

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

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. Ponadto po przejęciu aktywów EDF w listopadzie 2017 roku Grupa PGE jest największym wytwórcą ciepła w kraju.

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 wydobycie węgla brunatnego oraz wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w źródłach konwencjonalnych.

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-up'y.

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

2. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe

2.1. Otoczenie makroekonomiczne

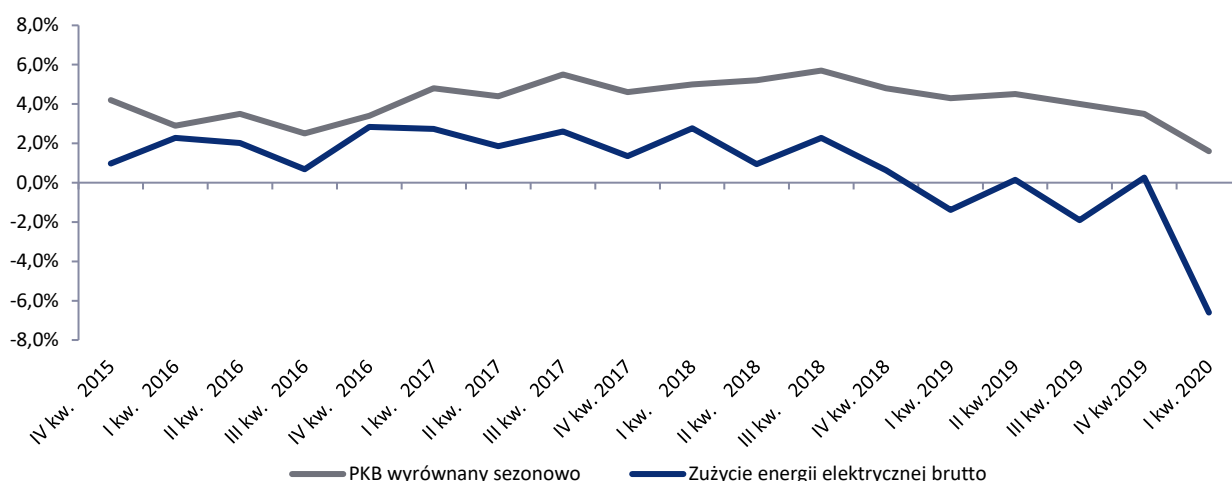
Głównym obszarem działalności Grupy PGE jest rynek polski, a krajowa sytuacja makroekonomiczna w istotny sposób oddziałuje na wyniki Grupy. Jednocześnie kondycja polskiej gospodarki pozostaje w dużym stopniu powiązana z koniunkturą w Unii Europejskiej i na rynkach międzynarodowych. Na wyniki finansowe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

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

W I kwartale 2020 roku zdarzeniem jednorazowym, które znacząco wpłynęło na światową i krajową sytuację gospodarczą, a w konsekwencji również na rynek energii, było wystąpienie pandemii COVID-19. Lock-down gospodarczy wpłynął na spadek zużycia energii elektrycznej brutto w I kwartale 2020 roku o 2,2% r/r. Spadek zużycia energii elektrycznej w I kwartale 2020 roku był wyższy niż w I kwartale 2019 roku, kiedy wynosił 1,4% r/r.

Tendencje gospodarcze w I kwartale 2020 roku pozostały pod wpływem ograniczeń związanych z pandemią dotyczących przede wszystkim przemysłu i sektora usług. Szacunki ośrodków analitycznych nie są zgodne co do wpływu COVID-19 na PKB. Ekonomiści Banku Pekao przewidują, że tempo wzrostu PKB spowolniło do 1,6% r/r w I kwartale 2020 roku. Dalszy wpływ pandemii na PKB będzie zależał od czasu jej trwania oraz tempa powrotu do pełnego działania zwłaszcza sektora usług i przemysłu.

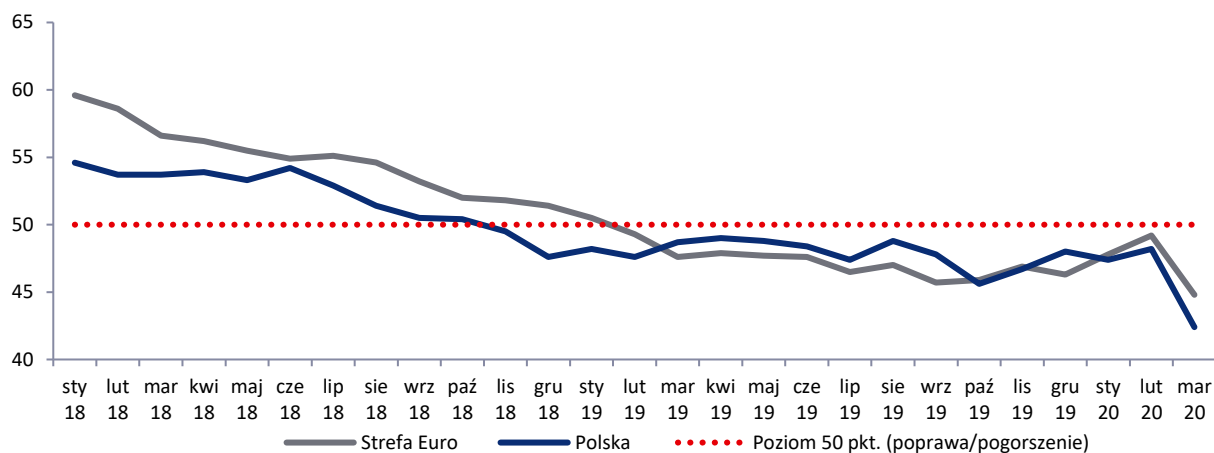
Rysunek: Dynamika PKB wyrównanego sezonowo i krajowego zużycia energii elektrycznej brutto.



Źródło: Bank Pekao, PSE S.A.

Wskaźnik Purchasing Managers' Index („PMI”) odzwierciedla wyzwania stojące przed gospodarką związane z pandemią COVID-19. PMI dla przemysłu w Polsce na początku I kwartału 2020 roku wskazywał na trend wzrostowy w 2020 roku. W styczniu 2020 roku wskaźnik wyniósł 47,4 pkt. i wzrósł do 48,2 pkt. w lutym 2020 roku. Koniec I kwartału 2020 roku przyniósł spadek wskaźnika PMI dla polskiego przemysłu, który w marcu 2020 roku wyniósł 42,4 pkt., odzwierciedlając obawy przemysłu związane z wpływem COVID-19. Średni PMI dla przemysłu w Polsce w I kwartale 2020 roku wyniósł 46,0 pkt., co oznacza spadek o 4,5% r/r. Wynik poniżej poziomu 50,0 pkt. oznacza, iż ankietowani menadżerowie oczekują pogorszenia sytuacji sektora. Na polski przemysł wpływa kondycja przemysłu Strefy Euro, gdzie wskaźnik PMI w I kwartale 2020 roku osiągnął średnio 47,3 pkt., podczas gdy w ubiegłym roku wynosił średnio 49,1 pkt (spadek o 3,7% r/r). W marcu 2020 roku, gdy Europa stała się epicentrum epidemii COVID-19, polscy producenci musieli stawić czoła najgorszym warunkom gospodarczym w sektorze wytwórczym od czasu światowego kryzysu finansowego w latach 2008-2009. Tempo spadku produkcji i nowych zamówień było najszybsze od grudnia 2008 roku, poziom zatrudnienia obniżył się najszybciej od lipca 2009 roku, a główny wskaźnik PMI zarejestrował najniższą wartość od kwietnia 2009 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 marcu 2020 roku produkcja sprzedana przemysłu była o 2,3% niższa w porównaniu z marcem ubiegłego roku. Dobry wynik na początku 2020 roku spowodował, że w całym I kwartale 2020 roku produkcja sprzedana przemysłu była o 1,0% wyższa w porównaniu z 2019 rokiem, kiedy notowano wzrost o 6,1%. W związku z pandemią wzrost cen w marcu 2020 roku nieznacznie spowolnił – inflacja wyniosła 4,6% po tym jak w lutym 2020 roku sięgnęła 4,7%. Wzrost napędzała drożejąca żywność, której wpływu nie zdołali skompensować taniejące paliwa.

2.2. Otoczenie rynkowe

SITUACJA W KRAJOWYM SYSTEMIE ENERGETYCZNYM („KSE”)

Tabela: Krajowe zużycie energii elektrycznej (GWh).

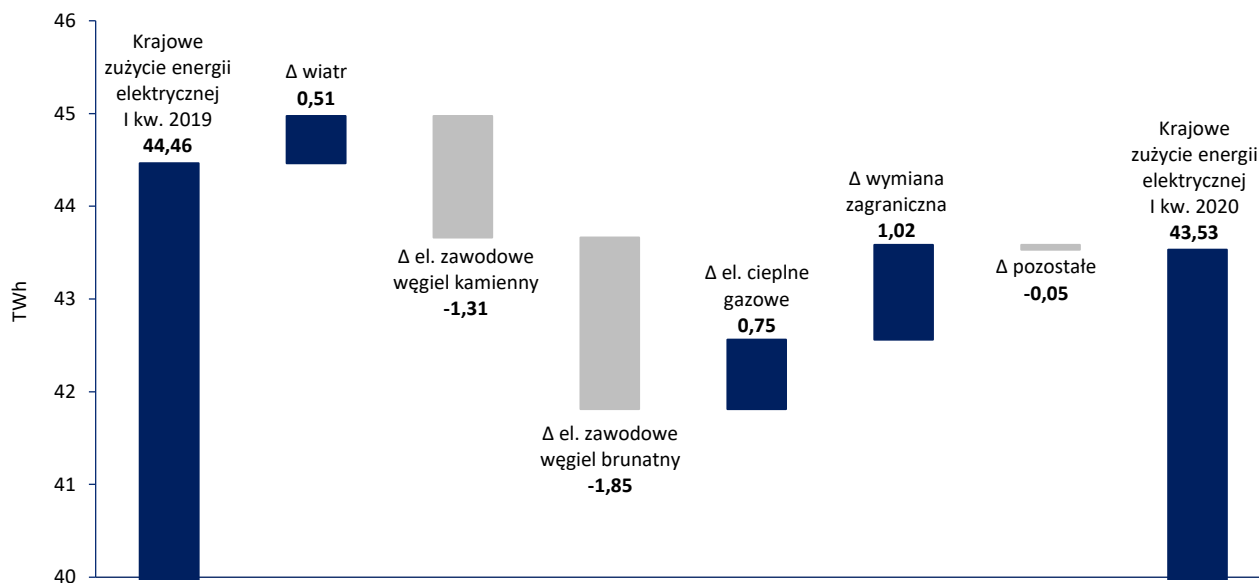
	I kwartał 2020	I kwartał 2019	Zmiana %
Krajowe zużycie energii elektrycznej	43 533	44 463	-2%
Elektrownie wiatrowe	5 161	4 652	11%
Elektrownie zawodowe ciepłne na węglu kamiennym	19 258	20 568	-6%
Elektrownie zawodowe ciepłne na węglu brunatnym	9 163	11 013	-17%
Elektrownie zawodowe ciepłne gazowe	3 566	2 816	27%
Saldo wymiany zagranicznej	2 768	1 751	58%
Pozostałe (el. przemysłowe, wodne, inne odnawialne)	3 617	3 663	-1%

Źródło: PSE S.A.

I kwartał 2020 roku

W I kwartale 2020 roku krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną obniżyło się o 0,9 TWh w porównaniu z rokiem bazowym. Na skutek silnej wietrzności, zwłaszcza w lutym 2020 roku, generacja wiatrowa wzrosła o 0,5 TWh r/r. Dodatkowo, jako efekt różnicy cen na połączeniach transgranicznych i zwiększonych w 2019 roku zdolnościach przesyłowych, import netto zwiększył się o ponad 1,0 TWh w porównaniu z rokiem poprzednim. W rezultacie, do zbilansowania systemu energetycznego potrzebna była mniejsza produkcja energii w zawodowych elektrowniach opalanych węglem kamiennym (-1,3 TWh) i węglem brunatnym (-1,9 TWh).

Rysunek: Bilans energii w KSE – I kwartał 2020 roku (TWh).



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

CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ – RYNEK KRAJOWY

Rynek Dnia Następnego

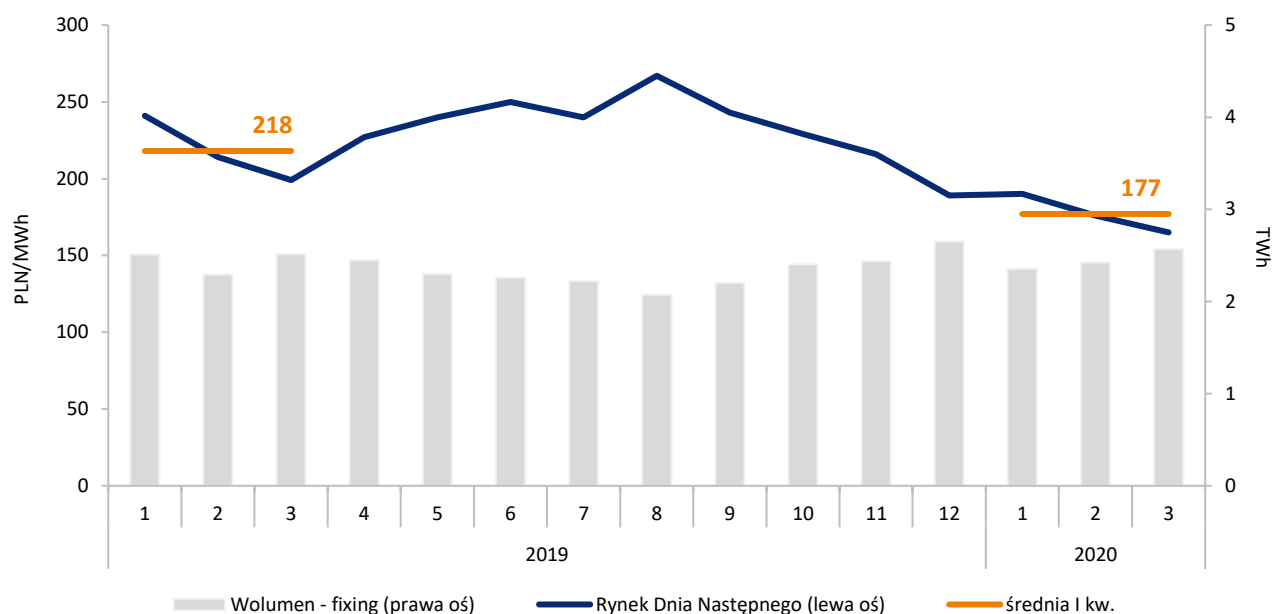
Rynek/miara	Jedn.	I kwartał 2020	I kwartał 2019	Zmiana %
RDN – średnia cena	PLN/MWh	177	218	-19%
RDN – wolumen obrotu	TWh	7,35	7,32	0%

Analiza – wybrane czynniki cenotwórcze wpływające na notowania RDN

Czynnik	Jedn.	I kwartał 2020	I kwartał 2019	Zmiana %
Uprawnienia CO ₂	EUR/t	22,04	22,07	0%
Węgiel kamienny PSCMI-1	PLN/GJ	11,99	11,88	1%
Generacja wiatrowa KSE	TWh	5,16	4,65	11%
Wskaźnik: generacja wiatrowa/zużycie KSE	%	12%	10%	
Wskaźnik: wymiana zagraniczna/zużycie KSE	%	6%	4%	

W I kwartale 2020 roku średnia cena energii na Rynku Dnia Następnego („RDN”) wyniosła 177 PLN/MWh i była o 19% niższa od średniej ceny (218 PLN/MWh) notowanej w analogicznym okresie poprzedniego roku. Spadek cen energii spowodowany był m.in. przez powiększenie zdolności przesyłowych na potrzeby wymiany transgranicznej, czego skutkiem był wyższy o 58% w stosunku do I kwartału 2019 roku import netto. Do spadku cen przyczyniło się również niższe o 0,9 TWh w porównaniu do analogicznego okresu poprzedniego roku zapotrzebowanie na energię elektryczną i wyższy o 11% poziom generacji ze źródeł wiatrowych KSE.

Rysunek: Średnie miesięczne notowania na Rynku Dnia Następnego w latach 2019–2020 (TGE).*



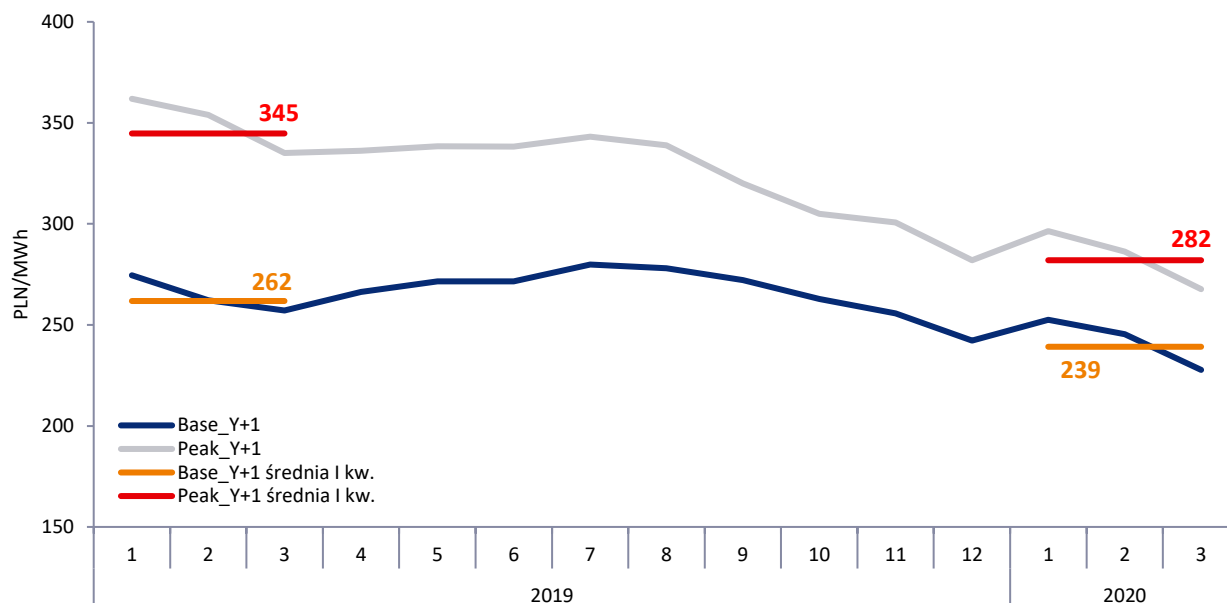
*Średniomiesięczny poziom cen RDN obliczony w oparciu o notowania godzinowe (fixing).

Rynek Transakcji Terminowych

Rynek/miara	Jedn.	I kwartał 2020	I kwartał 2019	Zmiana %
BASE Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	239	262	-9%
BASE Y+1 – wolumen obrotu	TWh	34,58	21,21	63%
PEAK5 Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	282	345	-18%
PEAK5 Y+1 – wolumen obrotu	TWh	3,47	2,18	59%

Ceny energii na rynku terminowym kształtowane są przez podobny zestaw czynników fundamentalnych, jak ceny na rynku dnia następnego opisane wcześniej. Obserwowany spadek cen produktu bazowego r/r dla całego roku związany jest z włączeniem podaży tańszej energii z zagranicy na rynek krajowy, a w marcu 2020 roku również z oczekiwanym spadkiem zapotrzebowania wywołanym pandemią COVID-19. Spadek cen w kontraktach PEAK5_Y+1 świadczy o spłaszczeniu się krzywej podaży oraz o mniej optymistycznych prognozach zapotrzebowania uwzględniających relatywnie wysoki udział importu netto.

Rysunek: Średnie miesięczne notowania na RTT w latach 2019–2020 (TGE).*

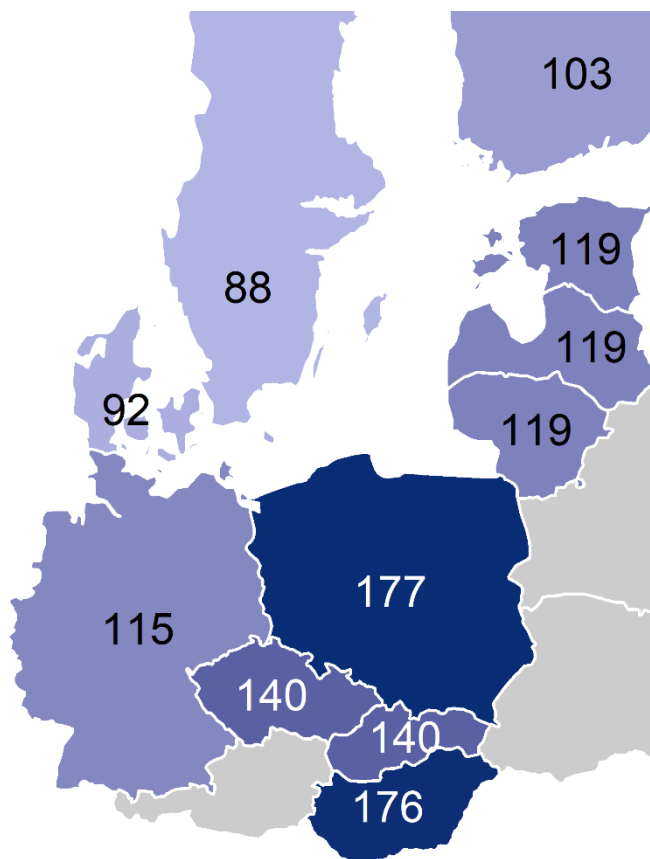


*Średniomiesięczny poziom indeksów dla kontraktów terminowych na rok następnny (Y+1), typu pasmo i szczyt, ważony wolumenem obrotu.

