

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

zakończony 31 marca 2018 roku

Spis treści

1. Działalność Grupy Kapitałowej	5
1.1. Opis Organizacji	6
2. Strategia Grupy Kapitałowej PGE i jej realizacja	8
2.1. Strategia Grupy Kapitałowej PGE	8
2.2. Realizacja kluczowych projektów w ramach celów strategicznych	9
3. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe	16
3.1. Otoczenie makroekonomiczne	16
3.2. Otoczenie regulacyjne	18
3.3. Rynki zaopatrzenia	27
4. Wyniki osiągnięte w Grupie Kapitałowej PGE	29
4.1. Kluczowe wyniki finansowe GK PGE	29
4.2. Kluczowe wyniki operacyjne GK PGE	33
4.3. Kluczowe wyniki finansowe w segmentach działalności	36
4.4. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego oraz zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym	47
4.5. Transakcje z podmiotami powiązanymi	52
4.6. Publikacja prognoz wyników finansowych	52
4.7. Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych	52
5. Oświadczenia Zarządu	53
6. Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu	53
Słowniczek	54



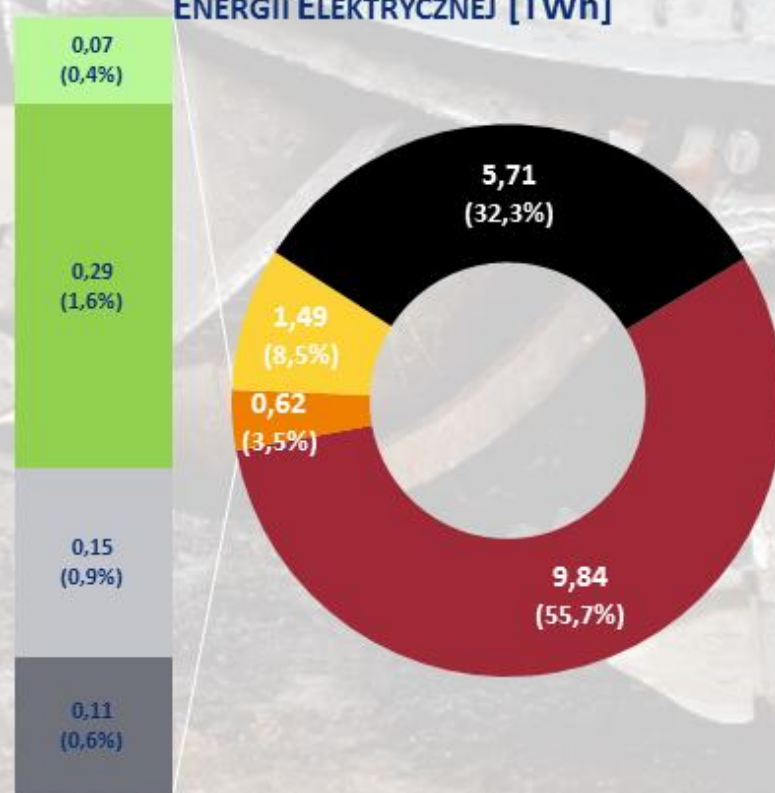
EBITDA
[MLD PLN] I KWARTAŁ



PRODUKCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ NETTO
[TWh] I KWARTAŁ



STRUKTURA PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ
[TWh]



	ENERGETYKA KONWENCJONALNA	ENERGETYKA ODNAWIALNA	OBRÓT	DYSTRYBUCJA
Działalność	Wydobycie węgla brunatnego i wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w źródłach konwencjonalnych, przesyłanie i dystrybucja ciepła oraz działalność pomocnicza w powyższym zakresie	Wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych oraz w elektrowniach szczytowo-pompowych	Obrót hurtowy i detaliczny energią elektryczną na rynku krajowym i zagranicznym oraz produktami powiązаныmi, paliwami i uprawnieniami do emisji CO ₂	Świadczenie usług dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych za pomocą sieci i urządzeń elektroenergetycznych wysokich, średnich i niskich napięć
Kluczowe aktywa segmentu	4 elektrownie konwencjonalne 8 elektrociepłowni 2 kopalnie węgla brunatnego Nabyte aktywa: 1 elektrownia konwencjonalna 8 elektrociepłowni	14 farm wiatrowych 1 elektrownia fotowoltaiczna 29 elektrowni wodnych przepływowych 4 elektrownie szczytowo-pompowe, w tym 2 z dopływem naturalnym	-	288 312 km linii dystrybucyjnych
Wolumeny energii	Produkcja energii elektrycznej netto 17,11 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 0,55 TWh	Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców finalnych 10,00 TWh	Dystrybuowana energia elektryczna 9,19 TWh
Pozycja rynkowa	GK PGE jest liderem w dziedzinie wydobycia węgla brunatnego w Polsce (81%*), 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%* (razem z biomasą)	Jeden z liderów w handlu hurtowym i detalicznym w Polsce	Drugi pod względem ilości klientów dystrybutor energii elektrycznej w kraju
Przychody [mln PLN]	4 644	212	3 650	1 516
EBITDA [mln PLN]	1 288	114	189	638
Udział w EBITDA Grupy	58%	5%	9%	29%
CAPEX [mln PLN]	596	15	2	226
Aktywa [mln PLN]	44 591	3 287	4 240	17 897

* Wg danych na koniec 2017 roku

1. Działalność Grupy Kapitałowej

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

Podmiotem dominującym GK PGE jest PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. (także jako „PGE S.A.”, „PGE”, „Spółka”, „Emitent”).

Działalność Grupy Kapitałowej PGE jest obecnie zorganizowana w pięciu segmentach:

- Energetyka Konwencjonalna

Przedmiotem działalności segmentu jest wydobywanie węgla brunatnego, wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w źródłach konwencjonalnych oraz przesyłanie i dystrybucja ciepła. W segmencie Energetyka Konwencjonalna została ujęta działalność PGE Energia Ciepła S.A., która obejmuje również obrót energią elektryczną.

- Energetyka Odnawialna

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

- Obrót

Przedmiotem działalności segmentu jest obrót energią elektryczną na terenie całego kraju, hurtowy obrót energią elektryczną na rynku krajowym i zagranicznym, świadczenie usług na rzecz spółek z Grupy PGE związanych z zarządzaniem handlowym zdolnościami wytwórczymi Grupy Kapitałowej i wytworzoną energią elektryczną oraz obrót pozwoleniami do emisji CO₂, prawami majątkowymi i paliwami.

- 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, świadczenie usług informatycznych, księgowo-kadrowych i transportowych. To także działalność spółek zależnych powołanych do przygotowania i realizacji projektu budowy elektrowni jądrowej oraz inwestycje w start-upy.

1.1. Opis Organizacji

W okresie od 1 stycznia 2018 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

Podmiot	Data rejestracji w KRS	(1) (2) (3)	Kapitał przed Zwiększenie Kapitał po	Komentarz
Towarzystwo Funduszy Inwestycyjnych Energia S.A. (poprzednia nazwa: PGE Towarzystwo Funduszy Inwestycyjnych S.A.)	3 kwietnia 2018	(1) (2) (3)	6 250 000 PLN 18 000 000 PLN 24 250 000 PLN	28 listopada 2017 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki. Podwyższenie zostało objęte i opłacone przez PGE S.A. wkładem pieniężnym. PGE S.A. posiada 100% akcji w kapitale zakładowym.
PGE Inwest 5 sp. z o.o., PGE Inwest 8 sp. z o.o., PGE Inwest 9 sp. z o.o., PGE Inwest 10 sp. z o.o., PGE Inwest 11 sp. z o.o., PGE Inwest 12 sp. z o.o. i PGE Inwest 14 sp. z o.o.	Brak rejestracji w KRS	(1) (2) (3)	20 000 PLN 30 000 PLN 50 000 PLN	5 kwietnia 2018 roku Nadzwyczajne Zgromadzenia Wspólników spółek podjęły uchwały w sprawie podwyższenia kapitałów zakładowych spółek każdorazowo o kwotę 30 000 PLN. Podwyższenia zostały objęte i opłacone przez PGE S.A. wkładami pieniężnymi. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitałach zakładowych spółek.
PGE Inwest 17 sp. z o.o., PGE Inwest 18 sp. z o.o. i PGE Inwest 19 sp. z o.o.	Brak rejestracji w KRS	(1) (2) (3)	10 000 PLN 30 000 PLN 40 000 PLN	5 kwietnia 2018 roku Nadzwyczajne Zgromadzenia Wspólników spółek podjęły uchwały w sprawie podwyższenia kapitałów zakładowych spółek każdorazowo o kwotę 30 000 PLN. Podwyższenia zostały objęte i opłacone przez PGE S.A. wkładami pieniężnymi. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitałach zakładowych spółek.