Rynek międzynarodowy

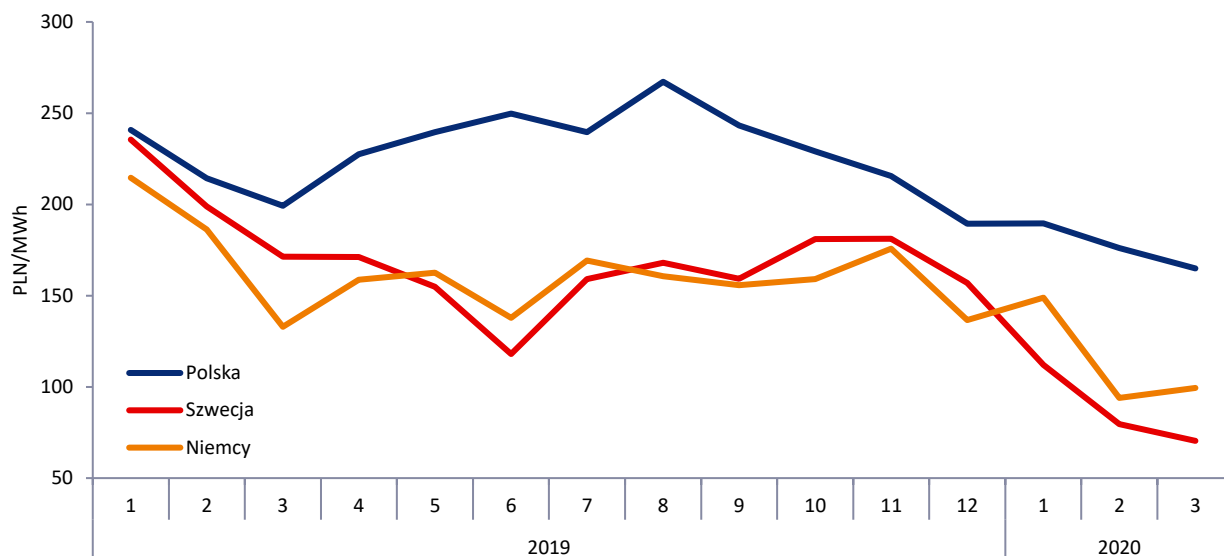
Rynek hurtowy (porównanie rynków dnia następnego)

Rysunek: Porównanie średnich cen energii elektrycznej na rynku polskim oraz rynkach ościennych w I kwartale 2020 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,32 PLN).



Źródło: TGE, EEX, Nordpool.

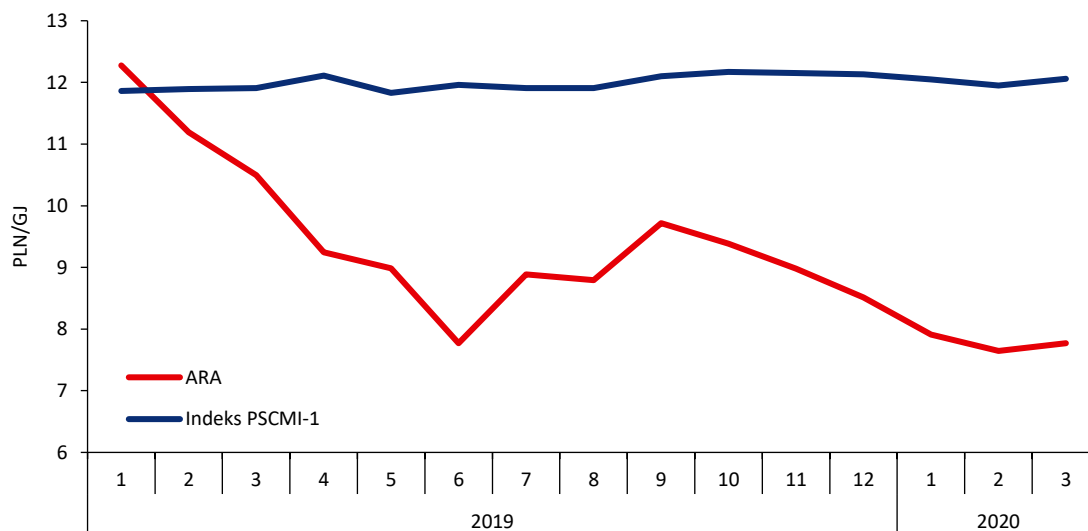
Rysunek: Ceny energii na Rynku Dnia Następnego.



Źródło: TGE, EEX, Nordpool.

W I kwartale 2020 roku spadek cen r/r na rynkach ościennych kształtował się w przedziale 51-115 PLN/MWh (tj. ok. 27-57%), podczas gdy w Polsce średni poziom cen był niższy o 41 PLN/MWh r/r (ok. 19%). Rozpiętość cenowa pomiędzy Polską a sąsiadującymi państwami wynika w dużej mierze z różnic w realizowanych cenach węgla w kraju i za granicą. Cena węgla kamiennego w portach ARA spadła o 31% r/r, podczas gdy krajowy indeks cen miazg energetycznych PSCMI-1 wzrósł w tym samym czasie o 1%. Zwiększone w drugiej połowie 2019 roku zdolności przesyłowe na połączeniach transgranicznych umożliwiły natomiast import wyższego wolumenu taniej energii, co poskutkowało wyższą korelacją hurtowych cen energii w Polsce i za granicą oraz zbliżaniem cen krajowych do poziomu obserwowanego na rynkach państw sąsiednich.

Rysunek: Indeksy węglowe ARA vs PSCMI-1¹.

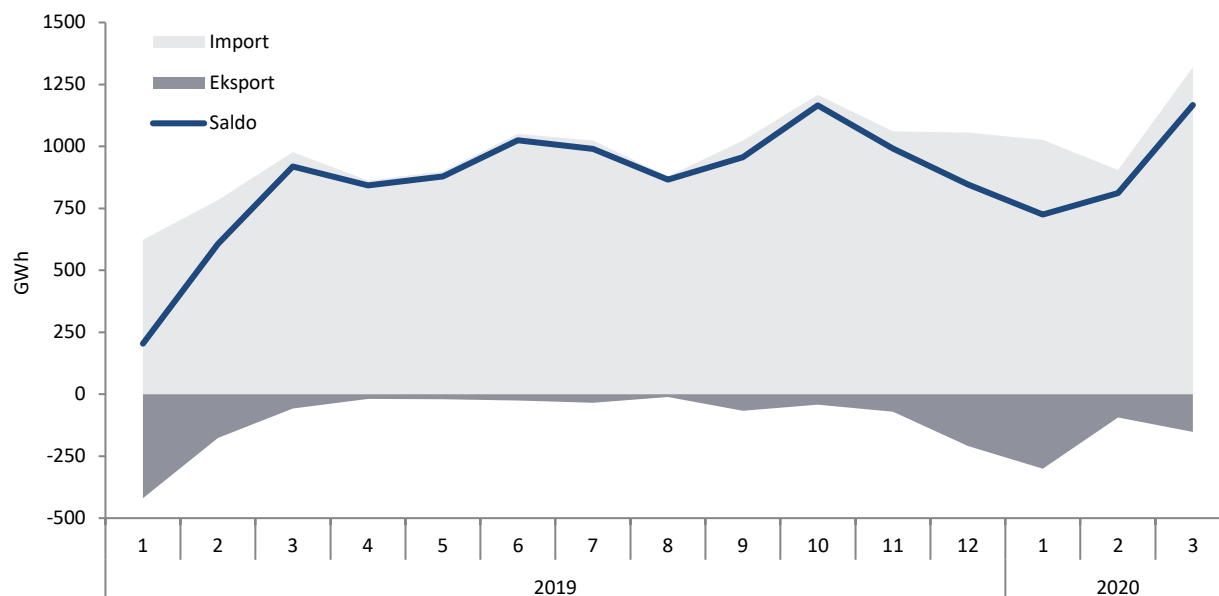


Źródło: ARP, Bloomberg (API21MON OECM Index), opracowanie własne.

¹ Porównanie ma charakter ilustracyjny. Indeksy ARA i PSCMI-1 różnią się metodologią; m.in.: indeks ARA zawiera koszty ubezpieczenia i dostawy. PSCMI-1 – 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.

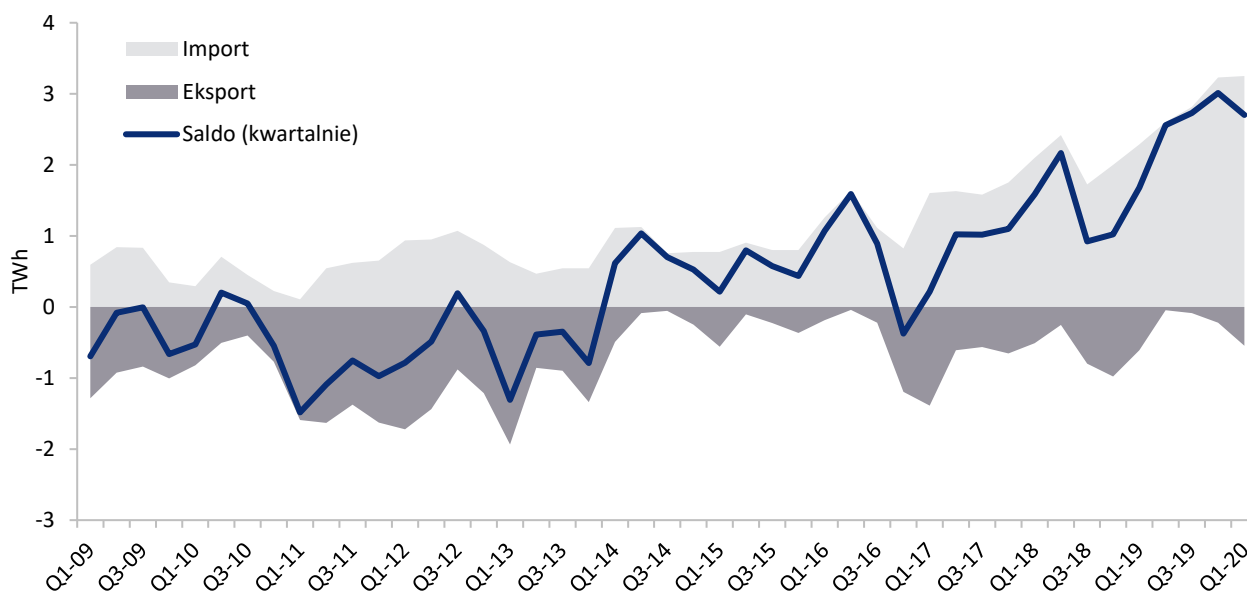
Wymiana handlowa

Rysunek: Miesięczne handlowe wolumeny importu, eksportu oraz saldo wymiany zagranicznej w latach 2019-2020.



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

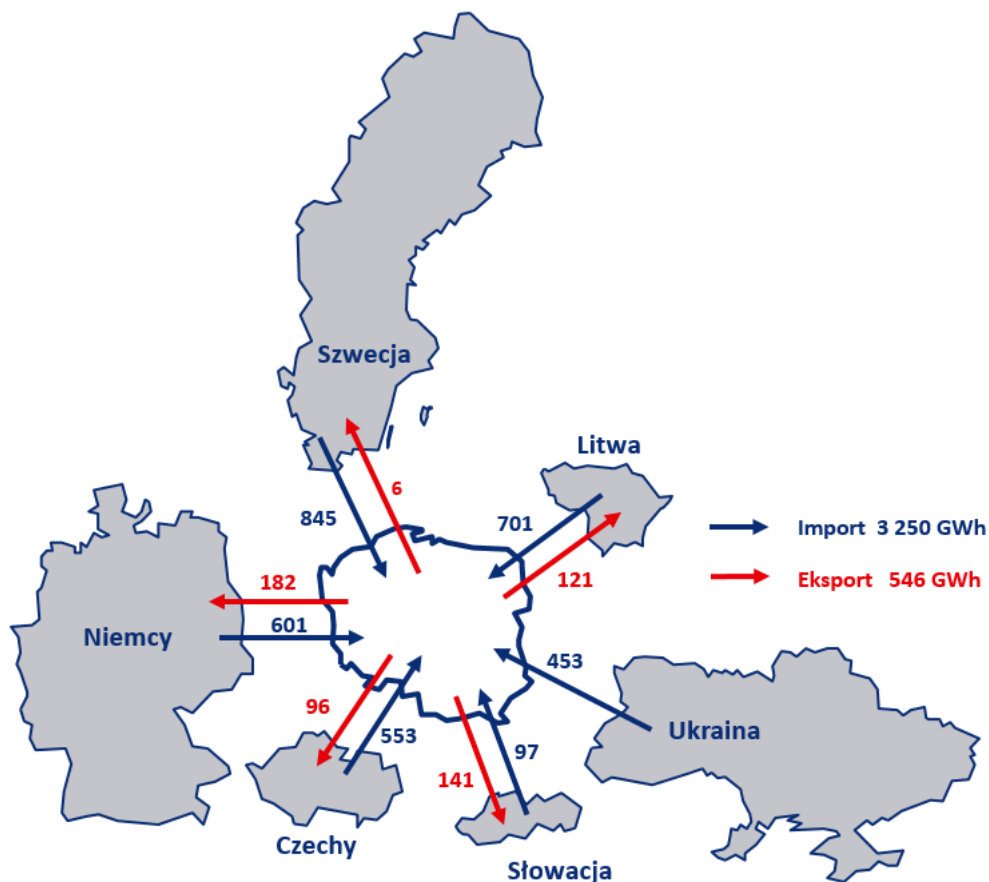
Rysunek: Kwartalne handlowe wolumeny importu, eksportu oraz saldo wymiany zagranicznej w latach 2009 - 2020.



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

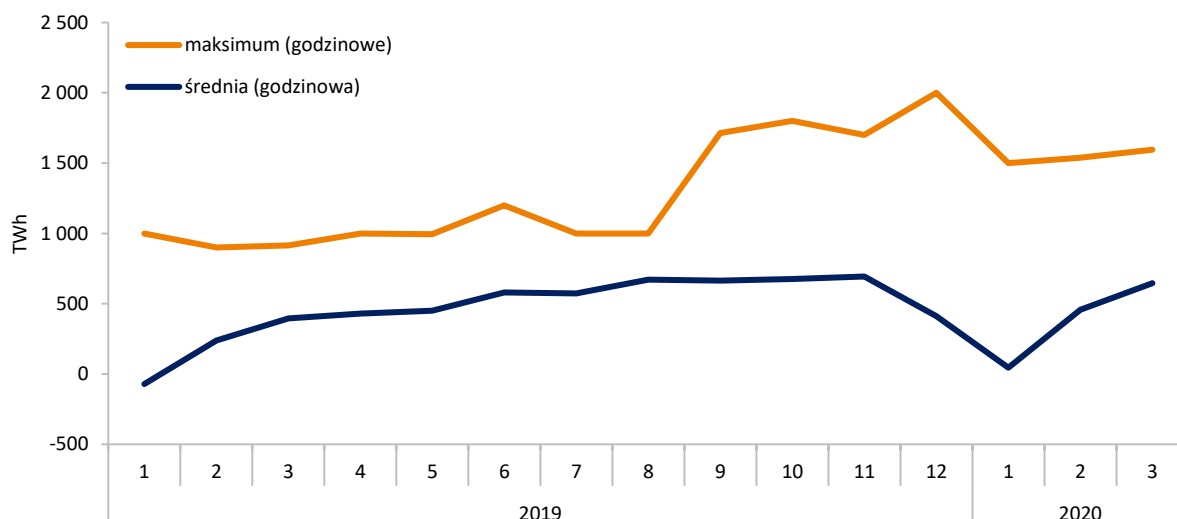
W I kwartale 2020 roku Polska pozostawała importerem netto energii elektrycznej, a saldo wymiany handlowej wyniosło 2,7 TWh (import 3,3 TWh, eksport 0,6 TWh) i było wyższe r/r o 1,0 TWh (tj. o ok. 56% r/r). Największy wpływ na saldo wymiany handlowej miał import ze Szwecji (0,9 TWh), Niemiec (0,6 TWh) i Czech (0,6 TWh).

Rysunek: Geograficzna struktura wymiany handlowej w I kwartale 2020 roku (GWh).



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

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



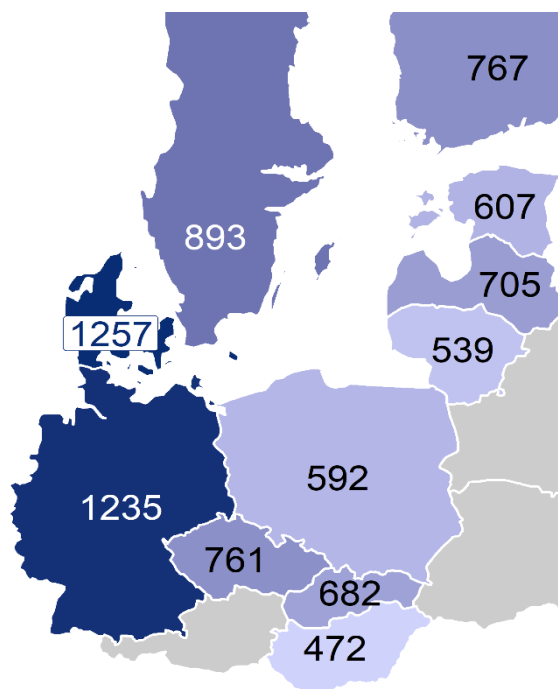
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE S.A.

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

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 II półroczu 2019 roku³ dodatkowe obciążenia (ponad cenę sprzedaży i koszt dystrybucji energii elektrycznej) dla odbiorcy indywidualnego w Polsce stanowiły 37% ceny energii elektrycznej, w porównaniu do średniej dla UE wynoszącej 41%. W Danii i Niemczech udział narzutów w cenie energii elektrycznej przekraczał 50%.

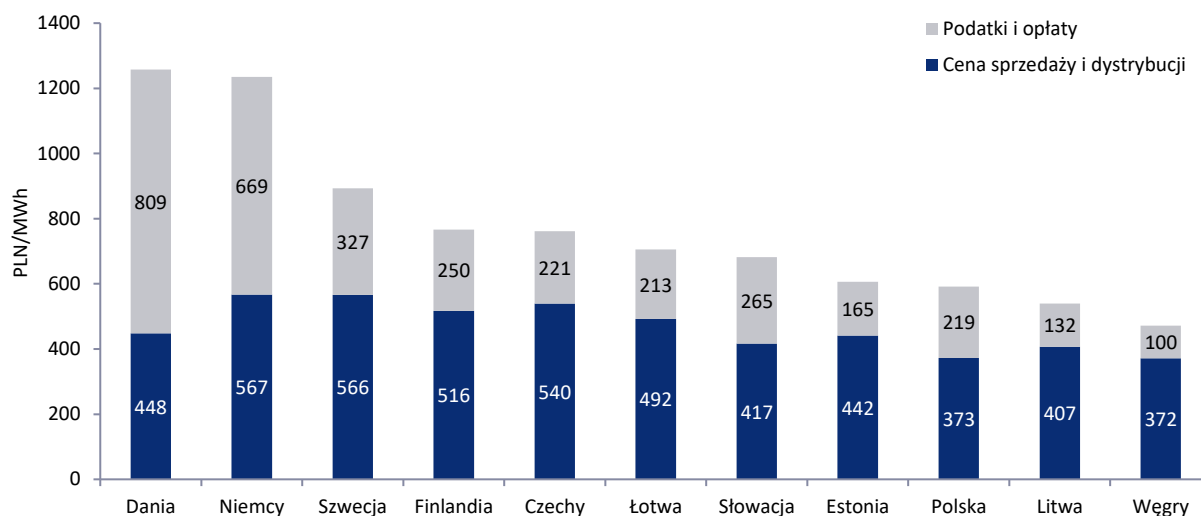
Rysunek: Porównanie średnich cen energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w II półroczu 2019 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,30 PLN).



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

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 II półroczu 2019 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,30 PLN).

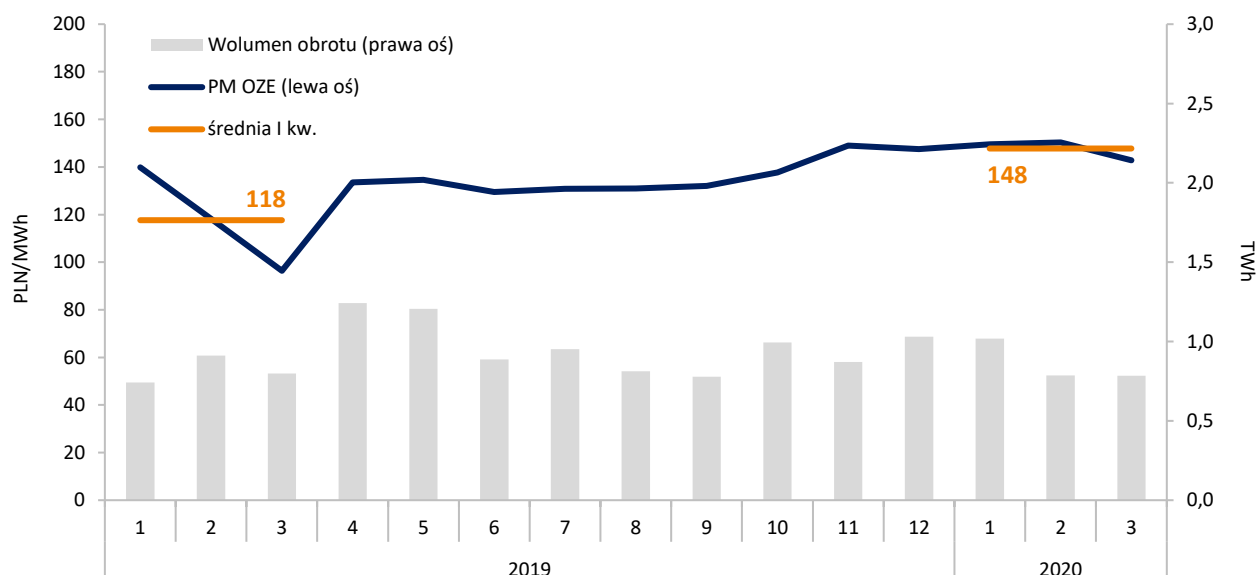


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

Ceny praw majątkowych

W I kwartale 2020 roku średnia cena zielonych certyfikatów (indeks TGEozea) osiągnęła poziom 148 PLN/MWh i była o 25% wyższa w porównaniu do analogicznego okresu ubiegłego roku. Obowiązek umorzeń zielonych certyfikatów zwiększył się z 19% w 2019 roku do 20% w 2020 roku – w rezultacie wzrósł popyt na świadectwa pochodzenia. Z drugiej strony generacja wiatrowa w KSE w I kwartale 2020 roku była o 11% 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.

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



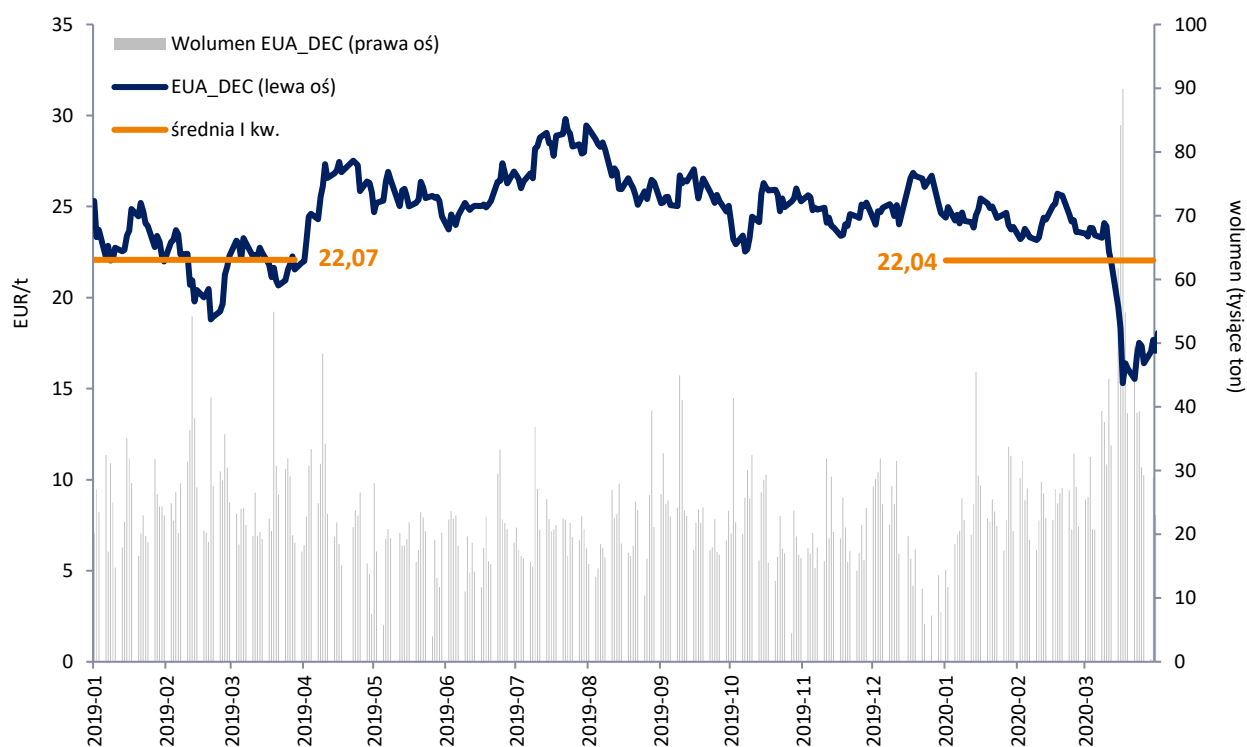
Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania TGE.

2.3. Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla

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

Po znaczących wzrostach w 2018 roku ceny uprawnień do emisji CO₂ ustabilizowały się i przeszły w trend boczny trwający aż do połowy marca 2020 roku, kiedy doszło do gwałtownego załamania wywołanego wybuchem pandemii COVID-19. W I kwartale 2020 roku średnia ważona notowań instrumentu EUA DEC 20 wyniosła 22,04 EUR/t i była nieznacznie niższa od średniej ceny 22,07 EUR/t instrumentu EUA DEC 19 obserwowanej w analogicznym okresie poprzedniego roku.

Rysunek: Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla.



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania ICE.

PRZYDZIAŁ DARMOWYCH UPRAWNIENÍ DO EMISJI NA LATA 2013 – 2020

Przydziały na produkcję ciepła na 2020 rok oraz na produkcję energii za 2019 rok wpłynęły na konta instalacji PGE, natomiast przydziały dla wytwórców energii elektrycznej na 2020 rok Grupa otrzyma do końca kwietnia 2021 roku, po weryfikacji sprawozdań rzeczowo-finansowych z inwestycji ujętych w Krajowym Planie Inwestycyjnym.

Jednocześnie w kwietniu 2020 roku zakończył się proces umarzania uprawnień wynikający z emisji CO₂ za 2019 rok.

Tabela: Emisja CO₂ w 2020 roku w podziale na emisję związaną z produkcją energii elektrycznej oraz energii cieplnej.



Produkt	Emisja CO ₂ w I kwartale 2020 roku*	Przydział uprawnień do emisji CO ₂ na 2020 rok
Energia elektryczna	13 722 847	-
Energia ciepła	1 913 506	1 034 097
RAZEM	15 636 353	1 034 097




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



2.4. Otoczenie regulacyjne



KRAJOWE OTOCZENIE REGULACYJNE

Grupa PGE prowadzi działalność w otoczeniu o istotnym wpływie regulacji krajowych i zagranicznych. Poniżej zaprezentowane zostało zestawienie najbardziej istotnych rozstrzygnięć, do których doszło w I kwartale 2020 roku, które mogą mieć wpływ na działalność PGE w kolejnych latach.

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
	Projekt ustawy o rekompensatach z tytułu wzrostu cen energii elektrycznej w 2020 roku.	<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. ■ Wypłata 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 CO₂, które stanowią część krajowej puli aukcyjnej w ramach nowego okresu rozliczeniowego EU ETS (unijny system handlu emisjami), 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. 	Projekt ustawy został opublikowany 24 lutego 2020 roku na stronach Rządowego Centrum Legislacji („RCL”).	Aktualnie trwają konsultacje publiczne. Po zakończeniu konsultacji projekt zostanie skierowany do Stałego Komitetu Rady Ministrów.	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 oraz 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.
	Rozporządzenia w sprawie Funduszu Niskoemisyjnego Transportu	<p>Projekty określają szczegółowe zasady funkcjonowania Funduszu Niskoemisyjnego Transportu ustanowionego ustawą o biokomponentach i biopaliwach ciekłych.</p> <p>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>	Rozporządzenia zostały opublikowane w Dzienniku Ustaw 23 grudnia 2019 roku , a weszły w życie 24 grudnia 2019 roku .	Ogłoszenie pierwszego naboru wniosków o dofinansowanie z Funduszu Niskoemisyjnego Transportu planowane jest na I półrocze 2020 roku .	Środki z funduszu mogą zostać przeznaczone m.in. na budowę infrastruktury do ładowania pojazdów elektrycznych oraz na produkcję biometanu wykorzystywanego w transporcie.



	<p>Nowelizacja ustawy Prawo energetyczne</p>	<p>(i) znaczenie projektu dla potrzeb rozwoju rynku, (ii) adekwatność i trafność zaplanowanych działań oraz metod ich realizacji, (iii) ocenę wysokości planowanych kosztów realizacji projektu w stosunku do zakresu rzeczowego, (iv) zdolności organizacyjne wnioskodawcy do realizacji projektu oraz przygotowanie instytucjonalne do wdrożenia.</p> <p>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) projekt został opublikowany 23 grudnia 2019 roku. Projekt został skierowany na Komitet do Spraw Europejskich 11 lutego 2020 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, w szczególności 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 (Jednostkowy koszt wytwarzania ee) 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>
	<p>Projekt rozporządzenia Ministra Aktywów Państwowych w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2020 roku oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy</p>	<p>Zgodnie z projektem, zaproponowane wartości cen referencyjnych, za wyjątkiem tych odnoszących się do instalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej wyłącznie energię z wiatru na lądzie, a także instalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW oraz o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej wyłącznie energię</p>	<p>Projekt rozporządzenia opublikowany 27 lutego 2020 roku oraz skierowany do uzgodnień oraz konsultacji publicznych. 2 kwietnia 2020 roku opublikowane zostały wyniki uzgodnień. Obecnie prace nad rozporządzeniem prowadzi Minister Klimatu.</p>	<p>Skierowanie do uzgodnień międzyresortowych.</p>	<p>W projektowanym rozporządzeniu zmianie uległy ceny dla instalacji wiatrowych i słonecznych, czyli technologii, które cieszyły się największą popularnością w przeprowadzonych dotąd aukcjach i które powinny zagospodarować większość budżetu tegorocznych aukcji. Rozporządzenie może mieć</p>

<p>wygrali aukcje w 2020 roku.</p>	<p>promieniowania słonecznego, które zostały obniżone, są tożsame z wartościami cen referencyjnych przyjętych na 2019 rok.</p> <p>Cena referencyjna w przypadku instalacji:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej wyłącznie energię z wiatru na lądzie, wynosi 250 PLN/MWh (cena w 2019 roku wynosiła 285 PLN/MWh); ■ o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie energię promieniowania słonecznego do wytwarzania energii elektrycznej, wynosi 360 PLN/MWh (cena w 2019 roku wynosiła 385 PLN/MWh); ■ o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie energię promieniowania słonecznego do wytwarzania energii elektrycznej, wynosi 340 PLN/MWh (cena w 2019 roku wynosiła 365 PLN/MWh). 	<p>wpływ na ceny energii produkowanej przez instalacje wytwarzające energię z wiatru oraz fotowoltaiczne należące do GK PGE, które wezmą udział w aukcjach w 2020 roku.</p>			
	<p>Rozporządzenie Ministra Klimatu z 7 kwietnia 2020 roku w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło.</p>	<p>Zmiana rozporządzenia dotyczy, między innymi:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ dostosowania metody kosztowej kształtowania taryfy na wytwarzanie ciepła w jednostkach kogeneracji do nowego mechanizmu wsparcia dla kogeneracji, ■ usprawnienia i automatyzacji korekty taryf w przypadku zaistnienia nieprzewidzianej, istotnej zmiany czynników zewnętrznych – w przypadku metody kosztowej, ■ uelastycznienia procesu zmiany taryfy sporządzonej metodą uproszczoną w przypadku publikacji nowych cen referencyjnych przez Prezesa URE lub zmiany koncesji, ■ wprowadzenie mechanizmu umożliwiającego jednorazowe przeniesienie w taryfie poniesionych w 2018 roku kosztów zakupu uprawnień do emisji CO₂, które nie zostały dotychczas pokryte w taryfach kalkulowanych metodą uproszczoną. 	<p>Projekt rozporządzenia opublikowano w lutym 2020 roku. Do 6 marca 2020 roku trwały konsultacje publiczne, a następnie uzgodnienia międzyresortowe. Rozporządzenie zostało podpisane 7 kwietnia 2020 roku, a jego publikacja nastąpiła 23 kwietnia 2020 roku.</p>	<p>Rozporządzenie wchodzi w życie 14 dni od publikacji tj. 8 maja 2020 roku.</p>	<p>Rozporządzenie ma pozytywny wpływ na segment Ciepłownictwo, a w szczególności na wytwarzanie energii w kogeneracji. Pozwala na zwiększenie przychodów z tej działalności i uelastycznia proces zatwierdzania taryf.</p>
	<p>Projekt ustawy o zmianie ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko oraz niektórych innych ustaw.</p>	<p>Projekt ustawy ma na celu transpozycję dyrektywy EIA w zakresie art. 11 ust. 1 i 3, tj. regulacji dotyczących dostępu społeczeństwa do wymiaru sprawiedliwości w dziedzinie środowiska poprzez przyznanie organizacjom ekologicznym nowych uprawnień rzutujących na możliwość wykorzystania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach przedsięwzięć znacząco oddziaływujących na środowisko oraz uzyskiwania dalszych decyzji inwestycyjnych w procesie inwestycyjno-budowlanym.</p>	<p>Projekt ustawy został opublikowany 24 stycznia 2020 roku na stronie Rządowego Centrum Legislacji i został poddany uzgodnieniom międzyresortowym.</p>	<p>Skierowanie do konsultacji publicznych.</p>	<p>Ustawa wpływa na wszystkie segmenty działalności Grupy PGE realizujące inwestycje infrastrukturalne.</p>

	<p>Ustawa z dnia 31 marca 2020 roku o zmianie ustawy o szczególnych rozwiązaniach związanych z zapobieganiem, przeciwdziałaniem i zwalczaniem COVID - 19, innych chorób zakaźnych oraz wywołanych nimi sytuacji kryzysowych oraz niektórych innych ustaw.</p>	<p>Ustawa wprowadza szereg rozwiązań służących wsparciu gospodarki w okresie epidemii COVID-19 i ogłoszonego na terytorium RP stanu epidemii. Są to między innymi:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ odliczenie straty z 2020 roku w podatku CIT za 2019 rok; ■ czasowe zniesienie opłaty prolongacyjnej w należnościach skarbowych i ZUS-owskich; ■ dofinansowanie pracodawcy do wynagrodzenia pracownika objętego przestojem ekonomicznym ze środków Funduszu Gwarantowanych Świadczeń Pracowniczych („FGŚP”); ■ zawieszenie obowiązku okresowych badań lekarskich dla pracowników. <p>Kluczowy jest zapis o wyłączeniu stosowania przepisów umożliwiających przedsiębiorstwom energetycznym odcięcie dostaw energii elektrycznej, ciepła lub gazu odbiorcom, którzy nie opłacają w terminie rachunków. Przepisy szczególne mają obowiązywać w czasie stanu zagrożenia epidemicznego i stanu epidemii.</p>	<p>Ustawa weszła w życie 31 marca 2020 roku.</p>	<p>Przepisy uniemożliwiające przedsiębiorcom energetycznym prowadzenie windykcji poprzez wstrzymanie dostaw energii lub paliw gazowych mogą istotnie negatywnie wpłynąć na sytuację finansową i płynnościową segmentów: Obrót i Dystrybucja.</p>
	<p>Projekt ustawy o zmianie niektórych ustaw w zakresie działań osłonowych w związku z rozprzestrzenieniem się wirusa SARS-CoV-2.</p>	<p>Ustawa wprowadza dalsze narzędzia osłonowe dla gospodarki w okresie epidemii COVID-19 i ogłoszonego na terytorium RP stanu epidemii. W ustawie znajdują się przepisy pozwalające ograniczyć zakres wnoszenia zabezpieczeń transakcji w formie pieniężnej, obejmujące:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ podniesienie limitu dla możliwych do przedstawienia świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii z odnawialnych źródeł energii (bez współczynnika redukcji i limitów na poziomie danego członka izby oraz całej izby); ■ zniesienie współczynnika redukcji dla zabezpieczenia niepieniężnego w postaci uprawnień do emisji Co₂ oraz zniesienie limitów na poziomie danego członka izby oraz całej izby; ■ wprowadzenie możliwości przedstawienia, jako zabezpieczenie niepieniężne, poręczenia spółki matki; ■ zwolnienie z obowiązku ustanowienia zabezpieczenia finansowego w stosunku do części wymaganych depozytów w przypadku wykazania odpowiedniego ratingu inwestycyjnego. 	<p>Projekt ustawy został opublikowany 28 kwietnia 2020 roku na stronie Sejmu. 15 maja 2020 roku ustawa została opublikowana w Dzienniku Ustaw, wchodząc w życie, co do zasady z dniem następującym po dniu ogłoszenia, a więc 16 maja 2020 roku.</p>	<p>Ustawa wpływa na wszystkie segmenty działalności Grupy PGE oferując kolejne narzędzia, które mają umożliwić utrzymanie płynności w 2020 roku lub ograniczyć straty w związku z trwającą epidemią COVID-19.</p>

ZAGRANICZNE OTOCZENIE REGULACYJNE

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
Europejski Zielony Ład					
	<p>Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady ustanawiające ramy na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej (Europejskie prawo o klimacie)</p>	<p>Wprowadzenie dla UE prawnie wiążącego celu neutralności klimatycznej do 2050 roku.</p>	<p>4 marca 2020 roku przedstawiony został przez KE wniosek legislacyjny. Do głównych proponowanych rozwiązań należą:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ wprowadzenie prawnie wiążącego celu neutralności klimatycznej do 2050 roku; ▪ do września 2020 roku KE dokona przeglądu ambicji redukcyjnych państw członkowskich i oceni w świetle celu neutralności klimatycznej obecnie obowiązujące ramy prawne. KE przedstawi też ocenę zwiększenia celu redukcji emisji z obecnych 40% w 2030 roku względem 1990 roku do 50-55% w 2030 roku względem tego samego roku bazowego; ▪ do 30 czerwca 2021 roku KE przedstawi stosowne wnioski legislacyjne m.in. w sprawie rewizji dyrektywy ETS, dyrektywy w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych i dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej; ▪ aktualizacja trajektorii redukcji emisji CO₂ wskazanych w krajowych planach na rzecz energii i klimatu („KPEiK”) wraz z wykazaniem sposobu osiągnięcia redukcji emisji w celu osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 roku; ▪ KE zastrzega sobie prawo do wydania zaleceń, jeśli dane państwo członkowskie nie przedstawi wystarczającego poziomu ambicji; ▪ nadanie KE dodatkowych uprawnień w zakresie wyznaczenia ogólnoeuropejskiej trajektorii realizacji celu neutralności klimatycznej w drodze aktów delegowanych – przy ograniczonej kontroli ze strony państw członkowskich; ▪ wprowadzenie dodatkowej oceny z uwzględnieniem celu neutralności klimatycznej dla wszystkich wniosków legislacyjnych oraz innych środków (<i>draft measures</i>) podejmowanych przez KE. <p>31 marca 2020 roku służby prawne Parlamentu Europejskiego przedstawiły wstępną opinię, z której wynika, że ustanowienie trajektorii realizacji celu neutralności klimatycznej w formie aktów delegowanych</p>	<p>Do września/października 2020 roku zakładane jest przyjęcie wstępnego stanowiska Parlamentu Europejskiego. Wypracowanie stanowiska Rady nastąpi przypuszczalnie dopiero w trakcie Prezydencji Niemieckiej (trwającej od lipca 2020 roku).</p>	<p>Poprawa konkurencyjności źródeł odnawialnych i w krótkiej perspektywie czasu jednostek gazowych, kosztem jednostek wytwórczych wykorzystujących paliwa wysokoemisyjne.</p> <p>Wzrost kosztów operacyjnych konwencjonalnego wytwarzania energii elektrycznej.</p>

	<p>Dyrektywa 2003/87/WE ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w UE (dyrektywa ETS) i akty wykonawcze oraz delegowane, Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/1814 w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (decyzja MSR).</p>	<p>Przeciwdziałanie zmianom klimatu i realizacja zobowiązań wynikających z Porozumienia Paryskiego. Stworzenie odpowiedni sygnał cenowy CO₂ zachęt inwestycyjnych do rozwijania źródeł niskoemisyjnych.</p>	<p>byłoby niezgodne z art. 290 Traktatu o Funkcjonowaniu UE („TFUE”).</p> <p>W przedstawionym 4 marca 2020 roku przez KE wniosku legislacyjnym dotyczącym Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady, ustanawiającego ramy na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej (Europejskie prawo o klimacie) zapowiedziano m.in. że:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ do września 2020 roku KE dokona przeglądu unijnego celu klimatycznego na 2030 rok, w świetle celu neutralności klimatycznej i zbada opcje wprowadzenia nowego celu na 2030 rok na poziomie 50–55 % redukcji emisji w porównaniu z poziomem z 1990 roku. ▪ do 30 czerwca 2021 roku Komisja oceni, w jaki sposób należałoby zmienić unijne akty prawne, wdrażające cel Unii na 2030 rok, aby umożliwić osiągnięcie redukcji emisji na poziomie 50–55% w porównaniu z 1990 roku oraz osiągnąć cel neutralności klimatycznej. <p>Oznacza to, że KE zakłada na przestrzeni najbliższego roku opracowanie kolejnej rewizji dyrektywy ETS i potencjalnie decyzji MSR.</p> <p>Do 15 kwietnia 2020 roku trwały konsultacje publiczne dotyczące Climate Target Plan 2030.</p>	<p>Spodziewane przyjęcie aktu wykonawczego dot. funkcjonowania Funduszu Modernizacyjnego – w II lub III kwartale 2020 roku. Kompleksowy plan zwiększenia celu klimatycznego UE na 2030 rok do 50-55% ma zostać przedstawiony do września 2020 roku, natomiast wnioski dotyczące kolejnej rewizji europejskiego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych 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.</p> <p>Wzrost kosztów operacyjnych konwencjonalnego wytwarzania energii elektrycznej.</p> <p>Możliwe uzyskanie bezpośredniego wsparcia inwestycyjnego od 2021 roku w ramach Funduszu Modernizacyjnego oraz Funduszu Innowacyjnego.</p> <p>Kolejna rewizja dyrektywy ETS przypuszczalnie spowoduje dalszy wzrost cen uprawnień do emisji.</p>
	<p>Rewizja Dyrektywy Rady 2003/96/WE w sprawie restrukturyzacji wspólnotowych przepisów ramowych dotyczących opodatkowania produktów energetycznych i energii elektrycznej (dyrektywa ETD).</p>	<p>Zmiana minimalnych stawek opodatkowania produktów energetycznych i energii elektrycznej w celu osiągnięcia, również za pomocą środków fiskalnych, neutralności klimatycznej UE do 2050 roku. Rewizja zakresu</p>	<p>4 marca 2020 roku Komisja Europejska opublikowała plan działania i wstępną ocenę wpływu dot. rewizji dyrektywy ETD. Konsultacje tych dokumentów zostały zakończone 1 kwietnia 2020 roku.</p> <p>Zgodnie z dotychczasowymi zapowiedziami, rewizja dyrektywy ETD ma dotyczyć m.in. przeglądu stawek akcyzy i powiązania minimalnych stawek podatkowych z emisjami gazów cieplarnianych z zamiarem dostosowania polityki podatkowej UE do celów „Europejskiego Zielonego Ładu”. Komisja postuluje także odejście od jednomyślności w Radzie na rzecz głosowania większością kwalifikowaną przy przyjmowaniu przedmiotowych środków polityki fiskalnej, jako właściwą podstawę prawną wniosku wskazuje art. 192 TFUE dot. polityki środowiskowej.</p>	<p>Szerokie konsultacje publiczne planowane są na II kwartał 2020 roku. Publikacja wniosku legislacyjnego dotyczącego dyrektywy ETD spodziewana jest w czerwcu 2021 roku.</p>	<p>W zależności od treści wniosku legislacyjnego: wpływ regulacji na zasady opodatkowania energii elektrycznej produkowanej w jednostkach wysokoemisyjnych – możliwe dalsze obniżenie konkurencyjności tych jednostek.</p> <p>Poprawa konkurencyjności niskoemisyjnych źródeł energii w porównaniu do energii ze źródeł wysokoemisyjnych.</p>

i struktury
stawek oraz
zwolnień i ulg.