Nabywanie lub zbywanie akcji/udziałów przez spółki

Akcje/udziały Podmiotu	Data transakcji/ rejestracji w KRS	Liczba nabytych akcji/ udziałów	Komentarz
ElectroMobility Poland S.A. („ElectroMobility”) – objęcie przez PGE S.A. podwyższonej wartości posiadanych akcji w kapitale zakładowym ElectroMobility	3 stycznia 2018 23 kwietnia 2018 podwyższenie kapitału zakładowego ElectroMobility zostało zarejestrowane w KRS	2 500 akcji	3 stycznia 2018 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie ElectroMobility podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego o kwotę 20 000 000 PLN do kwoty 30 000 000 PLN, poprzez podwyższenie wartości nominalnej dotychczasowych akcji. PGE S.A. objęła w zamian za wkład pieniężny podwyższoną wartość nominalną 2 500 akcji, których łączna wartość nominalna zwiększyła się z kwoty 2 500 000 PLN do kwoty 7 500 000 PLN. W wyniku podwyższenia kapitału udział PGE S.A. w kapitale zakładowym ElectroMobility nie uległ zmianie (udział ten wynosi 25%).
Polska Grupa Górnicza S.A. („PGG”) – objęcie przez PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. („PGE GiEK S.A.”, „PGE GiEK”) akcji w podwyższonym kapitale zakładowym PGG	31 stycznia 2018 6 kwietnia 2018 roku podwyższenie kapitału zakładowego PGG zostało zarejestrowane w KRS	300 000 akcji	31 stycznia 2018 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników PGG podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego o kwotę 300 000 000 PLN do kwoty 3 916 718 200 PLN, poprzez emisję nowych akcji imiennych. PGE GiEK S.A. objęła 300 000 akcji o wartości nominalnej 30 000 000 PLN, stanowiących 0,8% udziału w podwyższonym kapitale zakładowym PGG. Aktualnie PGE GiEK S.A. posiada łącznie 6 000 000 akcji o wartości nominalnej 600 000 000 PLN stanowiących 15,32% udziału w kapitale zakładowym PGG.
PGE Energia Ciepła S.A. - nabycie akcji przez PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. (procedura przymusowego odkupu)	7 marca 2018	3 285 akcji	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. nabyła 3 285 akcji spółki PGE Energia Ciepła S.A., w procedurze przymusowego odkupu, zgodnie z art. 418 Kodeksu spółek handlowych. Aktualnie PGE S.A. posiada łącznie 70 436 319 akcji o wartości nominalnej 704 363 190 PLN, stanowiących 99,52% udziału w kapitale zakładowym spółki.

Akcje/udziały Podmiotu	Data transakcji/ rejestracji w KRS	Liczba nabytych akcji/ udziałów	Komentarz
Zespół Elektrociepłowni Wroclawskich Kogeneracja S.A. („Kogeneracja S.A.”) - nabycie akcji przez PGE Energia Ciepła S.A. (w wyniku „wezwania”)	14 marca 2018	1 202 172 akcje	PGE Energia Ciepła S.A. nabyła 1 202 172 akcje spółki Zespół Elektrociepłowni Wroclawskich Kogeneracja S.A. (nabycie nastąpiło w wyniku wezwania w związku z przekroczeniem 33% ogólnej liczby głosów, zgodnie z art. 73 ustawy z 29 lipca 2005 roku o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych). Aktualnie PGE Energia Ciepła S.A. posiada bezpośrednio 3 845 041 akcji spółki o wartości nominalnej 19 225 205 PLN, stanowiących 25,81% udziału w kapitale zakładowym Kogeneracja S.A. Ponadto PGE Energia Ciepła S.A., za pośrednictwem jednoosobowej spółki zależnej pod nazwą Investment III B.V., posiada pośrednio 4 807 132 akcji o wartości nominalnej 24 035 660 PLN, stanowiących 32,26% udziału w kapitale zakładowym Kogeneracja S.A.

Łączenie spółek

Spółka przejmująca/spółka przejmowana	Data transakcji/ rejestracji w KRS	Komentarz
ELTUR - SERWIS sp. z o.o. - spółka przejmująca TOP SERWIS sp. z o.o. - spółka przejmowana	26 lutego 2018 12 kwietnia 2018 roku połączenie spółek zostało zarejestrowane w KRS	26 lutego 2018 roku Nadzwyczajne Zgromadzenia Wspólników ELTUR - SERWIS sp. z o.o. (spółka przejmująca) i TOP SERWIS sp. z o.o. (spółka przejmowana) podjęły uchwały o połączeniu spółek w trybie art. 492 § 1 pkt 1 Kodeksu spółek handlowych (łączenie przez przejęcie), poprzez przeniesienie całego majątku spółki przejmowanej na spółkę przejmującą w zamian za udziały, które spółka przejmująca przyznała PGE S.A. jako jednemu wspólnikowi spółki przejmowanej. Kapitał zakładowy spółki przejmującej został podwyższony o kwotę 50 000 PLN, tj. z kwoty 34 824 500 PLN do kwoty 34 874 500 PLN.
PGE Energia Odnawialna S.A. - spółka przejmująca PGE Energia Natury PEW sp. z o.o. - spółka przejmowana	27 i 29 marca 2018 2 maja 2018 roku połączenie spółek zostało zarejestrowane w KRS	Nadzwyczajne Zgromadzenia Wspólników spółek PGE Energia Odnawialna S.A. (spółka przejmująca) oraz PGE Energia Natury PEW sp. z o.o. (spółka przejmowana) odpowiednio 29 marca 2018 roku i 27 marca 2018 roku podjęły uchwały o połączeniu spółek w trybie art. 492 § 1 pkt 1 Kodeksu spółek handlowych (łączenie przez przejęcie), poprzez przeniesienie na spółkę przejmującą całego majątku spółki przejmowanej bez wydawania nowych akcji spółki przejmującej w zamian za udziały spółki przejmowanej, zgodnie z art. 516 Kodeksu spółek handlowych oraz rozwiązanie spółki przejmowanej bez przeprowadzania jej likwidacji. PGE Energia Odnawialna S.A. była jedynym wspólnikiem PGE Energia Natury PEW sp. z o.o.

Dopłaty do udziałów spółek

Podmiot	Data transakcji	Komentarz
PGE KLASZTER sp. z o.o.	29-30 marca 2018	29 marca 2018 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PGE KLASZTER sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie zobowiązania jedynego wspólnika spółki, tj. spółkę PGE Energia Odnawialna S.A. z siedzibą w Warszawie, do wniesienia dopłat do udziałów, w rozumieniu art. 177 Kodeksu spółek handlowych, w łącznej wysokości 2 000 000 PLN, tj. w wysokości po 2 000 PLN do każdego przysługującego PGE Energia Odnawialna S.A. udziału spółki PGE KLASZTER sp. z o.o., w terminie do 30 marca 2018 roku. Zgodnie z powyższą uchwałą, dopłaty do udziałów zostały wniesione 30 marca 2018 roku.

2. Strategia Grupy Kapitałowej PGE i jej realizacja

2.1. Strategia Grupy Kapitałowej PGE

Strategia Grupy Kapitałowej PGE w perspektywie do 2020 roku została zatwierdzona przez Radę Nadzorczą PGE S.A. 6 września 2016 roku. Strategia dąży do dostosowania działań Grupy do zmieniającego się otoczenia, adresuje ryzyka i szanse związane m.in. ze zmiennością cen paliw, kierunkami polityki klimatycznej, ewolucją modelu rynku oraz rozwojem nowych technologii.

Misja, wizja i cele nadrzędne

Misją Grupy PGE jest zapewnianie bezpieczeństwa i rozwoju poprzez niezawodność dostaw, doskonałość techniczną, nowoczesne usługi i partnerskie relacje. Budowanie wartości dla akcjonariuszy i kluczowa rola w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego kraju to z kolei nadrzędne cele, które Grupa PGE stale realizuje.

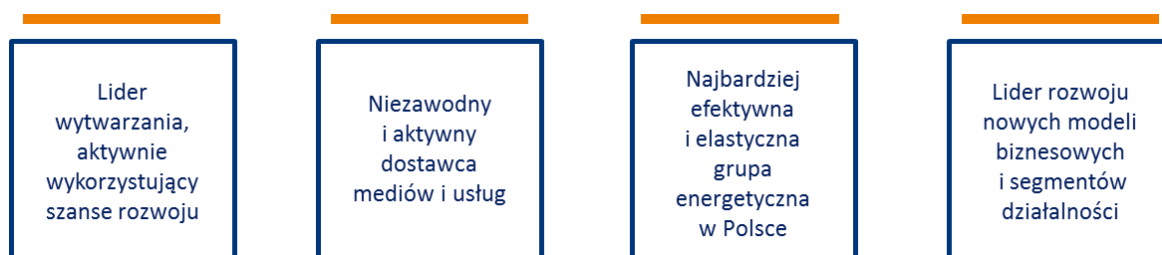
Rysunek: Redefinicja misji GK PGE.



Nowa misja GK PGE



Zapewniamy bezpieczeństwo i rozwój poprzez niezawodność dostaw, doskonałość techniczną, nowoczesne usługi i partnerskie relacje

Wizja Grupy PGE określa naszą docelową pozycję w czterech obszarach:



2.2. Realizacja kluczowych projektów w ramach celów strategicznych

	2016 – 2018	2018 +
<div style="border: 2px solid blue; padding: 5px; width: fit-content; margin: auto;"> Lider wytwarzania, aktywnie wykorzystujący szanse rozwoju </div>	<ul style="list-style-type: none"> ■ Kontynuacja realizacji flagowych inwestycji w Opolu i Turowie. ■ Uruchomienie fazy przygotowania do realizacji nowego bloku w Elektrowni Dolna Odra w oparciu o paliwo gazowe. ■ Zamknięcie transakcji zakupu aktywów EDF Polska: umocnienie pozycji lidera na rynku elektroenergetycznym i objęcie pozycji największego dostawcy ciepła systemowego. ■ Przyjęcie Strategii Ciepłownictwa Grupy PGE. 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Utworzenie wyspecjalizowanej linii biznesowej integrującej działalność w obszarze ciepłowniczym. ■ Budowa 1 000 MWe nowych mocy kogeneracyjnych. ■ Wzrost udziału paliw niskoemisyjnych w segmencie ciepłowniczym do 50%. ■ Uruchomienie morskiej farmy wiatrowej o mocy 1 045 MWe, z potencjałem rozbudowy projektu o dodatkowe 1 500 MWe. ■ Zwiększenie zaangażowania w segment źródeł rozproszonych. ■ Optymalne dostosowanie elektrowni i elektrociepłowni do nowych norm emisji przemysłowych BAT. ■ Optymalizacja portfela wytwórczego pod kątem uczestnictwa w rynku mocy.
<div style="border: 2px solid blue; padding: 5px; width: fit-content; margin: auto;"> Niezawodny i aktywny dostawca mediów i usług </div>	<ul style="list-style-type: none"> ■ Uproszczenie i skrócenie procesu przyłączenia do 7 miesięcy. ■ Uruchomienie Telefonicznego Centrum Zgłoszeniowego (TCZ), które obsługuje cały obszar PGE Dystrybucja w zakresie telefonu alarmowego 991. ■ Uruchomienie innowacyjnego systemu wykrywania i izolowania zwarć występujących na napowietrznych liniach SN. ■ Wdrożenie inteligentnego systemu pomiarowego w Oddziale Białystok i Oddziale Łódź. ■ Dostosowanie sieci dystrybucyjnej do obsługi nowych źródeł – 8 251 przyłączonych mikroinstalacji tylko w 2017 roku. ■ Bardzo wysoki poziom wskaźników satysfakcji klienta i oceny wiarygodności. ■ Utrzymanie niskiego wskaźnika migracji klientów w segmencie masowym. ■ Poszerzona oferta produktowa w sprzedaży detalicznej. ■ Uruchomienie nowych kanałów sprzedaży i obsługi klienta (mobilne elektroniczne Biuro Obsługi Klienta, chatbot). 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Zwiększenie do 2/3 udziału zarządzanych sieci ciepłowniczych w lokalizacjach PGE Energia Ciepła S.A. ■ Zwiększanie potencjału Grupy w oparciu o fuzje i przejęcia w zakresie ciepła sieciowego. ■ Dalszy wzrost niezawodności dostaw oraz obniżenie wskaźników SAIDI i SAIFI do 2020 roku względem roku 2015 o 56%. ■ Opracowanie zintegrowanego i zautomatyzowanego systemu zarządzania infrastrukturą sieci dystrybucyjnej nN współpracującą z rozproszonymi źródłami energii oraz zasobnikami zainstalowanymi w instalacjach prosumenckich. ■ Budowa systemu automatycznej rekonfiguracji sieci nN dla poprawy jakości świadczonej usługi dystrybucyjnej w stanach normalnych i awaryjnych pracy sieci. ■ Wypracowanie autonomicznych mechanizmów redukcji skutków awarii w sieciach SN.

	2016 – 2018	2018 +
	<ul style="list-style-type: none">Spadek kosztów kontrolowalnych GK PGE.Standaryzacja i optymalizacja funkcji wsparcia na poziomie całej Grupy PGE.Rozpoczęcie wdrażania systemu zintegrowanego zarządzania majątkiem produkcyjnym.Aktualizacja strategii zarządzania kapitałem ludzkim.	<ul style="list-style-type: none">Redukcja kosztów kontrolowalnych w wysokości 500 mln PLN w stosunku do 2016 roku.W segmencie ciepłowniczym redukcja wydatków remontowych o 10% (do 2023 roku w stosunku do 2017 roku).Dodatkowy roczny wynik EBITDA wynikający z realizacji Strategii Ciepłownictwa oszacowany na ok. 1 mld PLN do 2030 roku.Utrzymanie konkurencyjności wydobycia węgla brunatnego.Zwiększenie efektywności zagospodarowania ubocznych produktów spalania.
	<ul style="list-style-type: none">Uruchomienie specjalistycznego funduszu CVC PGE Ventures w celu prowadzenia kapitałowych inwestycji w perspektywiczne start-upy.Powstanie spółki PGE Nowa Energia sp. z o.o. („PGE Nowa Energia”), która zajmie się inkubacją i akceleracją projektów na najwcześniejszym etapie rozwoju.Zawarcie porozumienia o ustanowieniu dwóch Klastrow Energii.	<ul style="list-style-type: none">Przeznaczenie do 2020 roku 400 mln PLN na badania, rozwój i innowacje, z czego połowa to środki z zewnątrz.Rozwój działalności w zakresie efektywności energetycznej.Rozwój i komercjalizacja nowych technologii, celem wprowadzenia na rynek nowoczesnej i kompleksowej oferty dla klientów, obejmującej m.in. fotowoltaikę, elektromobilność, inteligentne rozwiązania dla domów (projekt Smart Energy), gaz ziemny i zarządzanie popytem.

Kluczowe projekty realizowane w I kwartale 2018 roku

Inwestycje
rozwojowe

Budowa nowych bloków w Elektrowni Opole

- **cel projektu:** budowa dwóch bloków energetycznych o mocy 900 MW każdy
- budżet: ok. 11 mld PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- dotychczas poniesione nakłady: ok. 8,4 mld PLN
- paliwo: węgiel kamienny
- sprawność netto: 45,5%
- wykonawca: konsorcjum firm: Rafako, Polimex-Mostostal i Mostostal Warszawa przy współpracy GE, jako zarządzającego realizacją projektu w imieniu konsorcjum
- przekazanie gotowych bloków do eksploatacji wg obowiązującej umowy z Generalnym Wykonawcą: blok 5 – 31 lipca 2018 roku, blok 6 – 31 marca 2019 roku, przy czym deklarowane przez Generalnego Wykonawcę zmienione terminy przekazania do eksploatacji to 31 maja 2019 roku dla bloku nr 5 oraz 30 września 2019 roku dla bloku nr 6. Zespół Projektowy dokonał analizy przedstawionego przez Generalnego Wykonawcę roboczego harmonogramu realizacji pod kątem poprawności metodycznej, realności przyjętych założeń, przyczyn opóźnień oraz planowanych metod dalszego zarządzania realizacją projektu. W opinii Zespołu Projektowego realizacja inwestycji w powyższym terminach jest możliwa pod warunkiem, że Generalny Wykonawca będzie działał z najwyższym zaangażowaniem, wprowadzając konieczne warunki gwarantujące terminową realizację prac (por. www.gkpgge.pl/Relacje-inwestorskie/Raporty-biezace/5-2018).
- status: w zakresie bloku nr 5 prowadzone są prace uruchomieniowe tzw. rozruch zimny, rozpoczęto przygotowanie do chemicznego czyszczenia kotła; w zakresie urządzeń głównych bloku nr 6 prowadzone są prace instalacyjne na kotle oraz montaż rurociągów nisko i średnioprężnych na maszynowni; kontynuowane są również prace montażowe w zakresie układów gospodarek pomocniczych w tym m.in. odsiarczania spalin oraz wyprowadzenia żużla; ogólne zaawansowanie prac w projekcie na koniec marca 2018 roku wynosiło ok. 91%

Budowa nowego bloku w Elektrowni Turów

- **cel projektu:** budowa bloku energetycznego o mocy 490 MW
- budżet: ok. 4 mld PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- dotychczas poniesione nakłady: ok. 1,6 mld PLN
- paliwo: węgiel brunatny
- sprawność netto: 43,1%
- wykonawca: konsorcjum firm: MHPSE, Budimex i Tecnicas Reunidas
- przekazanie bloku do eksploatacji: I półrocze 2020 roku
- status: w zakresie głównych urządzeń bloku trwa montaż części ciśnieniowej kotła oraz elementów turbozespołu, prowadzone są prace montażowe układów pomocniczych, w tym m.in. układu odsiarczania spalin i układu nawęglania oraz prace budowlane na dwóch budynkach elektrycznych: głównym (z nastawnią blokową) i elektrofiltra. Po przerwie zimowej wznowiono wznoszenie płaszczu chłodni kominowej.

Budowa instalacji termicznego przetwarzania z odzyskiem energii w Elektrociepłowni Rzeszów

- **cel projektu:** budowa instalacji termicznego przetwarzania z odzyskiem energii o mocy ok. 8 MWe w kondensacji (4,6 MWe + 16,5 MWt w kogeneracji)
 - budżet: ok. 293 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
 - dotychczas poniesione nakłady: ok. 148 mln PLN
 - paliwo: odpady komunalne
 - sprawność kotła: 86%
 - wykonawca: konsorcjum firm: TM.E. S.p.A. Termomeccanica Ecologia i Astaldi S.p.A.
 - przekazanie inwestycji do eksploatacji: czerwiec 2018 roku
 - status: w zakresie głównych urządzeń prowadzone są prace instalacyjne, kontynuowany jest montaż układów pomocniczych, w tym m.in. oczyszczania spalin oraz waloryzacji żużla; ponadto prowadzony jest montaż urządzeń i instalacji w obszarze elektrycznym oraz AKPIA.
-

Inwestycje modernizacyjno-odtworzeniowe

Kompleksowa rekonstrukcja i modernizacja bloków 1-3 w Elektrowni Turów

- **cel projektu:** dostosowanie do przyszłych wymagań konkluzji BAT w zakresie dopuszczalnych emisji SO₂, NO_x i pyłu oraz zwiększenie dyspozycyjności, sprawności i podwyższenie nominalnej mocy elektrycznej każdego turbozespołu o ok. 15 MWe
- status: zakres prac modernizacyjnych na bloku nr 2 został zrealizowany. Podczas rozruchu bloku stwierdzono nieprawidłowości w zakresie pracy turbozespołu. Obecnie trwają prace mające na celu usunięcie przyczyny problemu. W II kwartale 2018 roku planowana jest pierwsza synchronizacja bloku 2 z siecią elektroenergetyczną i rozpoczęcie ruchu regulacyjnego.
- budżet: 0,8 mld PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- paliwo: węgiel brunatny
- termin zakończenia: 2020 rok