Rewizja Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) (dyrektywa IED).

Wszechstronna rewizja regulacji odnoszących się do emisji przemysłowych.

Do 21 kwietnia 2020 roku trwały publiczne konsultacje wewnętrznej oceny wpływu poświęconej rewizji dyrektywy IED. Założeniem rewizji dyrektywy IED jest m.in. potencjalne rozszerzenie zakresu stosowania dyrektywy na nowe rodzaje zanieczyszczeń, zmiana określonych w dyrektywie standardów emisyjnych, wprowadzenie zmian w zakresie zasad stanowienia konkluzji dotyczących BAT (najlepszych dostępnych technik) dla różnych sektorów przemysłu.

Drugi etap konsultacji publicznych został zaplanowany na **III kwartał 2020 roku**. Przedstawienie wniosku legislacyjnego ma nastąpić w **2021 roku**.

W zależności od treści wniosku legislacyjnego, potencjalnie konieczność poniesienia dodatkowych nakładów inwestycyjnych na utrzymanie możliwości eksploatacji istniejącej floty wytwórczej.

Potencjalny wpływ na planowane inwestycje gazowe i kogeneracyjne w zakresie spodziewanych poziomów emisji.

Regulacje rynkowe



Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/943 w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (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**. **17 grudnia 2019 roku** Europejska Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki („ACER”) opublikowała opinię zawierającą techniczne wytyczne w sprawie obliczania EPS 550/CB 350. **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. **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. **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

Zgodnie z harmonogramem przewidzianym w rozporządzeniu **do 5 lipca 2020 roku** ENTSO-E ma przedłożyć ACER projekt metodyki dotyczącej udziału mocy zagranicznych w mechanizmie mocowym („CRM”). **Do 5 lipca 2021 roku** ENTSO-E ustanowi rejestr zagranicznych dostawców mocy.

Wpływ wdrożenia przepisów rozporządzenia EMR na kształt rynku mocy po 2025 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.

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.

Dalsze skutki biznesowe będą wynikać również ze sposobu implementacji rozwiązań przyjętych w Rozporządzeniu EMR, tam gdzie dają one swobodę działania władzom krajowym.

kapitałowego nowej jednostki („CONE”) i normy niezawodności.
W związku z opóźnieniem do **30 stycznia 2020 roku** trwał proces konsultacji publicznych, który ENTSO-E rozpoczęło **5 grudnia 2019 roku**.

Regulacje dotyczące Wieloletnich Ram Finansowych UE oraz finansowania zrównoważonego wzrostu gospodarczego

	<p>Wieloletnie Ramy Finansowe („WRF”), w tym rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady ustanawiające Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji.</p>	<p>Ustanowienie ram finansowych UE (przychody i wydatki) na lata 2021-2027.</p>	<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 pogórnicznych, czy dokształcanie 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>Prace w Radzie nad przyjęciem podejścia ogólnego w odniesieniu do kwestii finansowych dotyczących WRF – I lub II połowa 2020 roku. 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. Wpływ regulacji dotyczącej Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji na dostępność środków finansowych do pozyskania przez spółki GK PGE.</p>
	<p>Unijny Pakiet dot. finansowania zrównoważonego wzrostu gospodarczego, w tym rozporządzenie w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje (dotyczące kryteriów, na podstawie których dokonywana będzie ocena działalności ekonomicznej w celu</p>	<p>Wdrożenie przepisów mających na celu ułatwienie finansowania zrównoważonego wzrostu gospodarczego w UE.</p>	<p>W grudniu 2019 roku Parlament Europejski i Rada osiągnęły porozumienie podczas trilogów odnośnie rozporządzenia dotyczącego kryteriów, na podstawie których dokonywana będzie ocena działalności ekonomicznej w celu stwierdzenia, czy działalność ta jest zrównoważona pod względem środowiskowym. 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 delegowanym. KE ma przygotować ten akt 	<p>Przewidywane przyjęcie rozporządzenia dotyczącego kryteriów, na podstawie których dokonywana będzie ocena działalności ekonomicznej w celu stwierdzenia, czy działalność ta jest zrównoważona pod względem środowiskowym przez Parlament Europejski – maj 2020 roku. Przewidywane wejście w życie tego rozporządzenia – I lub II połowa 2020 roku.</p>	<p>Możliwy wpływ regulacji na dostępność oraz koszt środków finansowych pozyskiwanych przez spółki GK PGE na inwestycje.</p>

stwierdzenia, czy działalność ta jest zrównoważona pod względem środowiskowym).

delegowany do **31 grudnia 2020 roku**, z datą stosowania od **31 grudnia 2021 roku**.

- 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.

W marcu 2020 roku Techniczna Grupa Ekspertów opublikowała raport końcowy.


W raporcie tym Techniczna Grupa Ekspertów:

- nie rekomendowała na obecnym etapie uznania energii jądrowej za zrównoważoną ze względu na nie spełnienie kryterium "niewyrządzenia 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 na gazie ziemnym, 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 obniżany do 0g CO₂e/kWh do 2050 roku.

15 kwietnia 2020 roku Rada UE przyjęła rozporządzenie dotyczące kryteriów, na podstawie których dokonywana będzie ocena działalności ekonomicznej w celu stwierdzenia, czy działalność ta jest zrównoważona pod względem środowiskowym.

Przygotowanie przez KE aktów delegowanych określających szczegółowe techniczne kryteria przesiewowe, na podstawie których dokonywana będzie ocena działalności ekonomicznej w celu stwierdzenia, czy dana działalność jest prowadzona w sposób zrównoważony pod względem środowiskowym – **do końca 2020 roku**.

DODATKOWE INFORMACJE Z OBSZARU ZAGRANICZNEGO OTOCZENIA REGULACYJNEGO

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>	<p>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>	<p>Pełny czas trwania postępowania przed Sądem UE jest 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>

3. Działalność Grupy Kapitałowej PGE

3.1. Segmenty działalności GK PGE

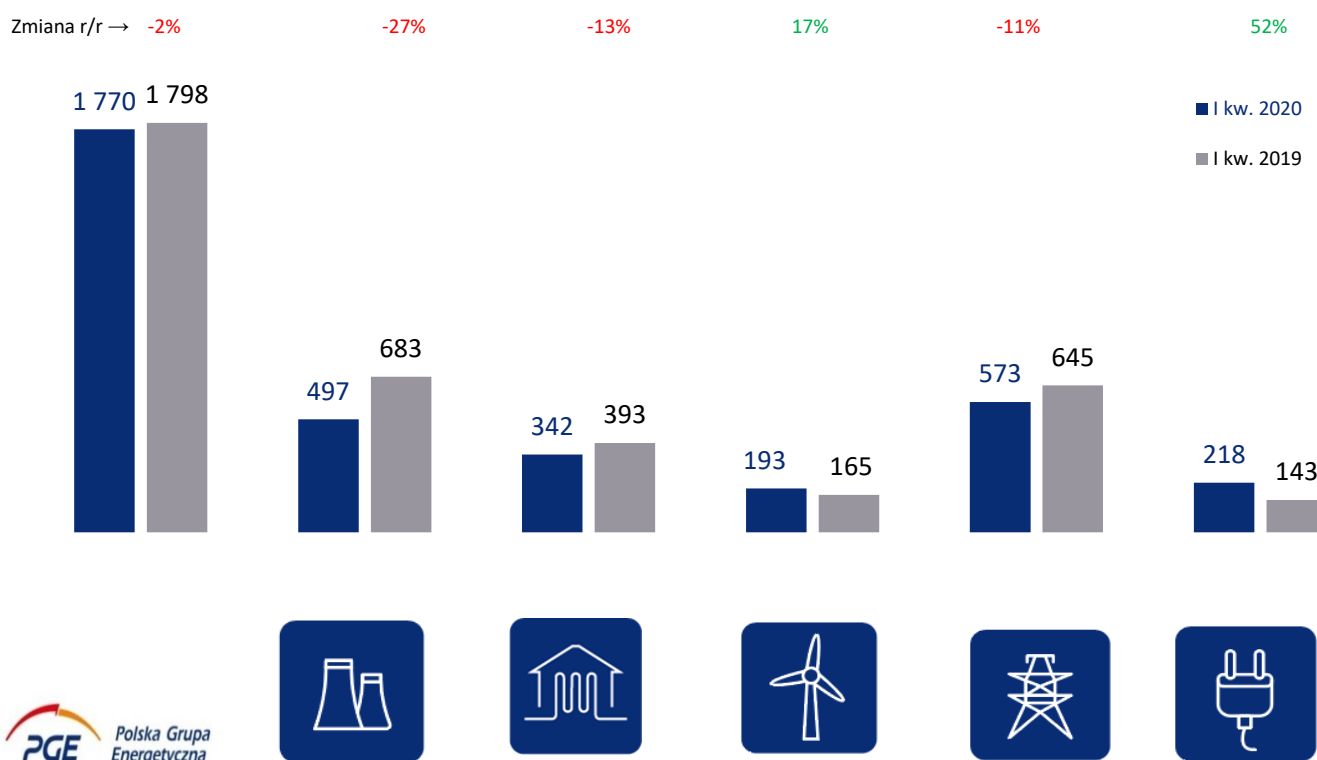
	 Energetyka Konwencjonalna	 Ciepłownictwo	 Energetyka Odnawialna	 Dystrybucja	 Obrót
Kluczowe aktywa segmentu	5 elektrowni konwencjonalnych 2 elektrociepłownie 2 kopalnie węgla brunatnego	14 elektrociepłowni	14 farm wiatrowych 1 elektrownia fotowoltaiczna 29 elektrowni wodnych przepływowych 4 elektrownie szczytowo-pompowe, w tym 2 z dopływem naturalnym	294 161 km linii dystrybucyjnych	-
Wolumeny energii elektrycznej	Produkcja energii elektrycznej netto 11,59 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 2,93 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 0,85 TWh	Dystrybuowana energia elektryczna 9,17 TWh	Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców finalnych 10,60 TWh
Wolumeny energii cieplnej	Produkcja ciepła 2,11 PJ	Produkcja ciepła 18,17 PJ	-	-	-
Pozycja rynkowa	GK PGE jest liderem w dziedzinie wydobycia węgla brunatnego w Polsce (88%) 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

3.2. Omówienie kluczowych wyników finansowych GK PGE

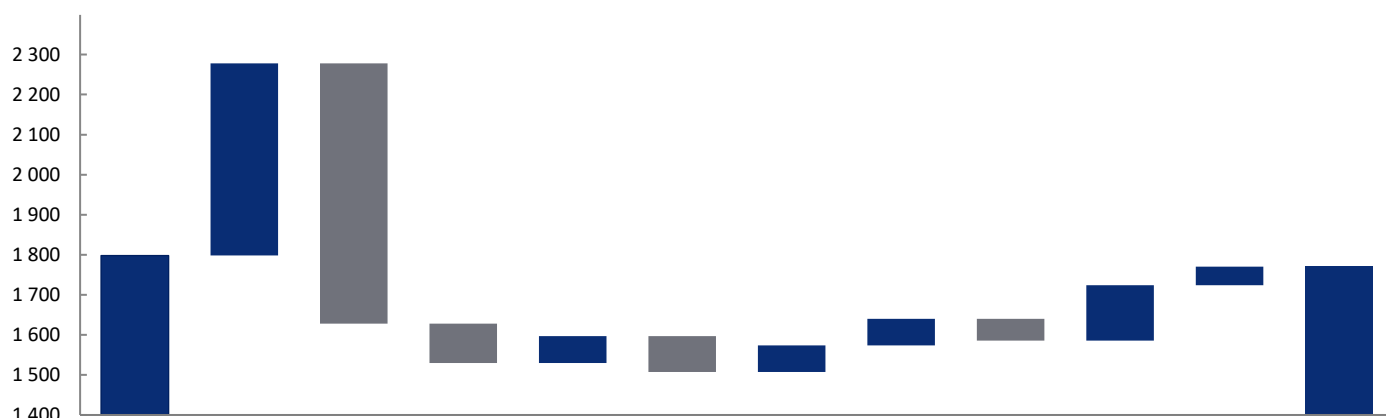
Najlepszym miernikiem oceny rentowności i poziomu zyskowności spółek z branży energetycznej jest wynik EBITDA. Jest to wynik przed potrąceniem kosztów amortyzacji, podatków dochodowych oraz działalności finansowej, w tym odsetek od zaciągniętych zobowiązań oprocentowanych. W przybliżeniu odzwierciedla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

Na skonsolidowany wynik Grupy PGE składają się wyniki finansowe poszczególnych segmentów działalności. Największy udział w wyniku Grupy ma segment Dystrybucja oraz Energetyka Konwencjonalna partycypujące odpowiednio w 32% i 28% wyniku EBITDA GK. Segment Ciepłownictwo odpowiada za 19% EBITDA, natomiast segment Obrót wypracował 12% EBITDA, a Energetyka Odnawialna 11% EBITDA.

EBITDA Grupy Kapitałowej w podziale na segmenty (mln PLN)



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



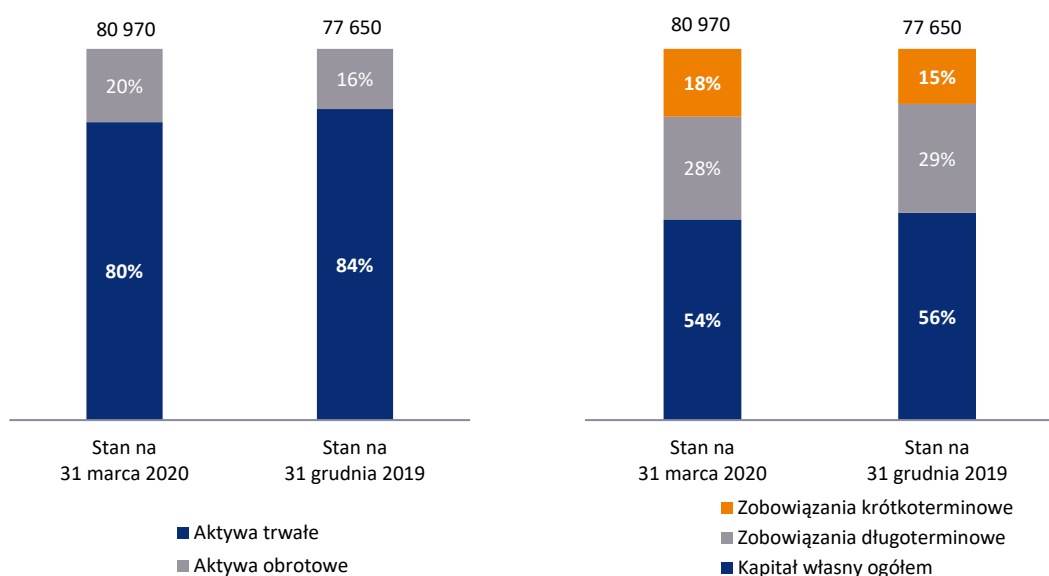
	EBITDA I kw. 2019	Wynik na sprzedaży energii u wytwórców*	Koszty CO ₂	Koszty osobowe	Wynik na sprzedaży e.e. do odbiorców finalnych	Koszty paliwa	Przychody PM	Wynik na dystrybucji	Koszty umorzenia PM	Pozostała działalność operacyjna**	Pozostałe	EBITDA I kw. 2020
Odchylenie		480	-650	-98	67	-90	67	66	-54	138	46	
EBITDA I kw. 2019	1 798	3 850	979	1 327	-35	1 194	38	1 165	144	-54		
EBITDA I kw. 2020		4 330	1 629	1 425	32	1 284	105	1 231	198	84		1 770

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

**Wzrost wyniku z wyceny i realizacji instrumentów pochodnych dot. CO₂ i węgla.

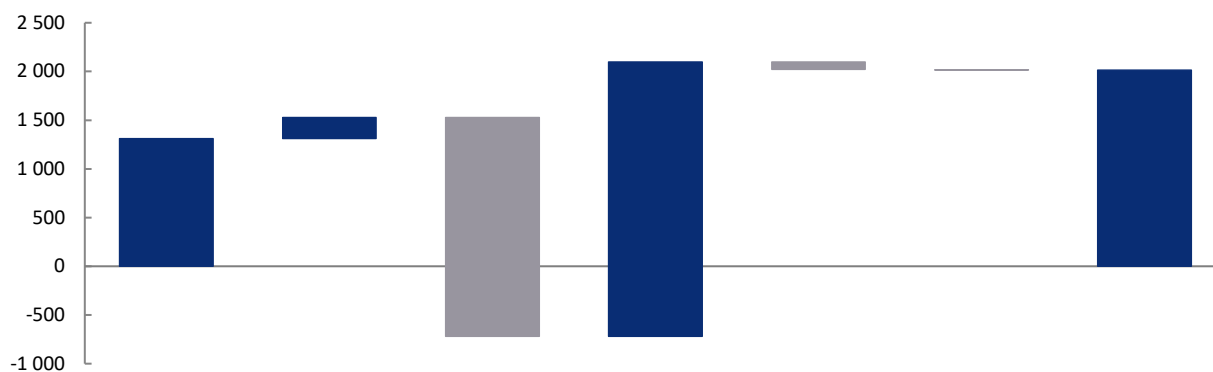
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ

Rysunek: Struktura aktywów i pasywów (mIn PLN).



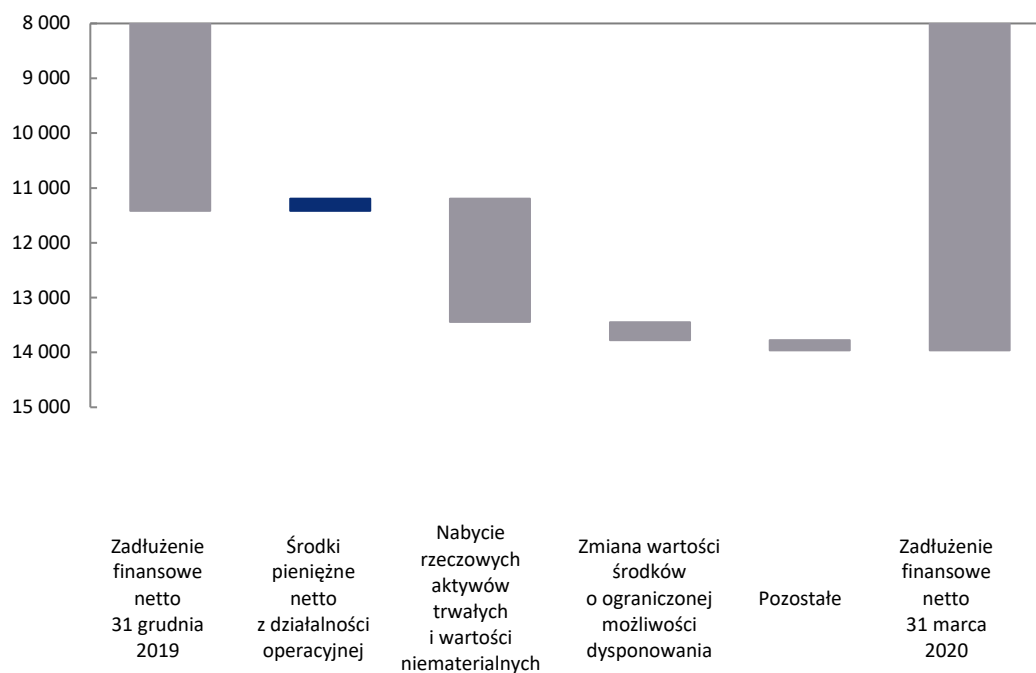
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH

Rysunek: Zmiana stanu środków pieniężnych (mln PLN).



	Środki pieniężne na 1 stycznia 2020	Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	Nabycie rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych	Saldo spłat /wpływów z tyt. pożyczek, kredytów, obligacji i leasingu finansowego	Odsetki zapłacone od pożyczek i kredytów oraz obligacji i instrumentów finansowych	Pozostałe	Środki pieniężne na 31 marca 2020
Wpływ na poziom środków pieniężnych		218	-2 249	2 818	-77	-7	
Środki pieniężne	1 311						2 014

Rysunek: Zadłużenie finansowe netto (mln PLN).