Zmiana technologii składowania odpadów paleniskowych dla bloków 1-12 oraz budowa instalacji transportu popiołu oraz wytwarzania i transportu suspensji z bloku 14 w Elektrowni Bełchatów

- **cel projektu:** zapewnienie możliwości zagospodarowania odpadów paleniskowych powstałych podczas eksploatacji bloków 1-12 Elektrowni Bełchatów do wyczerpania zapasów węgla. W trakcie realizacji projektu zidentyfikowana została potrzeba objęcia bloku 14 nową technologią transportu i składowania odpadów paleniskowych.
- status: trwają prace związane z wypełnieniem i zabezpieczeniem składowiska „Zwałowisko” i „Lubień” oraz prace w zakresie budowy instalacji dla bloku 14. Rozpoczęty został proces uruchomienia instalacji wytwarzania suspensji ze zbiorników 1 i 2 oraz prace rozruchowe instalacji podawania popiołu do zbiornika V i stacji wysyłkowej. Przekazanie instalacji do eksploatacji planowane jest na koniec sierpnia 2018 roku.
- budżet dla bloków 1-12: 450 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- budżet dla bloku 14: 90 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- termin zakończenia: 2018 rok

Modernizacja Elektrowni Pomorzany

- **cel projektu:** obniżenie emisji SO₂ i NO_x z kotłów typu Benson OP-206 do poziomu pozwalającego na spełnienie wymagań przyszłych konkluzji BAT, jak również zapewnienie pracy elektrowni do ok. 2040 roku.
- status: prowadzone są prace przy montażu konstrukcji reaktora SCR bloku B. Ruch próbny dla instalacji SCR bloku A został zakończony – instalacja została dopuszczona do użytkowania oraz rozpoczęto pomiary gwarancyjne.
W zakresie instalacji odsiarczania spalin (IOS): rozpoczęto montaż konstrukcji estakady, prowadzone są prace montażowe konstrukcji wsporczej absorbera i filtra workowego Bloku A, rozpoczęto montaż reaktora B w budynku IOS.
- budżet projektu: 213 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- paliwo: węgiel kamienny
- termin zakończenia: w zakresie deNO_x – 2018 rok (blok A/B), w zakresie IOS – 2019 rok

Budowa instalacji odazotowania spalin oraz instalacji odsiarczania spalin kotłów OP-230 nr 3 i 4 w Zespole Elektrociepłowni Bydgoszcz

- **cel projektu:** obniżenie emisji NO_x oraz SO₂ z kotłów nr 3 i 4 do poziomu pozwalającego na ich dalszą eksploatację po 2017 roku
- status: 2 marca 2018 roku miało miejsce uroczyste podpisanie aktu erekcyjnego i wmurowanie kamienia węgielnego pod rozbudowę IOS i instalacji redukcji tlenków azotu. Obecnie prowadzone są prace budowlano-montażowe oraz dostawy elementów instalacji.
W zakresie deNO_x: 30 stycznia 2018 roku uzyskano ostateczną i prawomocną decyzję Urzędu Marszałkowskiego Bydgoszcz zatwierdzającą projekt budowlany i udzielającą pozwolenia na budowę. 31 stycznia 2018 roku przekazano protokolarnie Wykonawcy teren budowy. Prowadzone są prace budowlano-montażowe oraz dostawy elementów instalacji.
- budżet: deNO_x - 48 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania); dla projektu rozbudowy IOS wynosi: 45 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- paliwo: węgiel kamienny
- termin zakończenia: 2018 rok

Budowa instalacji odazotowania spalin dla sześciu kotłów OP-650 w Elektrowni Rybnik

- **cel projektu:** budowa instalacji odazotowania spalin w celu dostosowania do wymogów Dyrektywy IED
- budżet: 259 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- dotychczas poniesione nakłady: 215 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- wykonawcy: SCR – Konsorcjum Strabag sp. z o.o. i Strabag Energy Technologies GmbH, SNCR – Energotechnika-Energorozruch S.A., PM – Energotechnika-Energorozruch S.A.
- termin zakończenia: grudzień 2018 roku
- status: realizacja na poziomie ok. 83%. Do wykonania pozostała SNCR na kotle 5 oraz optymalizacja i część pomiarów gwarancyjnych.

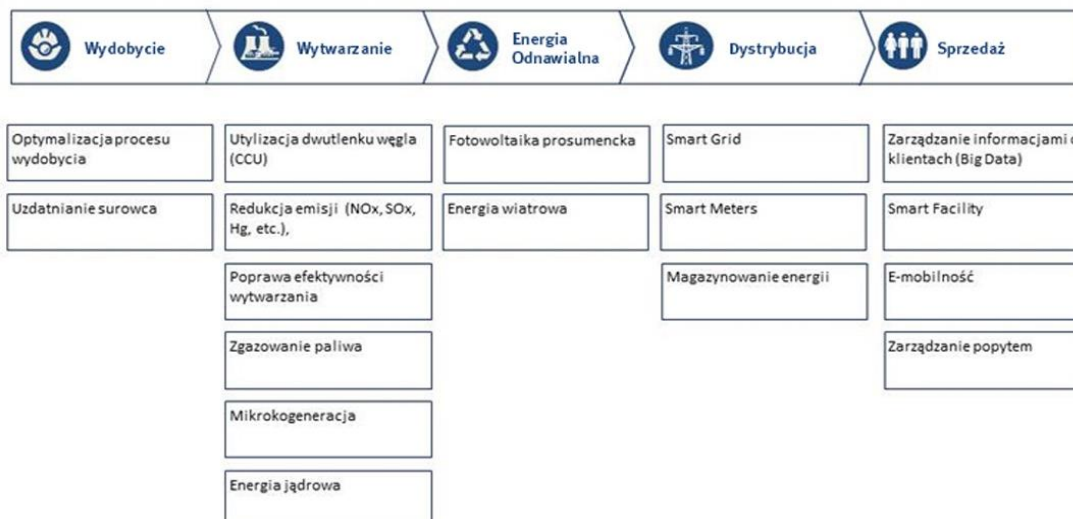
Budowa instalacji odazotowania spalin w Elektrociepłowniach: Kraków, Wrocław, Gdańsk, Gdynia

- **cel projektu:** budowa instalacji odazotowania spalin w celu dostosowania do wymogów Dyrektywy IED
- budżet: 545 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- dotychczas poniesione nakłady: 485 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- wykonawcy: General Electric; Fortum-ZRE; Fortum Mehldau; SBB Energy; Fortum-Instal
- termin zakończenia: grudzień 2018 roku
- status: realizacja na poziomie ok. 90%. Do ukończenia i optymalizacji pracy pozostały instalacje SNCR w Gdańsku, Krakowie i Gdyni.

Projekt ograniczenia strat sieciowych

- **cel projektu:** zmniejszenie kosztów zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej
- podejmowane działania (projekt wieloletni):
 - wymiana transformatorów WN/SN, SN/nN na transformatory o niższych stratach, dopasowanie mocy transformatorów do poboru mocy;
 - przebudowa i modernizacja sieci: budowa nowych stacji WN/SN i SN/nN, zwiększenie przekrojów przewodów linii WN, SN i nN, skracanie ciągów linii SN i nN;
 - utrzymywanie optymalnego układu pracy sieci, eliminacja niekorzystnych tranzytów energii w sieci WN, optymalizacja rozcięć w sieci SN;
 - zmniejszenie asymetrii obciążenia w sieciach nN.
- **efekty realizacji projektu:** obniżenie wskaźnika różnicy bilansowej w 2017 roku do poziomu 5,37% (w 2016 roku wskaźnik wynosił 5,77%); wielkość wolumenu różnicy bilansowej w 2017 roku była o 5% niższa niż w 2016 roku przy jednoczesnym wzroście wolumenu dostaw energii do odbiorców w tym czasie o 3%.
- **działania podjęte w I kwartale 2018 roku:** w marcu 2018 roku dokonano aktualizacji założeń projektu na lata 2018-2022; aktualizacja uwzględnia kontynuowanie działań obniżających wielkość różnicy bilansowej w PGE Dystrybucja S.A., na bieżąco realizowane są działania założone w projekcie.

Strategiczne Obszary Badań i Rozwoju oraz Nowego Biznesu („SOBiR+NB”), w których Grupa zamierza realizować projekty badawczo-rozwojowe („B+R”) oraz innowacyjne dotyczące np.: dostarczania nowych produktów lub usług, wynikają z najważniejszych wyzwań Grupy i zostały zidentyfikowane dla każdego elementu łańcucha wartości (rysunek poniżej).