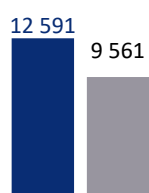


	Zadłużenie finansowe netto 31 grudnia 2019	Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	Nabycie rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych	Zmiana wartości środków o ograniczonej możliwości dysponowania	Pozostałe	Zadłużenie finansowe netto 31 marca 2020
Wpływ na poziom zadłużenia netto		-218	2 249	327	189	
Zadłużenie finansowe netto	11 415					13 962

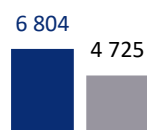
KLUCZOWE WYNIKI FINANSOWE W SEGMENTACH DZIAŁALNOŚCI



Energetyka Konwencjonalna



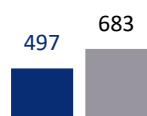
32% r/r



44% r/r



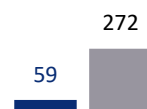
-2% r/r



-27% r/r



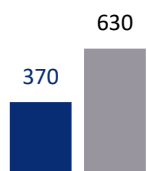
-10% r/r



-78% r/r



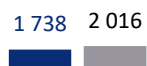
-5% r/r



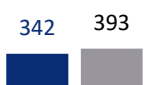
-41% r/r



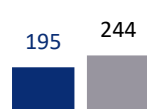
Ciepłownictwo



-14% r/r



-13% r/r



-20% r/r



59% r/r



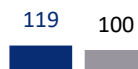
Energetyka Odnawialna



18% r/r



17% r/r



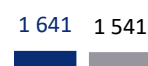
19% r/r



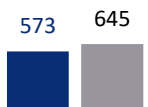
736% r/r



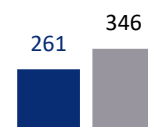
Dystrybucja



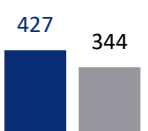
6% r/r



-11% r/r



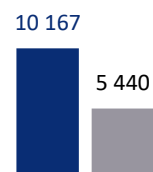
-25% r/r



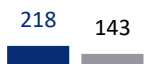
24% r/r



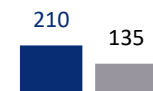
Obrót



87% r/r



52% r/r



56% r/r



0% r/r

BILANS ENERGII GK PGE

Bilans energii elektrycznej

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

Wolumen	I kwartał 2020	I kwartał 2019	Zmiana %
A. Sprzedaż energii elektrycznej poza GK PGE, tym:	29,66	26,35	13%
<i>Sprzedaż do odbiorców finalnych*</i>	10,74	11,45	-6%
<i>Sprzedaż na rynku hurtowym i bilansującym</i>	18,92	14,90	27%
B. Zakup energii spoza Grupy PGE (rynek hurtowy i bilansujący)	15,57	11,98	30%
C. Produkcja energii netto w jednostkach GK PGE	15,36	15,61	-2%
D. Zużycie własne OSD, KWB, ESP (D=C+B-A)	1,27	1,24	2%

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

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

Wzrost zarówno wolumenu sprzedaży, jak i zakupu energii elektrycznej na rynku hurtowym oraz rynku bilansującym wynika głównie z większego obrotu energią elektryczną na Towarowej Giełdzie Energii, co jest następstwem wprowadzenia 100% obligacji giełdowych w 2018 roku.

Spadek wolumenu sprzedaży do odbiorców finalnych w I kwartale 2020 roku jest następstwem wysokiej bazy odnotowanej w I kwartale 2019 roku. Na początku 2019 roku spółki sprzedaży detalicznej GK PGE odnotowały zwiększony wolumen sprzedaży energii elektrycznej w związku z przejściem odbiorców finalnych po upadłych przedsiębiorstwach obrotu i pełnieniem przez spółki GK PGE roli sprzedawcy rezerwowego.

Produkcja energii elektrycznej

Tabela: Zestawienie produkcji energii elektrycznej (TWh).

Wolumen produkcji energii elektrycznej	I kwartał 2020	I kwartał 2019	Zmiana %
PRODUKCJA ENERGII W TWh, z czego:	15,36	15,61	-2%
Elektrownie opalane węglem brunatnym	7,21	8,86	-19%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	4,12	2,85	45%
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	0,01	0,01	0%
Elektrociepłownie węglowe	1,64	1,65	-1%
Elektrociepłownie gazowe	1,42	1,43	-1%
Elektrociepłownie biomasowe	0,11	0,08	38%
Elektrociepłownie opalane odpadami komunalnymi	0,01	0,01	0%
Elektrownie szczytowo-pompowe	0,22	0,17	29%
Elektrownie wodne	0,13	0,14	-7%
Elektrownie wiatrowe	0,50	0,42	19%
w tym produkcja OZE	0,76	0,66	15%

Nieznacznie niższy poziom produkcji energii elektrycznej w I kwartale 2020 roku jest głównie efektem niższego zapotrzebowania KSE oraz wyższej generacji wiatrowej i importu energii, które przełożyły się na niższą generację elektrowni węglowych. Powyższy efekt zostało częściowo zniwelowany przez produkcję nowych bloków 5 i 6 w Elektrowni Opole.

Niższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem brunatnym (spadek o 1,7 TWh) jest następstwem niższego średniego obciążenia Elektrowni Bełchatów na blokach 2-14 o 33 MW, tj. o 10% oraz Elektrowni Turów o 14 MW, tj. o 10%. Dodatkowo niższa produkcja jest efektem wyłączenia bloku nr 1 w Elektrowni Bełchatów z końcem maja 2019 roku oraz dłuższego o 277 h czasu postoju bloków Elektrowni Turów w remontach (blok nr 3 pozostaje w modernizacji od kwietnia 2019 roku).

Wyższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem kamiennym (wzrost o 1,3 TWh) wynika z wyższej produkcji w Elektrowni Opole, co jest głównie efektem pracy bloków 5 i 6, które wyprodukowały w I kwartale 2020 roku 1,9 TWh energii elektrycznej.

Powyższy efekt został pomniejszony na skutek dłuższego czasu postoju bloków 1-4 w rezerwie w wyniku niższego wykorzystania bloków przez PSE S.A. Niższa produkcja w Elektrowni Dolna Odra jest następstwem dłuższego o 1 983 h czasu postoju bloków tej elektrowni w remontach (blok nr 6 pozostaje w remoncie średnim rozszerzonym od 30 września 2019 roku). Niższa produkcja w Elektrowni Rybnik spowodowana jest dłuższym o 1 974 h postojem bloków 3-8 tej elektrowni w rezerwie oraz niższym obciążeniem o 6 MW.

Produkcja w elektrociepłowniach węglowych, gazowych i elektrowniach wodnych oraz z odpadów komunalnych utrzymała się na poziomie zbliżonym do okresu porównywalnego.

Wzrost produkcji w elektrociepłowniach biomasowych wynika z warunków technicznych występujących w Elektrociepłowni Szczecin, gdzie przy niższej produkcji ciepła (ze względu na wyższe temperatury zewnętrzne) konieczna była wyższa generacja energii elektrycznej, aby utrzymać minimum techniczne pracy kotła.

Wyższa produkcja na farmach wiatrowych wynika z lepszej wietrzności w I kwartale 2020 roku. Wykorzystanie mocy na farmach wiatrowych w I kwartale 2020 roku było średnio większe o ponad 4 p.p.

Wzrost produkcji w elektrowniach szczytowo-pompowych wynika z charakteru pracy jednostek wytwórczych, które w I kwartale 2020 roku były w większym stopniu wykorzystywane przez PSE S.A.

Tabela: Zestawienie produkcji ciepła (PJ).

Wolumen produkcji ciepła	I kwartał 2020	I kwartał 2019	Zmiana %
Produkcja ciepła w PJ, z czego:	20,28	21,43	-5%
Elektrownie opalane węglem brunatnym	0,96	1,00	-4%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	0,24	0,35	-31%
Elektrociepłownie węglowe	14,85	15,58	-5%
Elektrociepłownie gazowe	3,87	4,00	-3%
Elektrociepłownie biomasowe	0,27	0,38	-29%
Elektrociepłownie opalane odpadami komunalnymi	0,05	0,05	0%
Elektrociepłownie pozostałe	0,04	0,07	-43%

Główny wpływ na niższy poziom produkcji ciepła w I kwartale 2020 roku r/r miała temperatura zewnętrzna. W porównaniu z 2019 rokiem średnie temperatury w 2020 roku były wyższe o 1,3°C, co przełożyło się na niższą produkcję ciepła.

Sprzedż ciepła

W I kwartale 2020 roku wolumen sprzedanego ciepła wyniósł w Grupie PGE 19,75 PJ i był niższy o 1,13 PJ r/r. Na powyższy wynik wpływ miało głównie niższe zapotrzebowanie na ciepło spowodowane wyższymi średnimi temperaturami zewnętrznymi w 2020 roku.

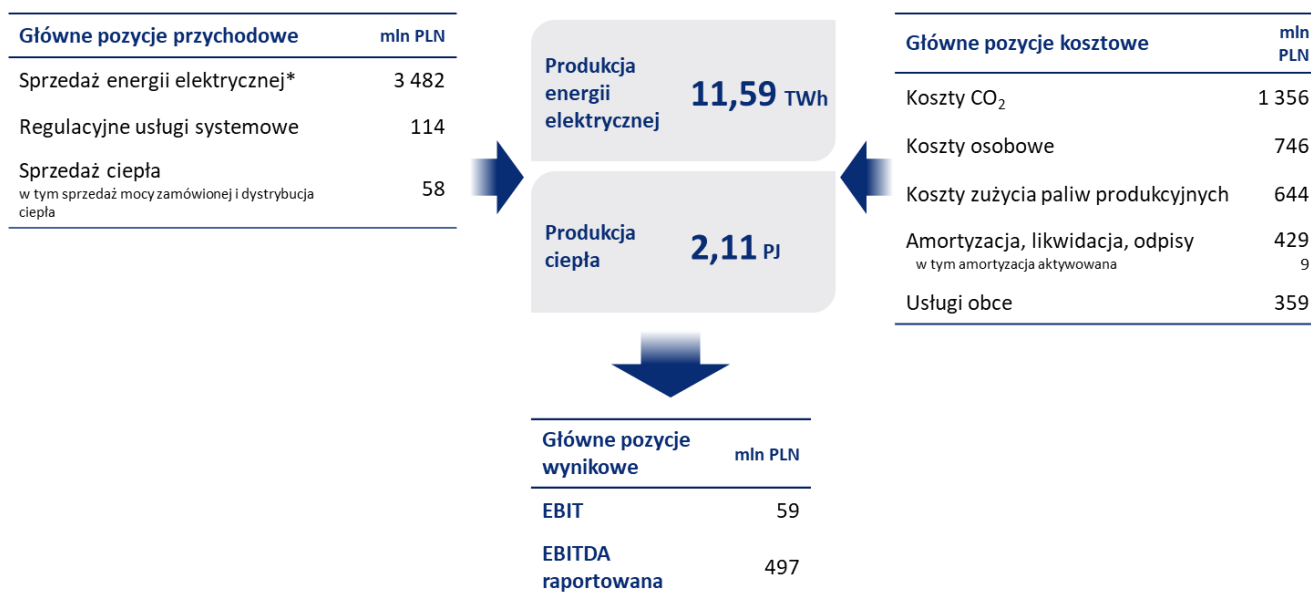
3.3. Charakterystyka segmentów działalności

SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – ENERGETYKA KONWENCJONALNA

Opis segmentu i model jego działalności

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

Energetyka Konwencjonalna



*Ujęcie zarządcze

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

Istotną pozycję w przychodach segmentu stanowią także **przychody z tyt. świadczenia Regulacyjnych Usług Systemowych („RUS”)** na podstawie umów zawartych z polskim Operatorem Systemu Przesyłowego („OSP”) czyli spółką PSE S.A. Są one równoległymi przychodami do tych uzyskiwanych z rynku energii elektrycznej, a związane są z koniecznością stabilnego funkcjonowania KSE. RUS świadczą elektrownie PGE GiEK S.A.

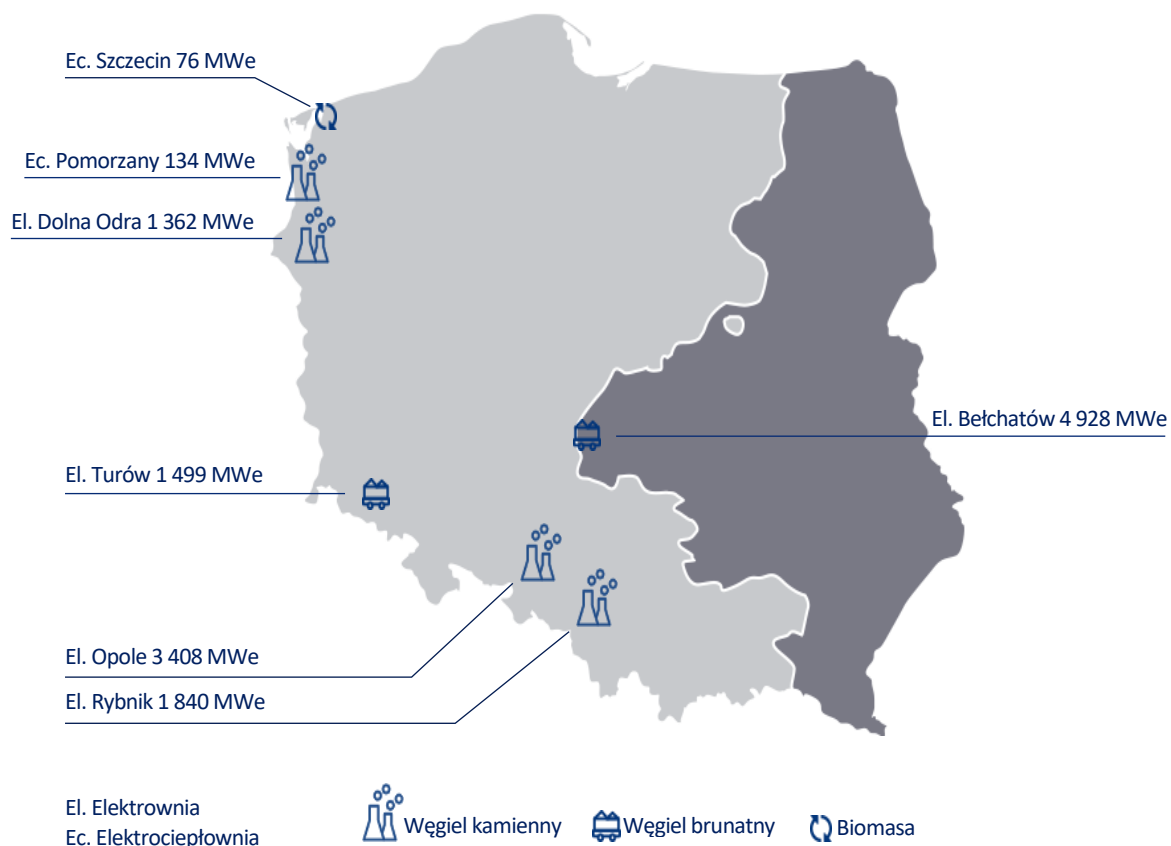
Dodatkowo segment uzyskuje **przychody ze sprzedaży ciepła**, produkowanego zarówno w elektrowniach systemowych oraz EC Szczecin i EC Pomorzany, będących częścią Zespołu Elektrowni Dolna Odra.

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 88%⁴ krajowego wydobycia), a także największym wytwórcą energii elektrycznej – wytwarza ok. 31%⁵ 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.



⁴ Wyczerpanie własne w oparciu o dane GUS.

⁵ Wyczerpanie własne w oparciu o dane ARE

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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

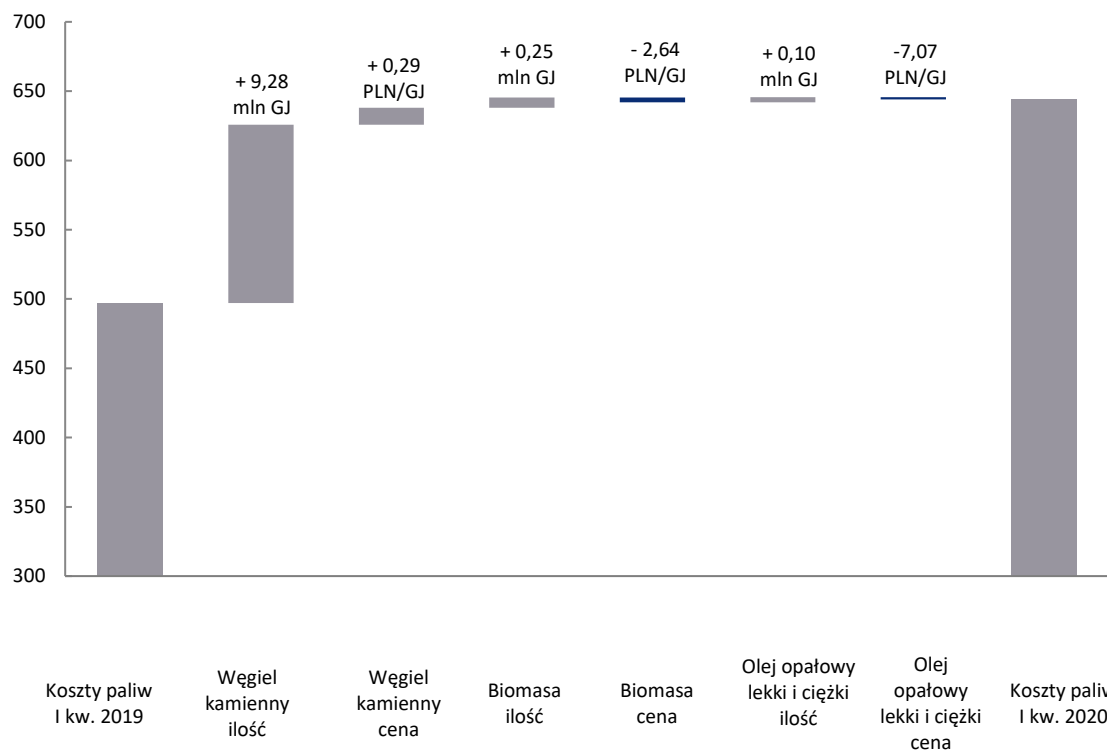


Odchylenie	EBITDA I kw. 2019	Produkcja e.e. - ilość	Produkcja e.e. - cena	Wynik na opt. portfela e.e.	Przychody RUS	Koszty paliw	Koszty CO ₂	Koszty osobowe	Pozostałe	EBITDA I kw. 2020
	683	-85	266	314	10	-147	-523	-41	20	497
EBITDA I kw. 2019	683	2 857		130	104	497	833	705		
EBITDA I kw. 2020		3 038		444	114	644	1 356	746		497

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

- **Niższy wolumen produkcji energii elektrycznej** w PGE GiEK o 0,3 TWh ze względu na niższe wykorzystanie jednostek wytwórczych przez PSE S.A. za sprawą niższego zapotrzebowania w KSE oraz wyższej generacji wiatrowej (por. pkt 2.2 niniejszego sprawozdania).
- **Wzrost cen sprzedaży energii elektrycznej** (por. pkt 2.2 niniejszego sprawozdania).
- **Wyższy wynik na optymalizacji portfela energii elektrycznej** z powodu wyższego wolumenu obrotu energią elektryczną o 2,0 TWh, przy wyższej marży zrealizowanej na obrocie energią elektryczną.
- **Wyższe przychody z RUS**, wynikające z ilości uruchomień bloków po odstawieniu do rezerwy w Elektrowni Bełchatów i w Elektrowni Opole.
- **Wyższe koszty zużycia paliw**, przede wszystkim węgla kamiennego, na skutek wyższej produkcji na tym paliwie (por. pkt 3.2 niniejszego sprawozdania). 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 oraz oddania do eksploatacji mniej emisyjnych bloków nr 5 i 6 w Elektrowni Opole. Główne odchylenia zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższe koszty osobowe** w związku z prowadzonym procesem zmiany wynagrodzeń.

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

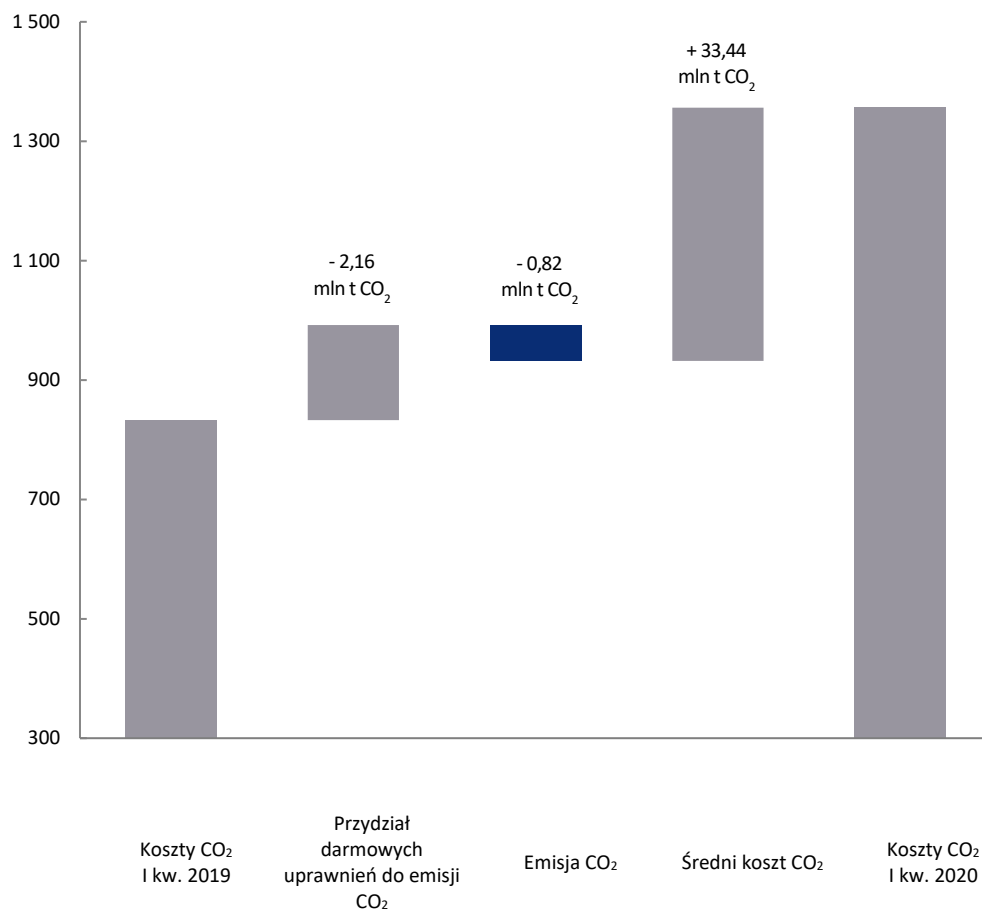


Odchylenie	129	12	7	-3	4	-2	
Koszty paliw I kw. 2019	497	450		30		17	
Koszty paliw I kw. 2020		591		34		19	644

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

Rodzaj paliwa	I kwartał 2020		I kwartał 2019	
	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	1 829	591	1 489	450
Biomasa	142	34	124	30
Olej opałowy lekki i ciężki	11	19	9	17
RAZEM		644		497

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



Odchylenie	159	-60	424	
Koszty CO ₂ I kw. 2019	833			
Koszty CO ₂ I kw. 2020				1 356

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Konwencjonalna w I kwartale 2020 i 2019 roku.

mln PLN	I kwartał 2020	I kwartał 2019	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	301	547	-45%
▪ Rozwojowe	94	326	-71%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	207	221	-6%
Pozostałe	15	8	88%
RAZEM	316	555	-43%
Aktywowane koszty usuwania nadkładu w kopalniach	54	75	-28%
RAZEM z aktywowanymi kosztami usuwania nadkładu	370	630	-41%

KLUCZOWE WYDARZENIA W I KWARTALE 2020 ROKU W SEGMENTIE ENERGETYKA KONWENCJONALNA

Kluczowe inwestycje rozwojowe:

- 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, który zacznie obowiązywać od 2024 roku.
- 30 stycznia 2020 roku podpisano kontrakt na budowę dwóch bloków gazowo-parowych o mocy ok. 1 400 MW w Elektrowni Dolna Odra.
- W marcu 2020 roku podpisane zostały umowy przyłączeniowe nowych bloków do sieci przesyłowej elektroenergetycznej z PSE S.A. oraz do sieci przesyłowej gazu ziemnego z Gaz-System S.A.
- 20 marca 2020 roku Minister Klimatu podpisał koncesję z pozwoleniem dalszej eksploatacji złoża węgla brunatnego w Turowie przez następne 6 lat.