W związku z przyjętą w III kwartale 2016 roku aktualizacją strategii biznesowej Grupy Kapitałowej PGE w perspektywie do 2020 roku, trwają prace nad aktualizacją Strategii Rozwoju i Innowacji. Zaktualizowana Strategia Rozwoju i Innowacji będzie kładła nacisk na wyzwania o największym wpływie na działalność Grupy, w których działalność badawczo-rozwojowa i innowacyjna jest niezbędna do osiągnięcia celów biznesowych. W związku z tym szczególna uwaga będzie poświęcona zarówno dynamicznie rozwijającym się segmentom, takim jak elektromobilność czy magazynowanie energii, jak również sposobom pozyskiwania i rozwijania konkretnych przedsięwzięć oraz nowym modelom zarządzania i wdrażania innowacji, takim jak akceleracja i inwestowanie w modelu funduszy kapitałowych w małe firmy rozwijające technologie i produkty. Opcją strategiczną dla PGE będzie w związku z tym wypracowywanie i rozwój konkretnych technologii, co stanowi dużą zmianę jakościową w stosunku do wcześniejszego modelu operatora technologii innych firm i dostawców. Do współpracy z małymi firmami (start-upy) w formule akceleracji i prowadzenia projektów komercjalizacyjnych (wdrożenie innowacyjnych rozwiązań) powołana została spółka celowa pod nazwą PGE Nowa Energia. Spółka, poprzez współpracę z interesariuszami rynku start-upowego (małe firmy, akceleratory, inni inwestorzy, agendy rządowe itd.) jest centrum kompetencji, pozwalającym GK PGE na efektywne identyfikowanie i rozwijanie technologii i produktów wchodzących w skład i związanych z łańcuchem wartości elektroenergetyki. Ponadto PGE Nowa Energia jest spółką wyznaczoną do budowy infrastruktury ładowania pojazdów elektrycznych oraz rozwoju działalności operacyjnej Grupy w obszarze elektromobilności.

Dla umożliwienia kontynuacji rozwoju firm oraz pozyskiwania nowych rozwiązań z rynku (na późniejszym niż akceleracja etapie dojrzałości) uruchomiona została spółka PGE Ventures, pełniąca rolę korporacyjnego funduszu inwestycyjnego GK PGE. Spółka ma inwestować środki własne PGE oraz pozyskane z narzędzi wsparcia – budżetu publicznego dostępnego za pośrednictwem Polskiego Funduszu Rozwoju („PFR”) i Narodowego Centrum Badań i Rozwoju („NCBiR”).

Innowacyjność

GK PGE koncentruje się na inicjowaniu i realizacji projektów B+R w ramach SOBiR+NB. W I kwartale 2018 roku kontynuowano realizację kilkudziesięciu projektów w ramach tych obszarów.

Kluczowe projekty realizowane w I kwartale 2018 roku

Zaangażowanie w struktury kapitałowe wspierające rozwój nowych technologii i rozwiązań oraz małych firm	<ul style="list-style-type: none">● cel projektu: wdrożenie nowego modelu rozwijania i implementacji nowych rozwiązań, pozwalającego na zarządzanie przedsięwzięciami podwyższonego ryzyka z jednoczesnym skróceniem czasu dostarczania nowych rozwiązań na rynek (do działalności własnej lub sprzedaży innym podmiotom)● główne działania:<ul style="list-style-type: none">▪ uruchomiona została spółka PGE Ventures dedykowana do prowadzenia działalności inwestycyjnej w oparciu o środki własne oraz pozyskane z budżetu publicznego (PFR Ventures, NCBiR), zakończono proces rekrutacji▪ zakończono I edycję programu scoutingowego PGE Ventures, którego efektem było podpisanie pierwszych dwóch umów inwestycyjnych w styczniu 2018 roku▪ trwają zaawansowane negocjacje z kolejnymi start-upami charakteryzującymi się wysoką innowacyjnością, w które PGE Ventures planuje zainwestować w najbliższym czasie▪ rozpoczęto działania akceleracyjne prowadzone przez spółkę PGE Nowa Energia oraz uzgodniono zasady współpracy pomiędzy spółkami (PGE Nowa Energia i PGE Ventures) umożliwiające optymalizację i zachowanie ciągłości na kolejnych etapach rozwoju małych firm, rozpoczęto rekrutację projektów do akceleracji
Elektromobilność	<ul style="list-style-type: none">● cel projektu: propagowanie i rozwój w Polsce transportu elektrycznego oraz uzyskanie przez GK PGE doświadczenia i niezbędnych kompetencji do pełnienia roli operatora infrastruktury ładowania samochodów elektrycznych oraz dostawcy usługi ładowania samochodów elektrycznych● główne działania:<ul style="list-style-type: none">▪ dotyczą transportu indywidualnego – samochody osobowe wykorzystywane do celów zawodowych i prywatnych▪ PGE kontynuuje uruchomiony w grudniu 2016 roku projekt, w ramach którego realizowany jest pilotaż budowy infrastruktury systemu elektromobilności w Łodzi. W IV kwartale 2017 roku uruchomiono pierwszą szybką stację ładowania w Łodzi, a uruchomienie kolejnych planowane jest w następnych miesiącach. Prowadzone są rozmowy w zakresie współpracy w innych lokalizacjach (Rzeszów, Kraków, Siedlce, Warszawa).
Recykling	<ul style="list-style-type: none">● cel projektu: wypracowanie i wdrożenie nowej technologii recyklingu akumulatorów litowych, w szczególności stosowanych w systemowych magazynach energii oraz do zasilania pojazdów elektrycznych w celu pozyskania strategicznych materiałów ze zużytych akumulatorów litowych: kobaltu, niklu oraz miedzi. Projekt bezpośrednio wspiera założenia Ministerstwa Rozwoju dotyczące

transformacji w kierunku gospodarki o obiegu zamkniętym, jak również wymogi polskiej legislacji określające konieczność zbierania i utylizacji zużytych akumulatorów. Projekt posiada potencjał biznesowy ze względu na przewidywany wzrost światowego rynku akumulatorów litowych, związany z tym wzrost ilości odpadów bateryjnych oraz zwiększone zapotrzebowanie rynków na produkty odzyskiwane ze zużytych akumulatorów.

- **główne działania:** PGE S.A. zawiązała konsorcjum z RDLS sp. z o.o. („RDLS”), spółką spin-off z Uniwersytetu Warszawskiego, działającą w obszarze badań środowiskowych i biotechnologii, w celu stworzenia pilotażowej instalacji recyklingu akumulatorów litowych oraz wdrożenia opracowanej technologii na terenie Polski. Projekt został rekomendowany przez NCBiR do dofinansowania ze środków publicznych Programu Badawczego Sektora Elektroenergetycznego („PBSE”). Konsorcjum, którego liderem jest spółka RDLS, otrzymało zgodę na dofinansowanie projektu ze środków NCBiR. W grudniu 2017 roku Zarząd PGE S.A. wyraził zgodę na przejście do fazy realizacji projektu oraz podpisanie umowy o dofinansowanie projektu z NCBiR przez RDLS. Realizacja projektu rozpoczęła się 29 grudnia 2017 roku. W tym dniu lider konsorcjum zawarł umowę o dofinansowanie projektu.
-

3. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe

3.1. Otoczenie makroekonomiczne

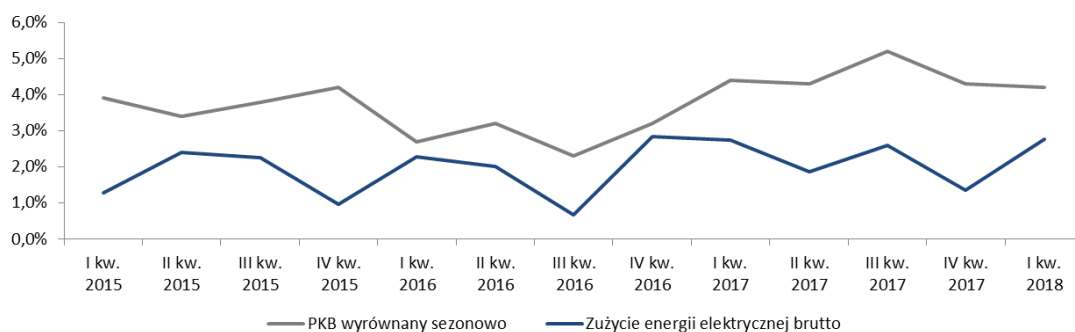
Głównym obszarem działalności Grupy PGE jest rynek polski, a krajowa sytuacja makroekonomiczna w istotny sposób oddziałuje na wyniki Grupy. Jednocześnie kondycja polskiej gospodarki pozostaje w dużym stopniu powiązana z koniunkturą w Unii Europejskiej i na rynkach międzynarodowych. Na wyniki finansowe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

Co do zasady, w Polsce istnieje historyczna dodatnia korelacja pomiędzy wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną a wzrostem gospodarczym. 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 2018 roku odnotowano wzrost zużycia energii elektrycznej brutto o 2,8% w stosunku do porównywalnego okresu roku poprzedniego. Wzrost był wyższy niż przed rokiem, kiedy to zużycie energii wzrosło o 2,7% w porównaniu z analogicznym okresem w 2016 roku.

Tendencje gospodarcze w I kwartale 2018 roku pozostały ogólnie pozytywne. Według Instytutu Prognoz i Analiz Gospodarczych ("IPAG") szacowany wzrost PKB (niewyrównanego sezonowo) w I kwartale 2018 roku wyniósł 4,2% w porównaniu do analogicznego okresu roku poprzedniego.