Kluczowe inwestycje modernizacyjne związane ze zmniejszaniem emisji do środowiska:

- 2 lutego 2020 roku przeprowadzona została synchronizacja bloku nr 2 w Elektrowni Bełchatów po przeprowadzonej modernizacji jednostki, w połowie marca 2020 roku rozpoczęto ruch próbny.
- 3 lutego 2020 roku zawarto umowę na zabudowę instalacji dla redukcji poziomu emisji rtęci dla bloków nr 2-12 i nr 14 w Elektrowni Bełchatów.
- 28 lutego 2020 roku przekazano do eksploatacji Instalację Odsiarczania Spalin dla bloków A i B w EC Pomorzany.
- 3 marca 2020 roku przeprowadzono próbę wodną kotła na bloku nr 3 w Elektrowni Turów z wynikiem pozytywnym.
- 27 marca 2020 roku zakończył się ruch próbny bloku nr 1. W kwietniu 2020 roku blok nr 1 został przekazany do eksploatacji.

KLUCZOWE PROJEKTY REALIZOWANE W I KWARTALE 2020 ROKU

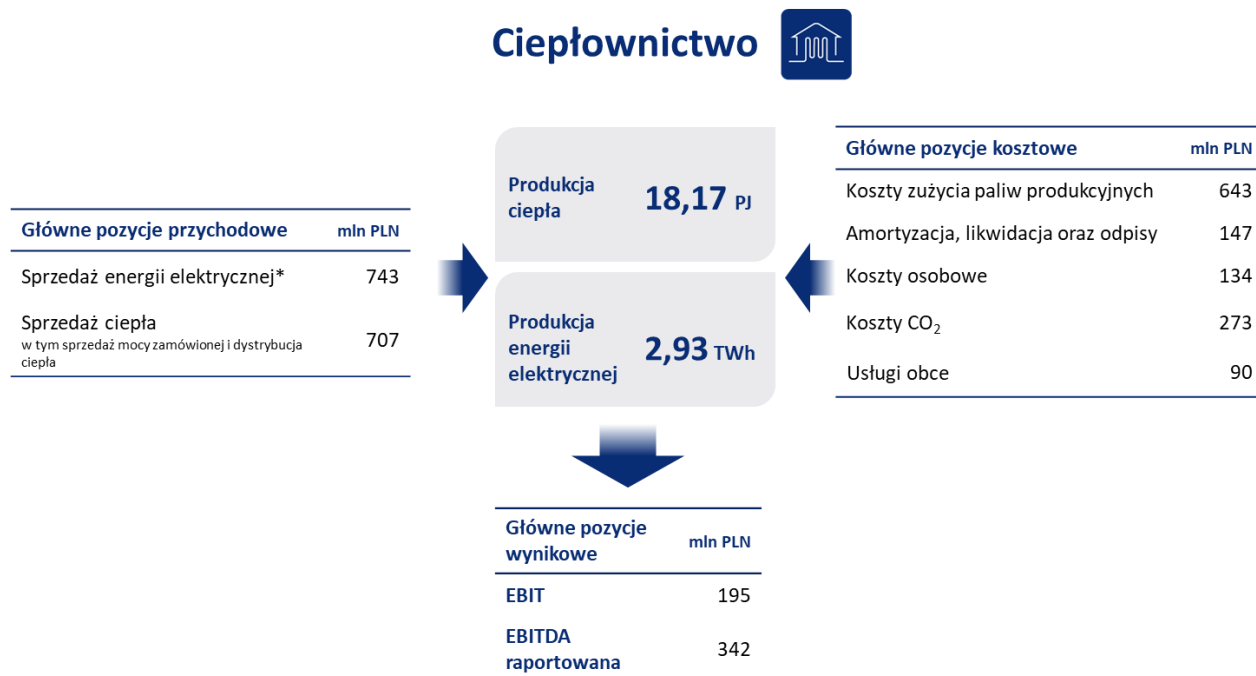
Cel projektu	Budżet (netto bez kosztów finansowania)	Poniesione nakłady (netto bez kosztów finansowania)	Nakłady poniesione w I kwartale 2020 roku (netto bez kosztów finansowania)	Paliwo/sprawność netto	Wykonawca	Przewidywany termin zakończenia inwestycji	Status
Budowa nowego bloku w Elektrowni Turów							
Budowa bloku energetycznego o mocy 490 MW w Elektrowni Turów	4,26 mld PLN	3,18 mld PLN	66 mln PLN	Węgiel brunatny/ 43,1%	Konsorcjum firm: MHPSE, Budimex i Tecnicas Reunidas	Październik 2020 roku	Po zakończeniu I kwartału 2020 roku ogólne zaawansowanie projektu wynosiło 96%. Na terenie budowy trwają rozruchy poszczególnych urządzeń. Zakończono testy systemu kontroli bloku (DCS), rozpoczęto sesje szkoleniowe z obsługi systemu sterowania. Wykonano płukanie układu wody ruchowej, trwają przygotowania do przeprowadzenia trawienia kotła. Prowadzono układanie kabli i łączenie poszczególnych urządzeń, podano napięcie na transformatory potrzeb własnych bloku.
Budowa nowych bloków w Elektrowni Dolna Odra							
Budowa dwóch bloków gazowo parowych nr 9 i 10 w Elektrowni Dolna Odra	4,276 mld PLN	4 mln PLN	1 mln PLN*	Gaz ziemny/ 63%	Konsorcjum firm: General Electric (lider konsorcjum) i Polimex Mostostal	Grudzień 2023 roku	30 stycznia 2020 roku podpisano kontrakt na budowę dwóch bloków gazowo-parowych o mocy ok. 1.400 MWe w Elektrowni Dolna Odra. Generalny Wykonawca pracuje nad opracowaniem podstawowej dokumentacji Projektu. W I kwartale 2020 roku podpisane zostały umowy przyłączeniowe nowych bloków do sieci przesyłowej elektroenergetycznej z PSE S.A. oraz do sieci przesyłowej gazu ziemnego z Gaz-System S.A.

*Poniesione nakłady nie uwzględniają wydatków w postaci wypłaconych zaliczek dla Generalnego Realizatora Inwestycji.

SEGMENT DZIAŁALNOŚCI - CIEPŁOWNICTWO

Opis segmentu i model jego działalności

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



*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 warunkowane średnimi cenami 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.

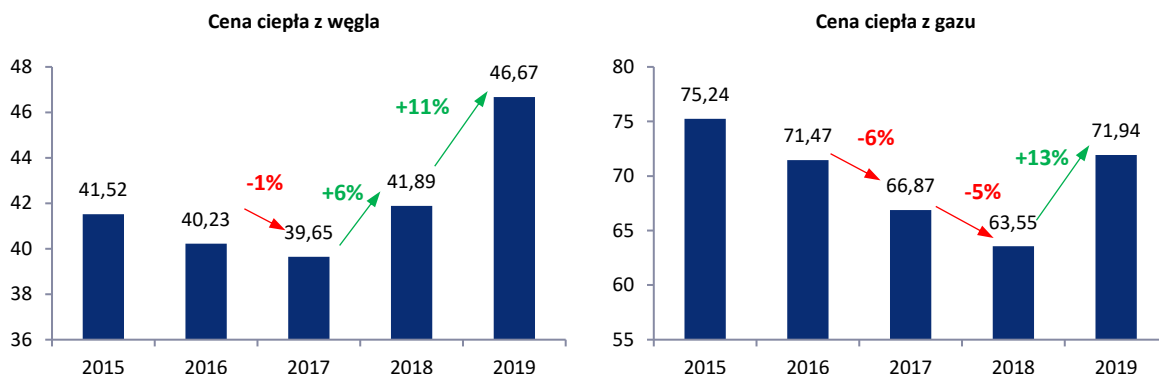


TARYFY W SEGMENTCIE CIEPŁOWNICTWO

Opis taryfowania w segmencie

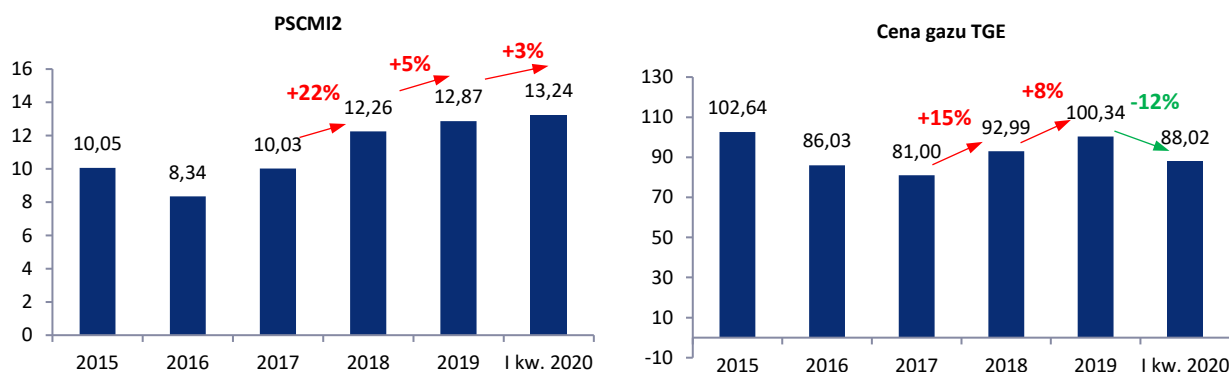
W związku z tym, że przychody ze sprzedaży ciepła dla elektrociepłowni są taryfowane w ramach tzw. metody uproszczonej, cechuje je względne opóźnienie w przenoszeniu kosztów (roczne lub dwuletnie). Bazują one bowiem na dynamice r/r średnich kosztów (uwzględniającej wykorzystywane paliwa) ponoszonych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

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



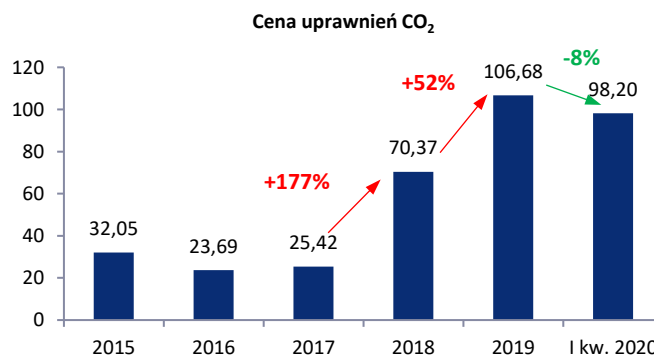
Źródło: URE.

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



Źródło: ARP, TGE.

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



Źródło: ICE.

Referencyjna cena ciepła z węgla, odzwierciedlając wcześniejsze wzrosty kosztów, wzrosła w 2019 roku o 11%. Jest to baza dla wzrostu cen ciepła dla jednostek kogeneracji ustalających taryfę w trakcie 2020 roku. W I kwartale 2020 roku odnotowano natomiast dalszy średni rynkowy wzrost ceny węgla o 3%, z kolei średnia cena uprawnień do emisji CO₂ spadła o 8%.

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 EU 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.

Taryfy dla produkcji ciepła z gazu w 2020 roku ustalane są na bazie wzrostu ceny referencyjnej (13%), przy czym w I kwartale 2020 roku obserwowane są już niższe ceny gazu niż we wcześniejszych okresach. Ceny te kształtują się na poziomie 82 PLN/MWh i wynikają w znaczącym stopniu z kontraktacji terminowej.

Na wyniki segmentu znacząco wpływają warunki atmosferyczne. 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 wyniku EBITDA w segmencie Ciepłownictwo w ujęciu zarządczym (mln PLN).



	EBITDA I kw. 2019	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 I kw. 2020
Odchylenie		-34	38	-7	5	-1	41	-127	3	31	
EBITDA I kw. 2019	393	703		742		5	684	146	137		
EBITDA I kw. 2020		707		740		4	643	273	134		342

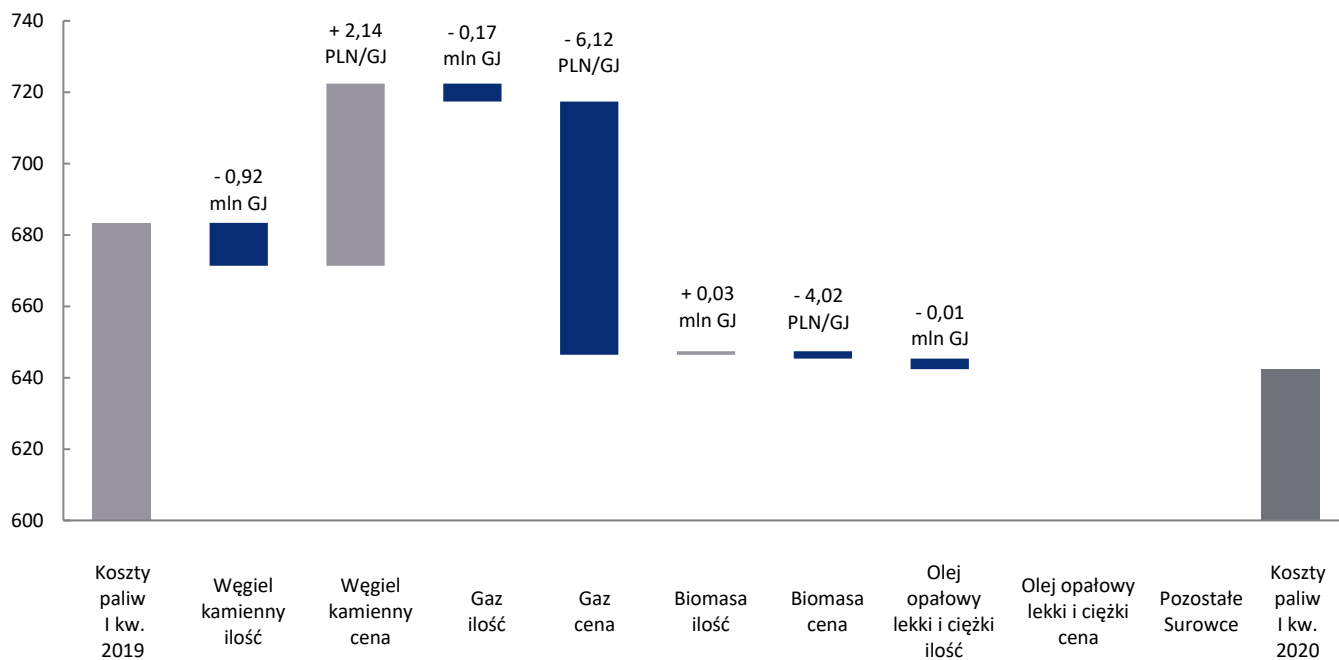
*Zawiera koszty umorzenia PM dot. sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców finalnych.

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

- **Niższy wolumen produkcji ciepła** w I kwartale 2020 roku r/r to efekt wysokich temperatur zewnętrznych, w porównaniu do 2019 roku średnie temperatury były wyższe o 1,3 °C, co przełożyło się na niższą o 0,9 PJ produkcję ciepła.
- **Wzrost cen sprzedaży ciepła** jest wynikiem opublikowania przez URE nowych cen referencyjnych na wytwarzanie ciepła w kogeneracji.
- **Niższy wolumen produkcji energii elektrycznej** w segmencie o 0,03 TWh ze względu na niższe wykorzystanie kogeneracyjnych jednostek wytwórczych w związku z niższym zapotrzebowaniem na ciepło.
- **Wzrost cen sprzedaży energii elektrycznej** (por. pkt 2.2 niniejszego sprawozdania).

- **Niższe koszty zużycia paliw** spowodowane są spadkiem cen gazu ziemnego na rynku hurtowym oraz niższą produkcją ciepła i energii elektrycznej. Szczegóły zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższe koszty CO₂** są głównie skutkiem wyższej ceny uprawnień do emisji CO₂ oraz przyznaniem niższej puli darmowych uprawnień. Szczegóły zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Niższy poziom kosztów osobowych** to głównie efekt spadku zatrudnienia r/r.

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

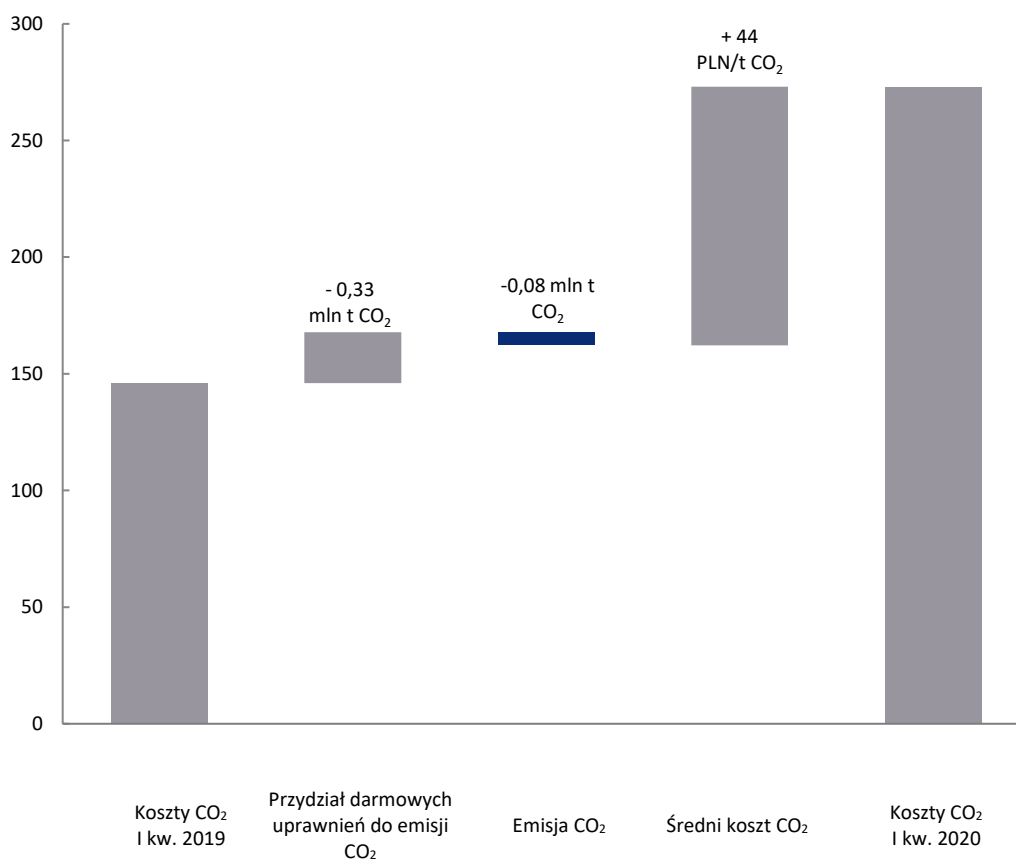


	Koszty paliw I kw. 2019	Węgiel kamienny ilość	Węgiel kamienny cena	Gaz ilość	Gaz cena	Biomasa ilość	Biomasa cena	Olej opałowy lekki i ciężki ilość	Olej opałowy lekki i ciężki cena	Pozostałe Surowce	Koszty paliw I kw. 2020
Odchylenie		-12	51	-5	-71	1	-2	-3	0	0	
Koszty paliw I kw. 2019	684	319		341		12		7		5	
Koszty paliw I kw. 2020		358		265		11		4		5	643

Tabela: Dane dotyczące zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Ciepłownictwo.

Rodzaj paliwa	I kwartał 2020		I kwartał 2019	
	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	1 064	358	1 089	319
Gaz (tys. m ³)	376 422	265	380 787	341
Biomasa	49	11	52	12
Olej opałowy oraz pozostałe surowce		9		12
RAZEM		643		684

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



Odchylenie	22	-6	111
Koszty CO ₂ I kw. 2019	146		
Koszty CO ₂ I kw. 2020			273

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Ciepłownictwo w I kwartale 2020 i 2019 roku.

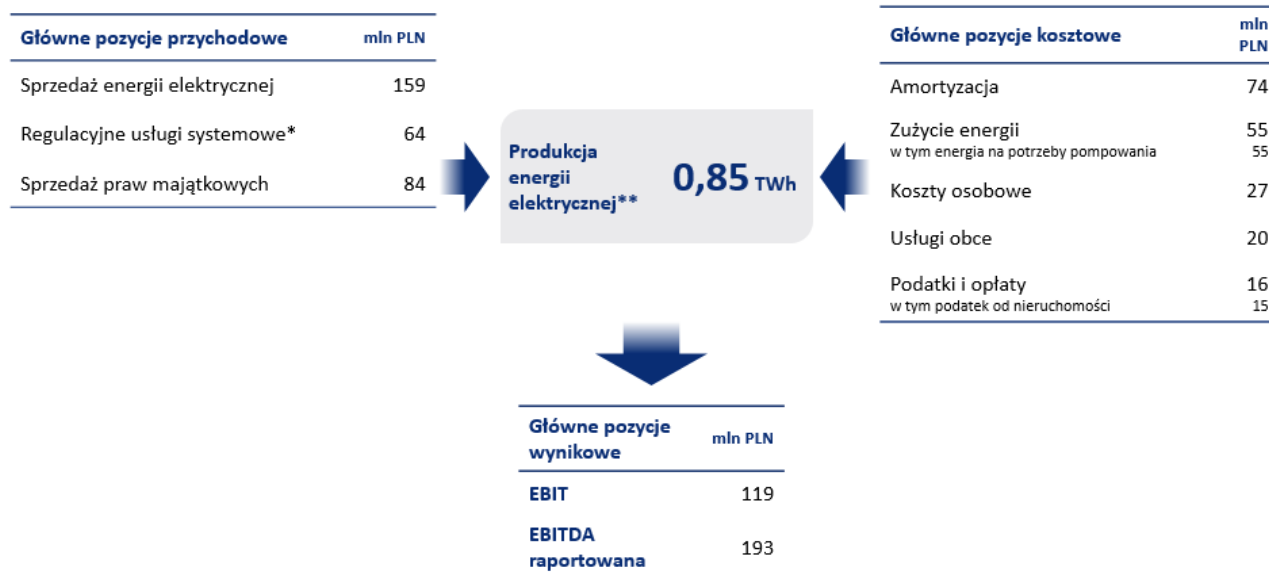
mln PLN	I kwartał 2020	I kwartał 2019	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	33	26	27%
▪ Rozwojowe	16	3	433%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	17	23	-26%
Pozostałe	10	1	900
RAZEM	43	27	59%

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



*Ujęcie księgowe.

**Uwzględnia produkcję energii elektrycznej w ramach rozruchu farmy wiatrowej KLAFTER.

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 RUS przez elektrownie szczytowo-pompowe, realizowanych w oparciu o umowę ze spółką PSE S.A.

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

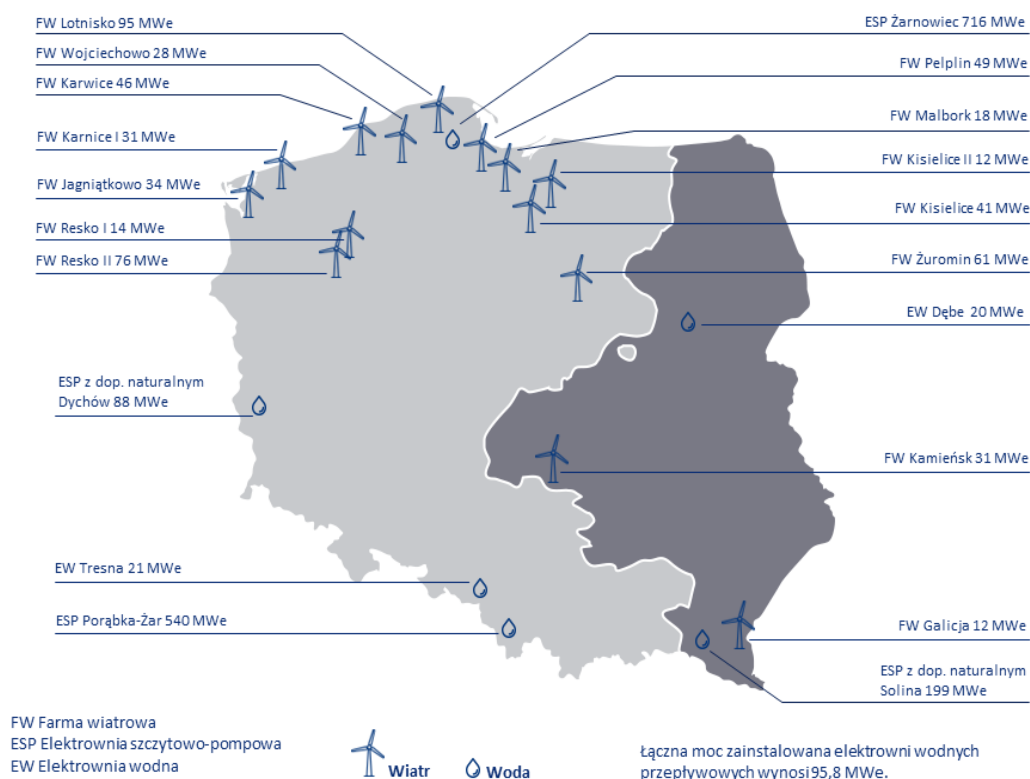
Aktywa

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

Na aktywa segmentu składa się:

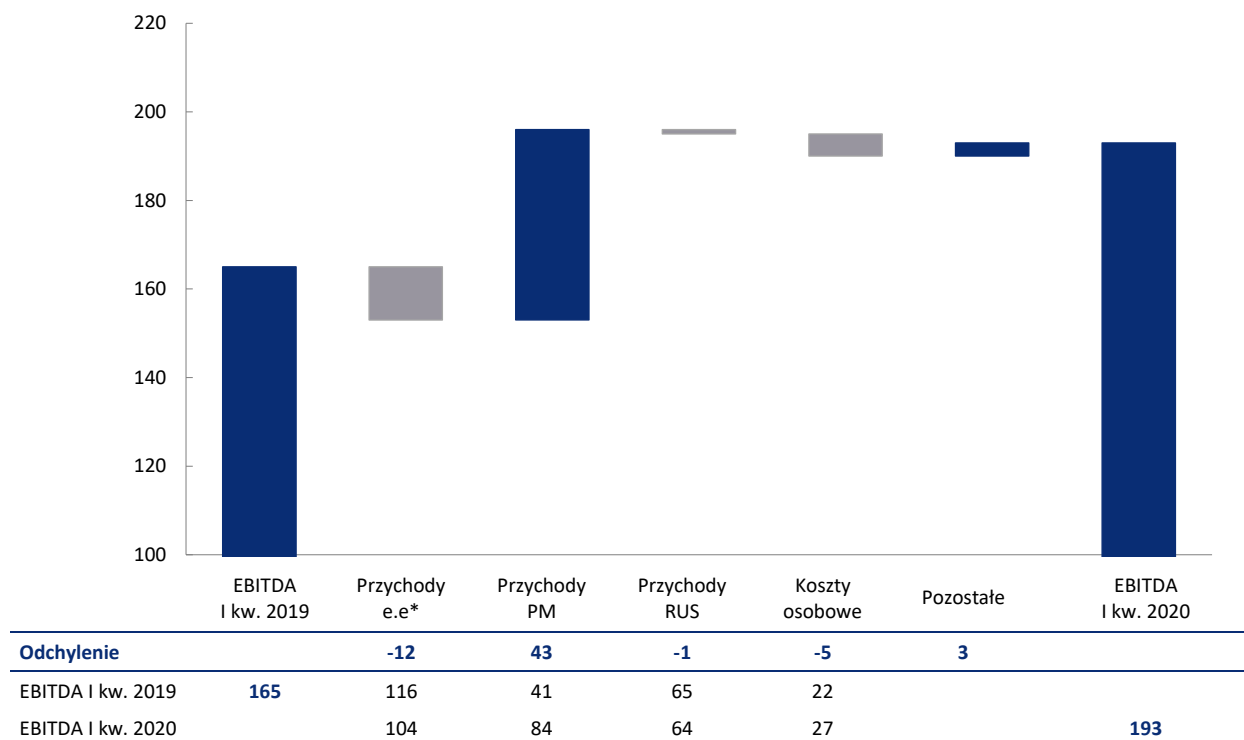
- 14 farm wiatrowych,
- 1 elektrownia fotowoltaiczna,
- 29 elektrowni wodnych przepływowych,
- 4 elektrownie wodne szczytowo-pompowe, w tym 2 z dopływem naturalnym.

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



KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



* Suma zawiera przychody e.e. z podstawowych technologii wytwarzania (wiatr, woda, PV), z uwzględnieniem kosztów zakupu e.e. na potrzeby pompowania.

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

- **Spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej** wynika z: niższej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej o 36 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na spadek przychodów o ok. 22 mln PLN; zniwelowane wyższym wolumenem sprzedaży o 47 GWh, co dało wzrost przychodów o ok. 10 mln PLN.
- **Wzrost przychodów ze sprzedaży praw majątkowych** wynika z: wyższej średniej ceny sprzedaży praw majątkowych o 75 PLN/MWh r/r, co dało wzrost przychodów o ok. 39 mln PLN; wyższego wolumenu produkcji o 50 GWh, co wpłynęło na wzrost przychodów o ok. 4 mln PLN.
- **Niższe przychody ze sprzedaży RUS** wynikają głównie z niższego wolumenu na usłudze RIG (Rezerwa Interwencyjna Gotowość).
- **Wzrost kosztów osobowych** wynikający ze: wzrostu zatrudnienia spowodowany przechodzeniem na serwis własny dla farm wiatrowych; powstaniem nowej spółki PGE Baltica sp. z o.o., która zajmuje się rozwojem energetyki morskiej.
- **Wzrost pozycji Pozostałe** wynika głównie z niższych kosztów prowadzenia działalności oraz przychodów z odszkodowań za szkody na turbinach wiatrowych.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Odnawialna w I kwartale 2020 i 2019 roku.

mln PLN	I kwartał 2020	I kwartał 2019	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	90	10	800%
▪ Rozwojowe	86	3	2 767%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	4	7	-43%
Pozostałe	2	1	100%
RAZEM	92	11	736%

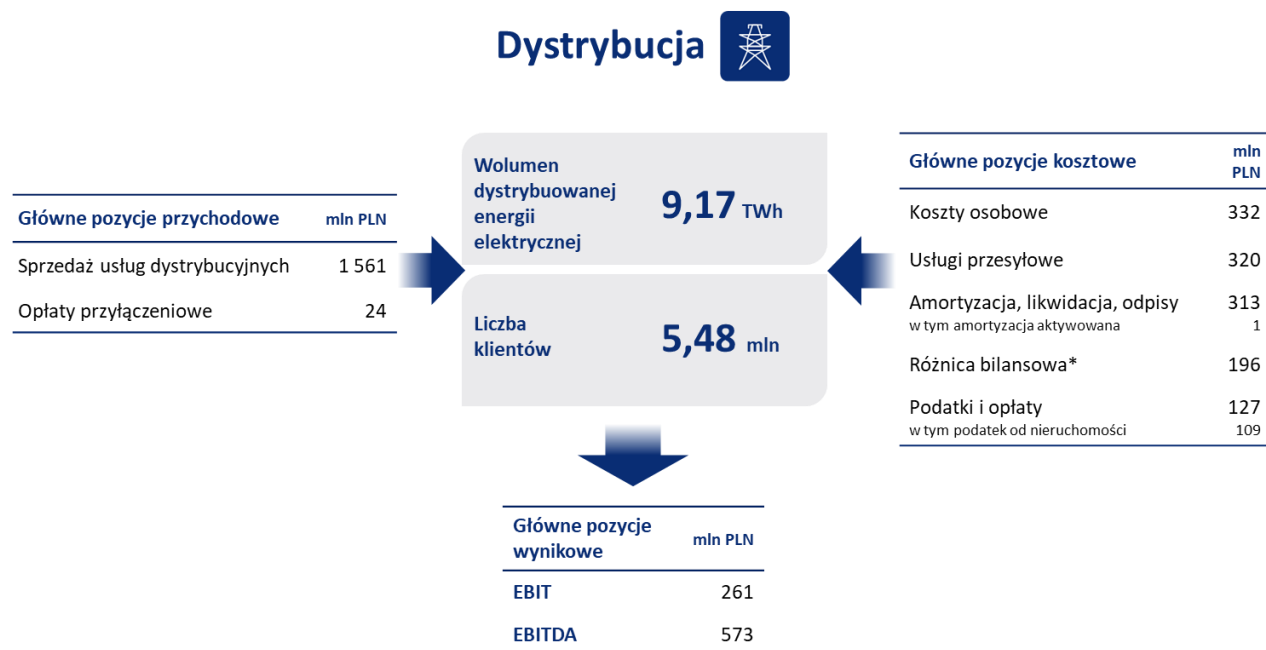
KLUCZOWE WYDARZENIA W I KWARTALE 2020 ROKU W SEGMENTCIE ENERGETYKA ODNAWIALNA

W ramach realizowanej budowy farm wiatrowych Klaster o łącznej mocy zainstalowanej 97 MW uzyskano Pozwolenia na Użytkowanie oraz koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej dla FW Karnice (27 lutego 2020 roku; 3 kwietnia 2020 roku), FW Starza (3 kwietnia 2020 roku; 18 maja 2020 roku) oraz FW Rybice (20 kwietnia 2020 roku; 18 maja 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. 5,48 mln klientów.

Rysunek: Obszar sieci dystrybucyjnej PGE.



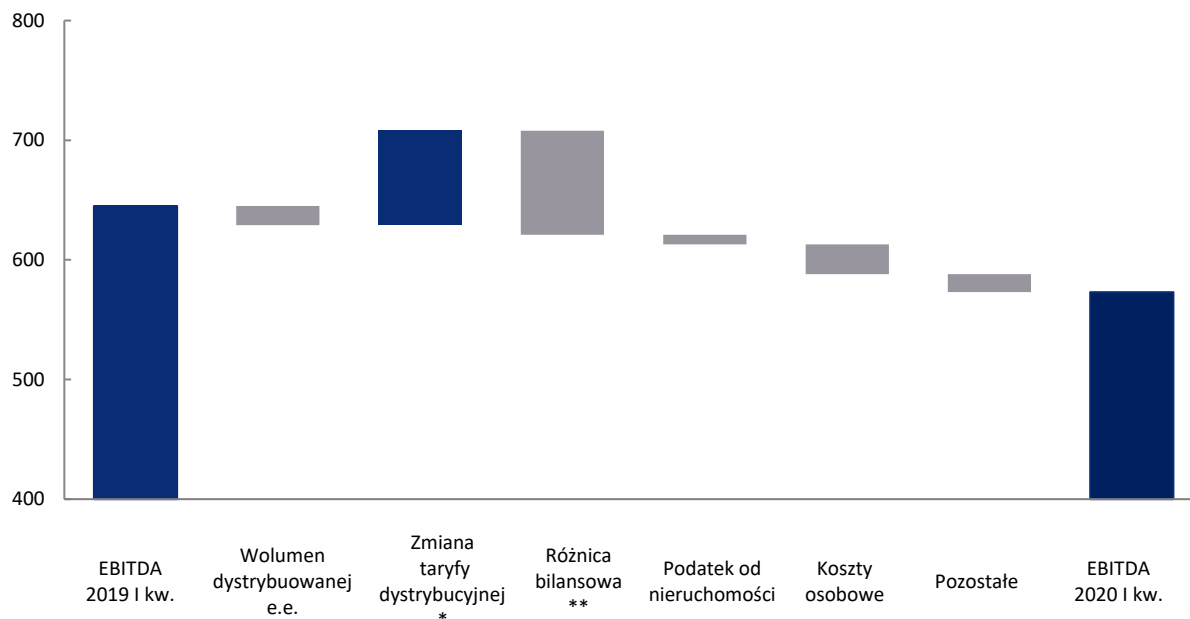
Tabela: Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej i liczba klientów w I kwartale 2020 i 2019 roku.

Taryfy	Wolumen (TWh)*		Liczba klientów wg punktów poboru (szt.)	
	I kwartał 2020	I kwartał 2019	I kwartał 2020	I kwartał 2019
Grupa taryfowa A	1,31	1,34	109	109
Grupa taryfowa B	3,54	3,59	12 214	11 787
Grupa taryfowa C+R	1,79	1,88	483 296	480 703
Grupa taryfowa G	2,53	2,49	4 983 190	4 923 558
RAZEM	9,17	9,30	5 478 809	5 416 157

*Z doszacowaniem sprzedaży.

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



Odchylenie	-16	79	-87	-8	-25	-15
EBITDA I kw. 2019	645	1 125	109	101	307	
EBITDA I kw. 2020		1 188	196	109	332	573

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

** Skorygowana o przychody z Rynku Bilansującego.

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

- **Spadek wolumenu dystrybuowanej energii elektrycznej** o 0,1 TWh, wynikający z ogólnego spadku zapotrzebowania na energię elektryczną w KSE.
- **Wzrost stawek w Taryfie 2020** o 9 PLN/MWh w porównaniu do taryfy obowiązującej w analogicznym okresie ubiegłego roku, który przełożył się na wzrost przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych. W związku z opóźnieniami w zatwierdzeniu taryfy dystrybucyjnej (zaczęła obowiązywać od 6 kwietnia 2019 roku) w I kwartale 2019 roku przychody z usług dystrybucyjnych były naliczane wg stawek z taryfy obowiązującej w 2018 roku, podczas gdy w bieżącym okresie obowiązujące stawki uwzględniają skumulowany wzrost z zatwierdzonych taryf z ubiegłego oraz bieżącego roku.
- **Wyższe koszty energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej** głównie w efekcie niskiej bazy ubiegłego roku, kiedy ujęto „niegotówkowy” wpływ doszacowania zakupu energii elektrycznej w związku ze znaczącą zmianą ceny zakupu energii elektrycznej.
- **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 I kwartale 2020 i 2019 roku.

mln PLN	I kwartał 2020	I kwartał 2019	Zmiana %
Inwestycje rozwojowe	202	141	43%
Inwestycje modernizacyjno-odtworzeniowe	199	188	6%
Pozostałe	26	15	73%
RAZEM	427	344	24%

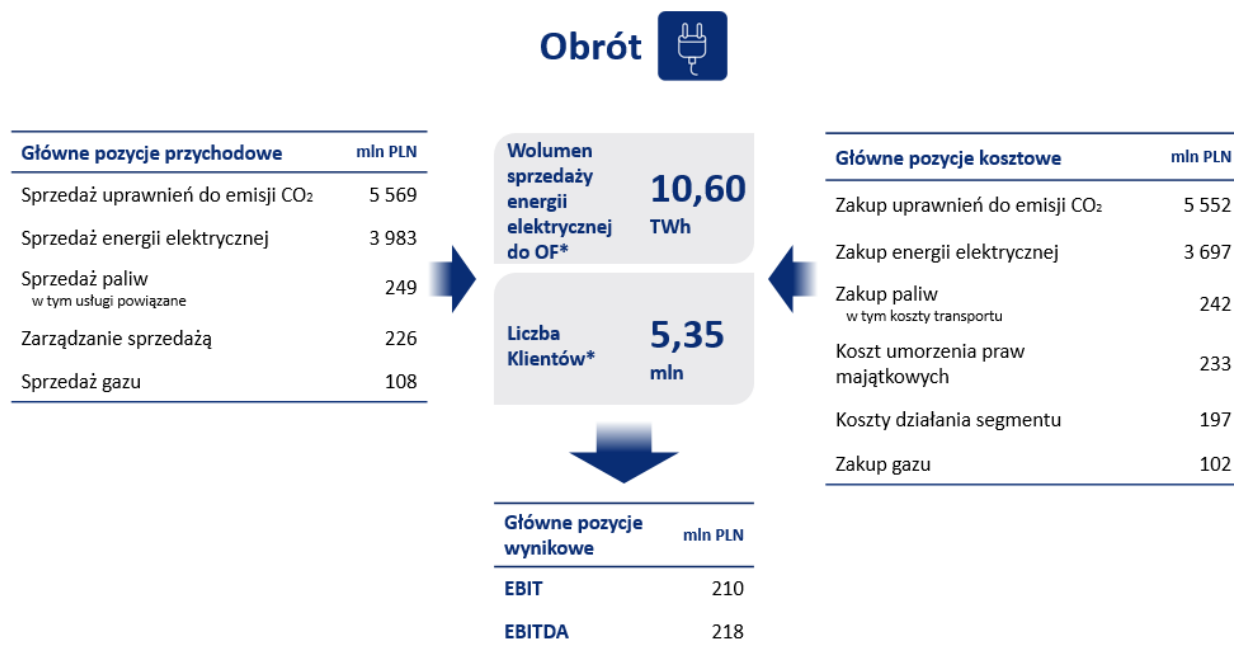
KLUCZOWE WYDARZENIA W I KWARTALE 2020 ROKU W SEGMENTCIE DYSTRYBUCJA

W I kwartale 2020 roku największe nakłady w kwocie 189 mln PLN poniesione zostały na przyłączanie nowych odbiorców.

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.



*Dane dotyczą spółki PGE Obrót S.A.

W ramach działalności na rynku detalicznym główne źródło przychodów to sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Jest to sprzedaż do odbiorców biznesowych i instytucjonalnych, stanowiąca ponad 70% sprzedawanego wolumenu oraz do odbiorców indywidualnych. Przychody segmentu obejmują również sprzedaż paliw, w tym głównie: mialu 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 obejmuje 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 I kwartale 2020 i 2019 roku.

Taryfy	Wolumen (TWh)*		Liczba klientów wg punktów poboru (szt.)	
	I kwartał 2020	I kwartał 2019	I kwartał 2020	I kwartał 2019
Grupa taryfowa A	2,38	2,47	154	168
Grupa taryfowa B	3,81	3,91	12 617	12 594
Grupa taryfowa C+R	1,91	2,07	448 026	455 013
Grupa taryfowa G	2,50	2,70	4 888 102	4 824 881
RAZEM	10,60	11,15	5 348 899	5 292 656

*PGE Obrót S.A.