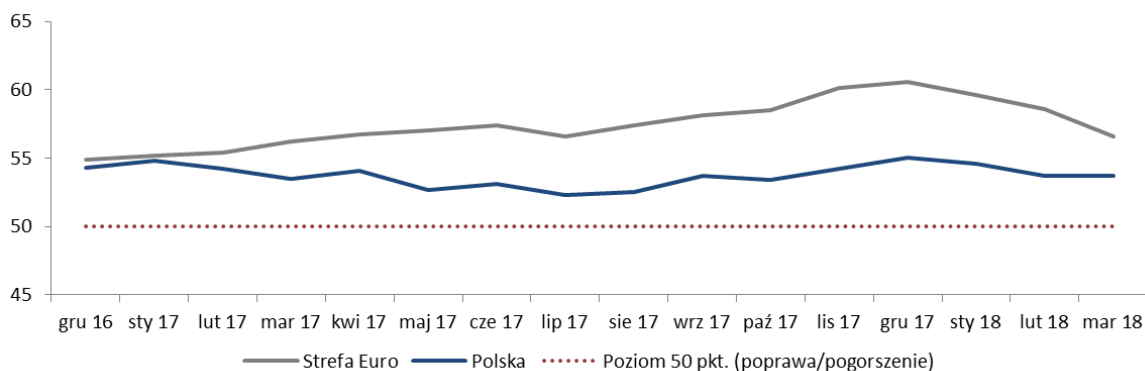
Rysunek: Dynamika PKB wyrównanego sezonowo i krajowego zużycia energii elektrycznej brutto.



Źródło: GUS, PSE S.A.

Wzrostowi gospodarstwu i rosnącemu zużyciu energii elektrycznej towarzyszyła optymistyczna sytuacja polskiego przemysłu, odpowiedzialnego za ok. 45% zużycia energii elektrycznej w kraju. Wskaźnik Purchasing Managers' Index („PMI”) dla przemysłu osiągnął w I kwartale 2017 roku średnio 54,2 pkt., a w I kwartale 2018 roku średnio 54,0 pkt. Oznacza to pozycję ponad poziomem 50 punktów, powyżej której ankietowani menedżerowie oczekują poprawy sytuacji sektora. Pozytywny wynik to efekt przede wszystkim rosnącej produkcji, zatrudnienia i konsumpcji. Wyniki polskiego sektora przemysłowego powinny być wzmacniane przez strefę euro, której wskaźnik PMI w I kwartale 2017 roku osiągnął średnio 55,6 pkt., a w analogicznym okresie 2018 roku średnio 57,0 pkt.

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



Źródło: Markit Economics

Korzystne zjawiska w polskim przemyśle potwierdzone są również przez wskaźnik dynamiki produkcji przemysłowej ogółem. W I kwartale 2018 roku zanotowano wzrost na poziomie 5,6% r/r wobec 7,3% w I kwartale 2017 roku. Zmiana była spowodowana wzrostem dynamiki przetwórstwa przemysłowego (5,5% r/r w I kwartale 2018 roku wobec 8,1% w I kwartale 2017 roku). Wzrosła jednocześnie wartość produkcji w całym sektorze energetycznym o 9,2% r/r w I kwartale 2018 roku wobec 3,6% w analogicznym okresie 2017 roku. Wartość produkcji przemysłowej zależy od ilości wyprodukowanych dóbr i poziomu cen. Wskaźnik cen producenta („PPI”) w I kwartale 2018 roku wyniósł 0,1% r/r. Wskaźnik CPI za I kwartał 2018 roku wyniósł 1,5% r/r.

Tabela: Kluczowe wskaźniki ekonomiczne związane z polską gospodarką.

Kluczowe wskaźniki (zmiana % r/r)	I kwartał 2018	I kwartał 2017
Produkt Krajowy Brutto ¹	4,2	4,4
Wskaźnik cen konsumenta (CPI) ²	1,5	2,0
Wskaźnik cen produkcji sprzedanej przemysłu (PPI) ³	0,1	4,4
Dynamika produkcji przemysłowej ogółem ³	5,6	7,3
Dynamika produkcji przemysłowej – przetwórstwo przemysłowe ³	5,5	8,1
Dynamika produkcji przemysłowej – sektor energetyczny ³	9,2	3,6
Dynamika krajowego zużycia energii elektrycznej brutto ⁴	2,8	2,7
Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto (TWh) ⁴	45,1	43,9
EUR/PLN ⁵	4,18	4,32

Źródło: ¹Dla I kwartału 2018 roku – prognoza IPAG, dla I kwartału 2017 roku GUS, ²NBP, ³GUS, ⁴PSE S.A., ⁵NBP.

3.2. Otoczenie regulacyjne

Otoczenie regulacyjne

Krajowe

- wdrożenie rynku mocy i prace nad przepisami wykonawczymi do ustawy o rynku mocy oraz regulaminem rynku mocy
- notyfikacja Komisji Europejskiej („KE”) mechanizmu wsparcia przewidzianego w ustawie o rynku mocy. Decyzja KE została wydana 7 lutego 2018 roku.
- rozważane zmiany w zakresie usług systemowych w związku z oczekiwanym wdrożeniem rynku mocy w 2018 roku
- toczące się prace nad nowym mechanizmem wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji. Projekt ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji został zgłoszony do konsultacji publicznych. Obecny system wsparcia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, oparty na świadectwach pochodzenia energii elektrycznej z kogeneracji, wygasa z końcem 2018 roku.
- kwestia wdrożenia taryfy jakościowej w dystrybucji, w wyniku której poziom przychodu regulowanego jest uzależniony między innymi od wskaźników SAIDI i SAIFI oraz czasu przyłączenia
- wejście w życie rozporządzenia Ministra Energii z 29 grudnia 2017 roku w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną wprowadzającego taryfę z niższymi cenami i stawkami opłat w godzinach mniejszego zapotrzebowania na energię elektryczną (np. w nocy)
- prace nad nowelizacją ustawy o odnawialnych źródłach energii (projekt nowelizacji przesłany do Sejmu), określającej system wsparcia produkcji energii w źródłach odnawialnych. Projekt nowelizacji przewiduje m.in. zmianę sposobu obliczania uzyskanej pomocy publicznej, zmiany w aukcjach na wsparcie nowych koszyków technologicznych. Projekt nowelizacji określa parametry aukcji dla instalacji OZE, w tym ceny referencyjne oraz ilość energii z odnawialnych źródeł energii, jaka może być sprzedana w drodze aukcji w 2018 roku.
- zmiana wysokości tzw. zielonego obowiązku, tj. obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w latach 2018-2019 (rozporządzenie Ministra Energii z 11 sierpnia 2017 roku)
- toczące się prace nad nowelizacją ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych. Projekt nowelizacji zakłada m.in. zmianę zasad opodatkowania elektrowni wiatrowych podatkiem od nieruchomości (podstawą opodatkowania miałyby być jedynie część instalacji) retroaktywnie od 1 stycznia 2018 roku.
- prace nad pakietem legislacyjnym, który ma doprowadzić do transformacji gospodarki linearnej w kierunku gospodarki o obiegu zamkniętym (*ang. circular economy*)
- wejście w życie 22 lutego 2018 roku ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych
- rozpoczęcie prac nad rozporządzeniem w sprawie wymagań technicznych dotyczących stacji ładowania i punktów ładowania
- wejście w życie ustawy z 20 lipca 2017 roku Prawo wodne wprowadzającej system opłat za korzystanie z wód do celów energetyki oraz rozporządzenia Rady Ministrów z 22 grudnia 2017 roku w sprawie jednostkowych stawek opłat za usługi wodne, określającego jednostkowe stawki opłat za korzystanie z wód do celów energetyki
- prace nad Krajowym Planem Działań dotyczącym efektywności energetycznej dla Polski 2017
- prace nad nową Polityką Energetyczną Polski do 2050 roku

Zagraniczne

- główne regulacje pakietu klimatyczno-energetycznego wyznaczającego cel redukcji emisji gazów cieplarnianych do 2030 roku oraz pakietu: „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”, którego celem jest prawna realizacja koncepcji unii energetycznej. Poniższe regulacje będą mieć istotny wpływ na funkcjonowanie polskiego sektora energetycznego, w tym GK PGE po 2020 roku:
 - Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2018/410 zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE (w celu wzmocnienia efektywnych kosztowo redukcji emisji oraz inwestycji niskoemisyjnych) oraz decyzję (UE) 2015/1814, ustanawiająca w szczególności: wysokość liniowego wskaźnika redukcji emisji („LRF”) ustalonego na 2,2% rocznie od 2021 roku; podwojenie wolumenu uprawnień kierowanych do rezerwy stabilności rynkowej („MSR”) w latach 2019-2023 z 12% do 24% uprawnień w obrocie wraz z wprowadzeniem cyklicznego ich kasowania od 2023 roku w liczbie, która będzie wykroczać ponad wolumen tych uprawnień, będących przedmiotem aukcji w roku poprzedzającym; Fundusz Modernizacyjny, którego wielkość ustalono na 2% całkowitej liczby uprawnień po 2021 roku, z warunkową możliwością zwiększenia jego wielkości do 2,5%; sposób redystrybucji środków inwestycyjnych Funduszu

Modernizacyjnego, który zakłada utworzenie uproszczonej ścieżki decyzyjnej dla wybranych kategorii projektów (w tym OZE oraz sieci) oraz uzyskanie rekomendacji komitetu inwestycyjnego przy braku możliwości wsparcia inwestycji węglowych; sposób redystrybucji bezpłatnego przydziału uprawnień do emisji, który nie wyklucza możliwości uzyskania wsparcia dla modernizacji prośrodowiskowych.

Po uzgodnieniu w listopadzie 2017 roku wspólnego stanowiska Komisji Europejskiej, Parlamentu Europejskiego oraz Rady UE, 19 marca 2018 roku, został opublikowany w Dzienniku Urzędowym UE nr L 76 tekst dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/410 z 14 marca 2018 roku. W I połowie 2018 roku Komisja Europejska rozpoczyna prace nad aktami wykonawczymi, które określą szczegółowe zasady funkcjonowania Funduszu Modernizacyjnego. Ewentualna decyzja Komisji Europejskiej czy wydać wytyczne dotyczące stosowania art. 10c (derogacje) będzie zależać od liczby państw członkowskich zainteresowanych wykorzystaniem możliwości bezpłatnego przydziału uprawnień dla wytwórców energii elektrycznej.

- COM (2016) 767 final – Wniosek dotyczący Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych („RED II”), w tym określenia udziału energii odnawialnej w zużyciu energii w UE w 2030 roku (Rada i Komisja Europejska postulują cel na poziomie co najmniej 27%, Parlament Europejski oczekuje celu wynoszącego co najmniej 35%) i sposobu realizacji kontrybucji Polski do wyznaczonego udziału źródeł odnawialnych w miksie energetycznym na poziomie UE do 2030 roku. Projekt zawiera m.in. propozycję przepisów, które ograniczają możliwość wykorzystania i dalszego wspierania biomasy.
- COM (2016) 861 final – Wniosek dotyczący Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej („EMR”) oraz COM (2016) 864 final – Wniosek dotyczący Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej („EMD”), których celem jest stworzenie nowej struktury jednolitego rynku energii m.in. poprzez wprowadzenie wielu rozwiązań pro konsumenckich oraz uelastycznienie rynku i ingerencja w strukturę mechanizmów mocowych (szczególnie propozycja wprowadzenia europejskiej oceny wystarczalności mocy oraz standardu emisji CO₂ dla jednostek biorących udział w rynku mocy na poziomie 550 g/kWh). Ponadto Parlament Europejski proponuje zaostrzenie wymagań dotyczących wprowadzania i utrzymywania rynków mocy oraz szczególne przepisy dedykowane rezerwie strategicznej. Negocjacje dotyczące ostatecznej wersji Rozporządzenia i Dyrektywy będzie prowadzić prezydencja austriacka, która rozpoczyna się w lipcu 2018 roku.
- COM (2016) 759 final/2 – Wniosek dotyczący Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie zarządzania unią energetyczną („EU Governance”), który ma stworzyć oparty na współpracy z innymi państwami członkowskimi oraz na uzgodnieniach prowadzonych z Komisją Europejską system zarządzania realizacją celów unii energetycznej. W zakresie realizacji celu OZE projekt przewiduje m.in. stworzenie platformy finansującej projekty ze źródeł odnawialnych, niemniej zgodnie z propozycją Rady kontrybucje miałyby mieć charakter fakultatywny. Częściowo fakultatywny charakter kontrybucji zawiera też propozycja Parlamentu Europejskiego.
- COM (2016) 761 final – Wniosek dotyczący Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej („EED”), w tym określenie sposobu realizacji kontrybucji Polski do wyznaczonego celu poprawy efektywności energetycznej na poziomie UE do 2030 roku.

Rada przyjęła podejście ogólne (general approach) do projektu EED 26 czerwca 2017 roku, a do projektu RED II, EMR, EMD oraz EU Governance 18 grudnia 2017 roku. W I kwartale 2018 roku prowadzone były rozmowy w ramach tzw. trilogów pomiędzy Parlamentem Europejskim, Radą UE i KE w sprawie EED, RED II i EU Governance. Trilogi te mają być kontynuowane w II kwartale 2018 roku. Rozpoczęcie trilogów w sprawie EMR i EMD przewidywane jest na drugą połowę 2018 roku.

- regulacje związane z ograniczeniem emisji zanieczyszczeń realizowane w ramach polityki środowiskowej, w tym:

- Komisja Europejska przyjęła decyzję wykonawczą (UE) 2017/1442 31 lipca 2017 roku, ustanawiającą konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE („Konkluzje BAT dla LCP”), która została opublikowana w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej 17 sierpnia 2017 roku. W związku z tym okres na dostosowanie instalacji upływa cztery lata po publikacji, tj. 17 sierpnia 2021 roku. Rząd Polski złożył skargę na ww. decyzję do Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej, równolegle rozpatrywana jest skarga na ten sam akt prawny złożona przez stowarzyszenie Euracoal.

3.2.1. Ceny energii elektrycznej

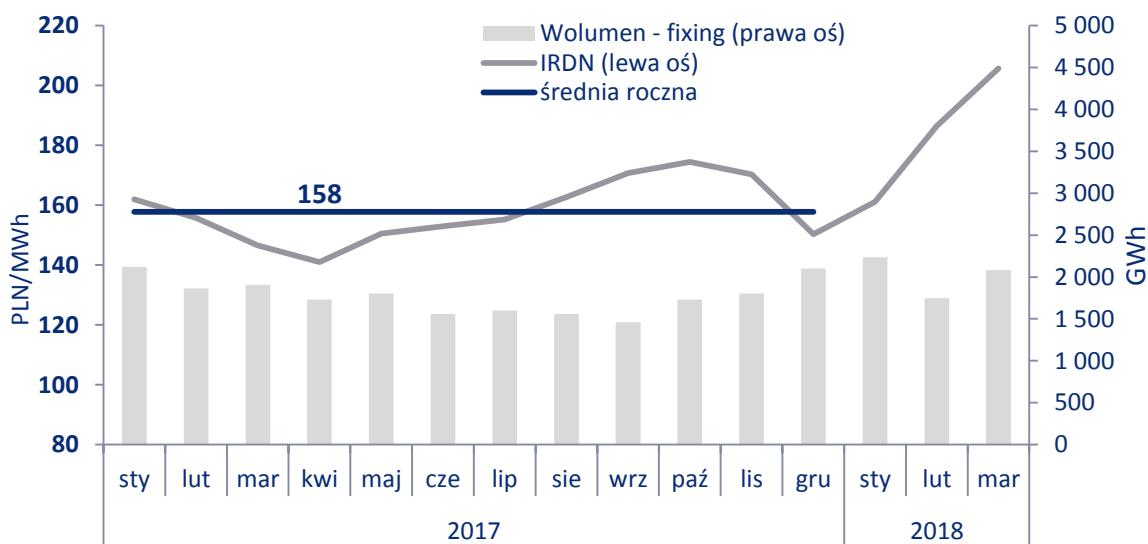
Rynek krajowy – Ceny

Rynek Dnia Następnego („RDN”)

W I kwartale 2018 roku średnia cena energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego¹ wyniosła 184 PLN/MWh i była wyższa o 19% od średniej ceny (155 PLN/MWh) notowanej w analogicznym okresie ubiegłego roku. Za wzrostem cen RDN przemawiały czynniki kosztowe. Ceny uprawnień do emisji CO₂ wzrosły niemal dwukrotnie w I kwartale 2018 roku w porównaniu do analogicznego okresu ubiegłego roku. Ponadto obserwowany był wzrost cen węgla – średni poziom Polskiego Indeksu Rynku Węgla Energetycznego („PSCMI1”) w I kwartale 2018 roku wzrósł o 18% do 10,5 PLN/GJ wobec notowanego w analogicznym okresie roku ubiegłego poziomu 8,9 PLN/GJ.

Wolumen energii wyprodukowanej z wiatru w I kwartale 2018 roku wyniósł 3,41 TWh wobec 3,58 TWh notowanego w analogicznym okresie 2017 roku – spadek o 5% r/r. W kontekście znacznej zmienności na rynkach towarowych (węgiel i CO₂) generacja wiatrowa miała drugorzędny wpływ na średnią cenę energii w I kwartale 2018 roku. Warto jednak zaznaczyć, że produkcja wiatrowa rozkładała się nierówno pomiędzy miesiącami 2018 roku (styczeń 1,72 TWh vs. luty 0,59 TWh vs. marzec 1,10 TWh) – co przekładało się na wahania średniej ceny miesięcznej. Krajowe zużycie energii wzrosło w I kwartale 2018 roku o 2,8% r/r do 45,09 TWh. Dodatkowa konsumpcja energii miała pokrycie głównie w podaży ze źródeł zagranicznych: wzrost importu netto do 1,59 TWh w I kwartale 2018 roku z poziomu 0,22 TWh w I kwartale 2017 roku był czynnikiem łagodzącym wzrost cen energii, ale niewystarczającym aby przeciwważyc ww. czynniki kosztowe.

Rysunek: Miesięczne notowania na Rynku Dnia Następnego w latach 2017-2018 (TGE)*.