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



	EBITDA I kw. 2019	Wynik na e.e. ilość	Wynik na e.e. marża	Przychody z usług świadczonych na rzecz segmentów w GK PGE	Wynik na sprzedaży paliw	Koszty osobowe	Saldo rezerw na umowy rodzące obciążenia	Pozostałe	EBITDA I kw. 2020
Odchylenie		-5	72	24	15	-13	-45	27	
EBITDA I kw. 2019	143	-35	211	-8	86	139			
EBITDA I kw. 2020		32	235	7	99	94			218

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

- **Wyższy wynik na energii elektrycznej**, wynikający głównie z uzyskania wyższej marży jednostkowej na sprzedaży energii elektrycznej w skutek spadku cen na rynku hurtowym (w szczególności na rynku spot), po których częściowo odbywało się bilansowanie zapotrzebowania na energię elektryczną wynikające ze sprzedaży do odbiorców finalnych oraz przeniesienia sprzedaży do wysokomarżowych grup produktowych.
- **Wzrost przychodów z usług świadczonych wewnątrz GK PGE**, wynikający głównie ze zwiększenia przychodów z tytułu umowy o Zarządzanie Handlowe Zdolnościami Wytwórczymi, co jest konsekwencją wyższej wartości obrotu energią elektryczną objętej zarządzaniem.
- **Wyższy wynik na sprzedaży paliw** głównie w efekcie wyższej wyceny wartości zapasu węgla r/r.
- **Wzrost kosztów osobowych** w związku z prowadzonym procesem zmiany wynagrodzeń.
- **Negatywny wpływ salda rezerw na umowy rodzące obciążenia** w spółkach sprzedaży detalicznej wynikający z odmiennych założeń przyjętych do wyliczenia poziomu rezerw w analogicznym okresie roku ubiegłego. Na koniec I kwartału 2019 roku wynik na rezerwach był rezultatem zmian legislacyjnych, wprowadzających obowiązek utrzymania cen dla odbiorców z 30 czerwca 2018 roku. Natomiast w I kwartale 2020 roku rezerwa na umowy rodzące obciążenia dotyczy głównie braku pokrycia części uzasadnionych kosztów prowadzenia działalności w zatwierdzonej przez Prezesa URE taryfie dla gospodarstw domowych.

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

ZAWARCIE UMOWY NA BUDOWĘ BLOKÓW ENERGETYCZNYCH W ELEKTROWNI DOLNA ODRA

30 stycznia 2020 roku PGE GiEK, 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 Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra (blok 9 oraz blok 10). Technologia ww. bloków będzie w układzie CCGT (układ gazowo-parowy z turbiną gazową).

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 mln 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 mln PLN netto. Łączna wartość wszystkich zawartych umów wynosi 4 731 mln PLN netto (5 819 mln PLN brutto).

Raport bieżący PGE S.A. w tej sprawie:

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

WPŁYW PANDEMII COVID-19 NA DZIAŁALNOŚĆ GRUPY PGE

GK PGE na bieżąco identyfikuje czynniki ryzyka, które będą potencjalnie wpływać na wyniki Grupy w związku z pandemią COVID-19. Sytuacja związana z pandemią uległa eskalacji w Polsce w połowie marca 2020 roku, dlatego wpływ na wynik finansowy Grupy PGE na 31 marca 2020 roku jest jeszcze ograniczony. Efekt pandemii może być widoczny w kolejnych okresach.

Wybuch pandemii pociągnął za sobą oczekiwanie spowolnienia gospodarczego w 2020 roku w gospodarce światowej i w Polsce. Uwidacznia się ono między innymi w korekcie prognoz rynkowych PKB, produkcji przemysłowej i inwestycji.

W związku z obniżonym poziomem aktywności gospodarczej Grupa PGE identyfikuje ryzyko dalszego obniżenia krajowego zużycia energii elektrycznej. Szacunki PGE wskazują, że zużycie energii elektrycznej w kwietniu 2020 roku było o ok. 10% niższe niż rok temu. Będzie to miało wpływ na spadek przychodów i marży z tytułu wytwarzania, dystrybucji i sprzedaży energii w segmentach Dystrybucja i Obrót, jak również w segmencie Energetyka Konwencjonalna oraz Ciepłownictwo. Stopniowe odmrażanie gospodarki powinno poprawić tę sytuację, natomiast długotrwałe utrzymywanie stanu zamrożenia działalności gospodarczej przez kolejne miesiące będzie wpływać na płynność Grupy PGE w związku z przewidywanym wzrostem zatorów płatniczych, szczególnie na należnościach od przedsiębiorstw z sektora małych i średnich przedsiębiorstw. Możliwe skutki oraz ich skala na chwilę publikacji niniejszego sprawozdania są jednak trudne do oszacowania. Istotny będzie czas trwania epidemii, jej ewentualne nasilenie i zasięg, a także jej wpływ na wzrost gospodarczy w Polsce. Ważne również będą działania mające na celu wprowadzenie mechanizmów łagodzących negatywny wpływ pandemii na polską gospodarkę.

Spadek zapotrzebowania na energię elektryczną wpływa na wykorzystanie jednostek wytwórczych. Część jednostek wytwórczych Grupy PGE jest w tzw. „rezerwie wirującej” i zabezpiecza ewentualne braki dostaw ze źródeł odnawialnych, importu czy wynikające z awarii innych elektrowni systemowych w Polsce. Większość produkcji została zakontraktowana w okresach poprzednich, dlatego w krótkim terminie negatywny wpływ niższych wolumenów na segment Energetyka Konwencjonalna powinien być w dużym stopniu ograniczony. Negatywny wpływ może być związany z potencjalnymi redukcjami ze strony OSP, skutkującymi niższą produkcją realizowaną z węgla brunatnego, która charakteryzuje się relatywnie stałą strukturą kosztów. Grupa PGE spodziewa się natomiast wpływu na wolumeny i ceny kontraktacji dla kolejnych okresów, przy czym na obecnym etapie nie jest możliwe oszacowanie tego wpływu.

Grupa PGE posiada zakłady strategiczne z punktu widzenia utrzymania niezakłóconej produkcji i dostaw energii elektrycznej oraz ciepła w Polsce. Pandemia COVID-19 wpłynęła na zmianę organizacji pracy, szczególnie dotyczy to jednostek wytwórczych Grupy PGE. W wielu przypadkach wiąże się to z dodatkowymi kosztami, jak np. zakup materiałów ochronnych dla pracowników. Od początku pandemii Grupa wprowadziła takie zasady pracy, których celem jest maksymalne ograniczenie ryzyka zachorowań pracowników. Jako jeden z największych pracodawców w Polsce, zatrudniający 42 tys. pracowników, Grupa PGE podejmuje szereg działań, mających na celu ochronę zdrowia i życia pracowników, w tym wdrożenie pracy zdalnej, budowanie świadomości dotyczącej w szczególności podstawowych zasad ochrony przed koronawirusem, profilaktyki, kwarantanny oraz związanych z organizacją Grupy i organizacją pracy mającymi na celu zapewnienie ciągłości działania. PGE powołała Zespół Kryzysowy, który

zbiera informacje ze wszystkich spółek w Grupie, monitoruje na bieżąco sytuację w poszczególnych spółkach i podejmuje stosowne działania.

Oddziały produkcyjne mają także opracowane i weryfikowane na bieżąco plany funkcjonowania przy ponadstandardowej absencji, a jako zakłady strategiczne z punktu widzenia utrzymania niezakłóconej produkcji i dostaw energii elektrycznej i ciepła, są w stałym kontakcie z lokalnymi służbami odpowiedzialnymi za monitorowanie sytuacji w kraju i wszystkich lokalizacjach jednostek należących do Grupy PGE.

Wraz z rozwojem pandemii zamknięte zostały Biura Obsługi Klienta kierując całą komunikację z klientami PGE do kanałów zdalnych. Grupa zaprzestała także kierowania inkasentów do wizyt domowych. Od 18 maja 2020 roku w związku z kolejnym etapem odmrażania polskiej gospodarki, Grupa PGE stopniowo wraca do stacjonarnej obsługi klientów z zachowaniem szczególnych zasad bezpieczeństwa. Operacyjnie, dzięki wprowadzeniu odpowiednich działań zaradczych na wczesnym etapie pandemii, GK PGE nieprzerwanie produkuje energię elektryczną i ciepło oraz realizuje ich stabilną dostawę.

Grupa Kapitałowa PGE monitoruje wpływ pandemii COVID-19 na swoją kondycję finansową i przygotowuje się do różnych scenariuszy. Pandemia przyspieszyła wprowadzenie działań związanych z przygotowaniem całej organizacji do zmian, aby sprostać wyzwaniom stawianym spółkom energetycznym związanym z dekarbonizacją. Będzie to wymagać określonych nakładów finansowych. Analizie zostały poddane wszystkie potencjalne scenariusze oszczędności zarówno w wydatkach inwestycyjnych, jak i w kosztach operacyjnych po to, by skupić się na najważniejszych projektach rozwojowych związanych z działalnością podstawową Grupy PGE. Poniżej opisany został program optymalizacyjny.

WPROWADZENIE PROGRAMU OPTIMALIZACYJNEGO

Pod koniec kwietnia 2020 roku Zarząd PGE ogłosił decyzję o zamykaniu projektów o niezadowalającej stopie zwrotu, w szczególności niezwiązanych bezpośrednio z podstawową działalnością Grupy, a wszystkie spółki z Grupy PGE zostały zobowiązane do działań optymalizacyjnych i racjonalizacyjnych.

Zamknięciu lub ograniczeniu zakresu zadań, projektów i programów zaplanowanych na lata 2020-2024 uległy projekty z obszarów R&D, ICT i inwestycji na łączną kwotę ponad miliarda złotych. Są to m.in. projekty oparte o sztuczną inteligencję, niektóre projekty węglowe oraz niskomarżowe projekty kogeneracyjne. Weryfikacji uległy również budżety sponsoringowe. Analizy umów wykazały, że w związku z pandemią COVID-19 nie jest możliwe realizowanie świadczeń przez dotychczasowych partnerów Grupy PGE. W związku z tym Zarząd PGE podjął decyzję o zmniejszeniu o ok. 50% wydatków na sponsoring.

ZMIANY W SKŁADZIE ZARZĄDU I RADY NADZORCZEJ

Skład osobowy Zarządu

Od 1 stycznia do 19 lutego 2020 roku Zarząd Spółki X kadencji funkcjonował w następującym składzie:

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

19 lutego 2020 roku, w związku z upływem X kadencji, Rada Nadzorcza odwołała ww. członków Zarządu i podjęła uchwały powołujące Zarząd XI kadencji.

Na 31 marca 2020 roku jak i na dzień publikacji niniejszego sprawozdania Zarząd Spółki funkcjonował w następującym 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 Wasilek	Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych od 20 lutego 2020 roku

Skład osobowy Rady Nadzorczej

Na 31 marca 2020 roku jak i na dzień publikacji niniejszego sprawozdania Rada Nadzorcza funkcjonowała w następującym składzie:

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

Na 31 marca 2020 roku jak i na dzień publikacji niniejszego sprawozdania 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		Członek Przewodniczący	Członek	
Anna Kowalik	Członek		Członek	Członek
Grzegorz Kuczyński	Członek Przewodniczący	Członek		
Mieczysław Sawaryn			Członek	Członek Przewodniczący
Jerzy Sawicki		Członek	Członek	Członek
Artur Składanek	Członek		Członek Przewodniczący	
Radosław Winiarski	Członek		Członek	

DZIAŁANIA ZWIĄZANE Z ENERGETYKĄ JĄDROWĄ

Partnerstwo biznesowe oraz perspektywy realizacji projektu i możliwości finansowania

PGE EJ1 jest spółką Grupy Kapitałowej PGE, która 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. odkupiły od PGE po 10% (łącznie 30%) udziałów w spółce PGE EJ1.

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.

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 I kwartale 2020 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.

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.

KWESTIE PRAWNE

Kwestia odszkodowania dotyczącego konwersji akcji

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

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

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

Wypowiedzenie umów sprzedaży praw majątkowych przez Enea S.A.

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

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

W ramach Grupy na 31 marca 2020 roku PGE S.A. oraz jednostki zależne nie udzieliły poręczeń kredytów ani gwarancji innemu podmiotowi lub jednostce zależnej, gdzie wartość poręczeń lub gwarancji stanowi równowartość co najmniej 10 % kapitałów własnych Spółki.

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

Informacje dotyczące emisji, wykupu i spłaty nieudziałowych i kapitałowych papierów wartościowych zostały opisane w pkt. 4.1 niniejszego sprawozdania oraz w nocie 1.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

TRANSAKCJE Z PODMIOTAMI POWIĄZANYMI

Informacje dotyczące transakcji z podmiotami powiązаныmi zostały zamieszczone w nocie 23.2 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

4. Pozostałe elementy Sprawozdania

4.1. Istotne zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej

W okresie od 1 stycznia 2020 roku do dnia publikacji niniejszego sprawozdania w organizacji Grupy Kapitałowej PGE nastąpiły zmiany wymienione w nocie 1.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz opisane poniżej.

PODWYŻSZENIE KAPITAŁÓW ZAKŁADOWYCH SPÓŁEK ZALEŻNYCH

Segment działalności	Podmiot	Data rejestracji w KRS	Komentarz
Obrót	PGE Centrum sp. z o.o.	26 lutego 2020 roku	9 stycznia 2020 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 39 120 000 PLN do kwoty 47 920 000 PLN, tj. o kwotę 8 800 000 PLN. Podwyższenie kapitału zostało objęte i opłacone przez PGE S.A. wkładem pieniężnym. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.
Pozostała działalność	PGE Ventures sp. z o.o.	27 lutego 2020 roku	22 stycznia 2020 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 67 900 000 PLN do kwoty 77 000 000 PLN, tj. o kwotę 9 100 000 PLN. Podwyższenie kapitału zostało objęte i opłacone przez PGE S.A. wkładem pieniężnym. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.

PODZIAŁ SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka dzielona/spółka przejmująca	Data transakcji/rejestracji w KRS	Komentarz
Ciepłownictwo	PGE Energia Ciepła S.A.) - spółka dzielona PGE GiEK S.A. - spółka przejmująca	10 października 2019 roku 2 stycznia 2020 roku podział spółek został zarejestrowany w KRS	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 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 odbyło się poprzez obniżenie kapitału zapasowego spółki dzielonej oraz podwyższenie kapitału zakładowego spółki przejmującej z kwoty 6 530 018 520 PLN do kwoty 6 583 137 600 PLN, tj. o kwotę 53 119 080 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 objęła wszystkie nowe akcje w podwyższonym kapitale zakładowym spółki przejmującej.

4.2. Publikacja prognoz wyników finansowych

PGE S.A. nie publikowała prognoz wyników finansowych.

4.3. Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych

AKCJONARIUSZE SPÓŁKI POSIADAJĄCY ZNACZNE PAKIETY AKCJI

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

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

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

Akcje jednostki dominującej będące w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

Tabela: Akcje PGE S.A. posiadane i zarządzane bezpośrednio przez osoby zarządzające Spółką.

Akcjonariusz	Funkcja	Liczba akcji na dzień 31 marca 2020 roku	Wartość nominalna akcji na dzień 31 marca 2020 roku
		(szt.)	(PLN)
Zarząd PGE S.A.		300	3 075
Paweł Strączyński	Wiceprezes Zarządu	300	3 075

5. Oświadczenie Zarządu w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego

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

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

6. Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu

Niniejsze Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna zostało zatwierdzone do udostępnienia przez Zarząd jednostki dominującej dnia 26 maja 2020 roku.

Warszawa, 26 maja 2020 roku

Podpisy członków Zarządu PGE Polskiej Grupy Energetycznej 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 ciepłe	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 wyłączenia 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 rozdziału, przesyłania i wytwarzania energii elektrycznej, połączonych w system umożliwiającą dostawę 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 kV = 10 ³ V
kWh	kilowatogodzina, jednostka energii elektrycznej w układzie SI, określająca ilość energii, jaką urządzenie o mocy 1 kW zużywa w ciągu godziny, 1 kWh = 3.600.000 J = 3,6 MJ
MEW	Małe Elektrownie Wodne
MIE	Minimalna Ilość Energii
Moc osiągalna	największa moc trwała jednostki wytwórczej lub wytwórcy, utrzymywana przez wytwórcę ciepłego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 15 godzin oraz przez wytwórcę wodnego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 5 godzin, przy znamionowych warunkach pracy, potwierdzona testami
Moc zainstalowana	formalna wartość mocy czynnej, zapisana w dokumentacji projektowej instalacji wytwórczej jako maksymalna możliwa do uzyskania, potwierdzona protokołami odbioru tej instalacji (wartość historyczna – niezmienna w czasie)
MSR	rezerwa stabilizacyjna rynku (dotyczy CO ₂)
MW	jednostka mocy w układzie SI, 1 MW = 10 ⁶ 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 postoju, stanowiące nadwyżkę mocy dostępną dla PSE S.A. ponad zapotrzebowanie na energię elektryczną pokryte w ramach Umów Sprzedaży Energii (USE) oraz na Rynku Bilansującym (RB) w ramach generacji swobodnej
Operator Systemu Dystrybucyjnego (OSD)	przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym gazowym albo systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi
Operator Systemu Przesyłowego (OSP)	przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym gazowym albo systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi. Na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej na okres od dnia 2 lipca 2014 do dnia 31 grudnia 2030 roku na Operatora Systemu Przesyłowego w zakresie przesyłu energii elektrycznej wyznaczona została spółka PSE S.A.
Opłata kogeneracyjna	element rachunku za energię elektryczną pobierany w celu sfinansowania nowego mechanizmu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji (system aukcyjny od 2019 roku).
Opłata OZE	opłata OZE służy zapewnieniu dostępności energii ze źródeł odnawialnych w krajowym systemie elektroenergetycznym. Opłatę OZE przeznacza się wyłącznie na pokrycie ujemnego salda z tyt. rozliczeń energii ze źródeł odnawialnych pomiędzy wytwórcami tej energii i sprzedawcami energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii oraz kosztów działalności Zarządcy Rozliczeń S.A. (dysponenta opłat OZE).
Opłata przejściowa	element opłaty dystrybucyjnej pobierany w celu zrekompensowania zakładom energetycznym strat wynikających z przedterminowego rozwiązania Kontraktów Długoterminowych (KDT).
OTF	Organized Trading Facilities
Pasmo	podstawa, baza (base, baseload), standardowy produkt na rynku energii elektrycznej, dostawa o stałej mocy w każdej godzinie doby danego okresu, np. tygodnia, miesiąca, kwartału lub roku
PJ	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
PSCMI-1	Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego 1 - uśredniony poziom cen miał w energetycznych sprzedawanych do energetyki zawodowej i przemysłowej w Polsce
Purchasing Managers Index (PMI)	złożony wskaźnik opracowywany przez Markit Economics w celu zobrazowania kondycji sektora przemysłowego; wartość wskaźnika powyżej 50 pkt. oznacza poprawę sytuacji w sektorze
PV	fotowoltaiczny
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 zatwierdzaniem taryf dla energii, wyznaczaniem operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych.

Rynek bilansujący (RB)	techniczna platforma równoważenia popytu i podaży na rynku energii elektrycznej. Rozliczane są na nim różnice między ilościami energii planowanymi (zgłoszonymi grafikami dostaw), a rzeczywiście dostarczonymi/odebranymi. Celem działania rynku bilansującego jest bilansowanie różnic pomiędzy transakcjami zawartymi między poszczególnymi uczestnikami rynku, a rzeczywistym zapotrzebowaniem na energię elektryczną. Uczestnikami rynku bilansującego mogą być: wytwórcy, odbiorcy energii, rozumiani jako podmioty przyłączone do sieci objętej obszarem rynku bilansującego (w tym odbiorcy końcowi oraz odbiorcy sieciowi), spółki obrotu, giełdy energii oraz PSE S.A., jako przedsiębiorstwo bilansujące.
Rynek SPOT	rynek, na którym transakcje są realizowane najpóźniej w drugim dniu roboczym od momentu ich zlecenia. Transakcje dokonywane na rynku kasowym są opłacane w momencie ich zawarcia – transferowi podlega w tym przypadku kapitał.
R&D	Research and Development (Badania i Rozwój)
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-up'ów są: krótka historia działalności (do 10 lat), innowacyjność, możliwość rozbudowy przedsięwzięcia, wyższe niż w przypadku „tradycyjnych” przedsięwzięć ryzyko, ale również potencjalnie wyższy zwrot z inwestycji.
Szczyt	szczyt (peak, peakload), standardowy produkt na rynku energii elektrycznej, dostawa o stałej mocy realizowana od poniedziałku do piątku w każdej godzinie pomiędzy 07:00-22:00 (15 godzin standard dla rynku polskiego) lub 08:00-20:00 (12 godzin standard dla rynku niemieckiego) danego okresu, np. tygodnia, miesiąca, kwartału lub roku
Świadectwo pochodzenia z energii odnawialnej	dokument potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w OZE, wydawany przez Prezesa URE, tzw. zielony certyfikat
Świadectwo pochodzenia z kogeneracji	dokument potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, wydawany przez Prezesa URE, tzw. czerwone certyfikaty (dla energii wytworzonej w kogeneracji z ciepłem) i żółte certyfikaty (dla energii wytworzonej w kogeneracji z gazem)
Taryfa	zbiór cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania, opracowany przez przedsiębiorstwo energetyczne i wprowadzany jako obowiązujący dla określonych w nim odbiorców w trybie określonym ustawą
Technologie ICT	pojęcie obejmujące techniki przetwarzania, gromadzenia lub przesyłania informacji w formie elektronicznej
TGE	Towarowa Giełda Energii S.A., giełda towarowa na której przedmiotem obrotu może być energia elektryczna, paliwa ciekłe lub gazowe, gaz wydobywczy, wielkość emisji zanieczyszczeń oraz prawa majątkowe, których cena zależy bezpośrednio lub pośrednio od energii elektrycznej, paliw ciekłych lub gazowych i wielkości emisji zanieczyszczeń, dopuszczone do obrotu na giełdzie

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