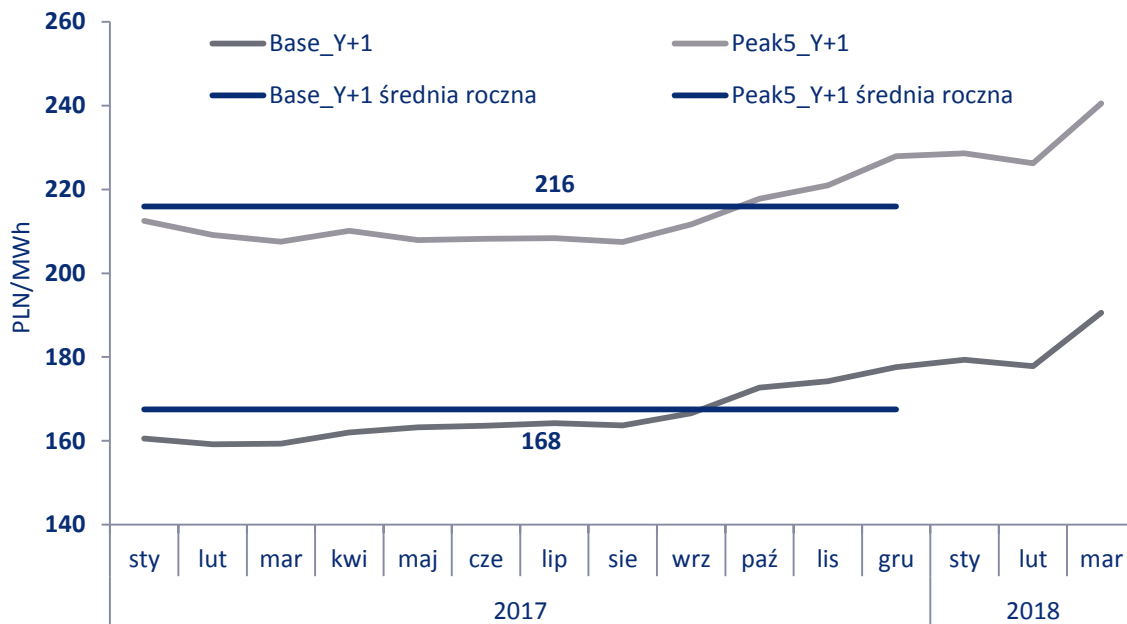
*Średniomiesięczny poziom cen RDN obliczony w oparciu o notowania godzinowe (fixing), ważone wolumenem obrotu.

¹ Statystyka wyliczona dla danych z Fixingu

Rynek Transakcji Terminowych („RTT”)

Średnia cena kontraktów typu pasmo roczne („BASE_Y-19”) wyniosła w I kwartale 2018 roku 186 PLN/MWh, w analogicznym okresie ubiegłego roku cena kontraktu („BASE_Y-18”) kształtowała się średnio na poziomie 160 PLN/MWh (wzrost 16% r/r). Wolumen obrotu w kontraktach BASE_Y-19 odnotowany w I kwartale 2018 roku wyniósł 18,1 TWh – jest to wynik o 159% wyższy od wolumenu obrotu na kontrakcie BASE_Y-18 odnotowanego w I kwartale 2017 roku. Średnia cena kontraktów szczytowych („PEAK5_Y-19”) w I kwartale 2018 roku wyniosła 231 PLN/MWh i była o 10% wyższa od średniej ceny analogicznego kontraktu („PEAK5_Y-18”) notowanego w I kwartale 2017 roku. Wolumen obrotu w kontraktach PEAK5_Y-19 w I kwartale 2018 roku wyniósł 0,6 TWh i był o 10% niższy od wolumenu obrotu na kontrakcie PEAK5_Y-18 odnotowanym w I kwartale 2017 roku.

Rysunek: Miesięczne notowania na RTT w latach 2017 – 2018 (TGE)*.

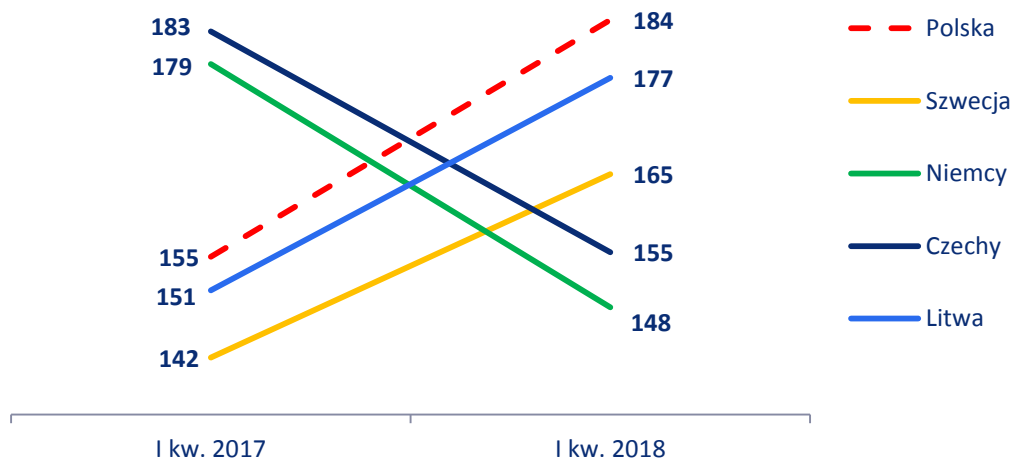


*Średniomiesięczny poziom indeksów dla kontraktów terminowych na rok następnny (Y+1), typu pasmo i szczyt, obliczony w oparciu o notowania godzinowe, ważony wolumenem obrotu.

Rynek międzynarodowy

Rynek hurtowy (porównanie rynków dnia następnego)

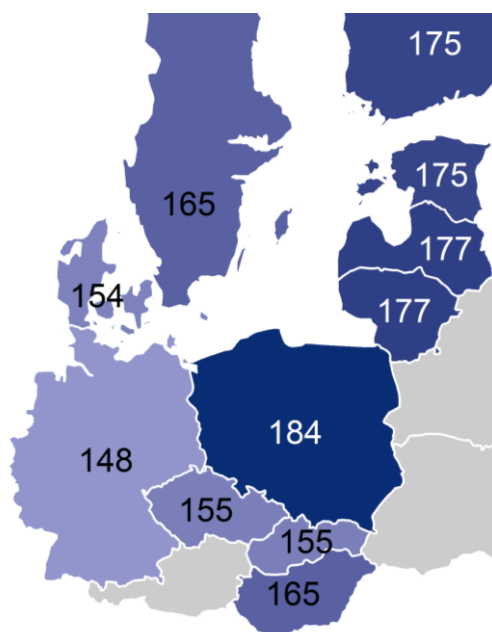
Rysunek: Regionalne odwrócenie relacji cenowych (PLN/MWh).



Źródło: TGE, EEX, EPEX, Nordpool, OTE a.s., PXE

Hurtowe ceny energii w Niemczech spadły ze 179 PLN/MWh w I kwartale 2017 roku do 148 PLN/MWh w I kwartale 2018 roku (na spadek cen wpłynęła w szczególności produkcja wiatrowa w styczniu 2018 roku, która była niemal dwukrotnie większa niż w styczniu 2017 roku). W Czechach ceny energii obniżyły się ze 183 PLN/MWh w I kwartale 2017 roku do 155 PLN/MWh w I kwartale 2018 roku. Odmienna sytuacja miała miejsce w Szwecji, gdzie ceny energii wzrosły ze 142 PLN/MWh w I kwartale 2017 roku do 165 PLN/MWh w I kwartale 2018 roku oraz na Litwie – wzrost ze 151 PLN/MWh do 177 PLN/MWh. Powyższe zmiany wpłynęły na odwrócenie relacji cenowych – w okresie bazowym ceny energii na północy (Szwecja, Litwa) były ok. 30 PLN/MWh niższe w porównaniu z cenami w Czechach i Niemczech – w I kwartale 2018 roku było odwrotnie. W Polsce ceny hurtowej energii wzrosły ze 155 PLN/MWh do 184 PLN/MWh. Opisana ewolucja hurtowych cen energii znalazła odzwierciedlenie w saldzie wymiany handlowej.

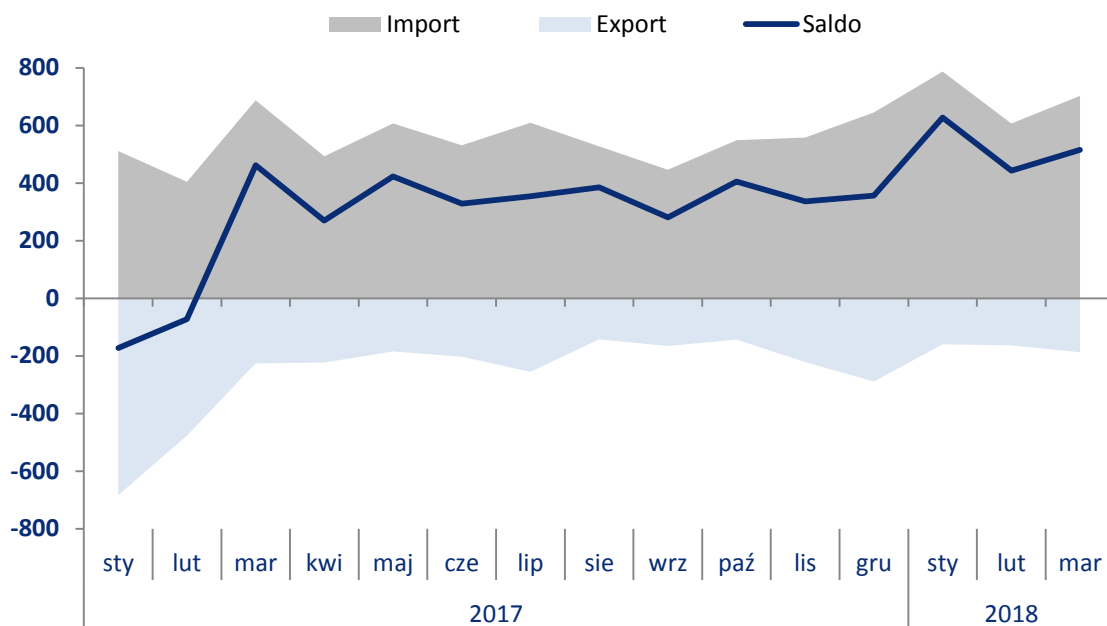
Rysunek: Porównanie średnich cen energii elektrycznej na rynku polskim oraz rynkach ościennych w I kwartale 2018 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,18 PLN).



Źródło: TGE, EEX, EPEX, Nordpool, OTE a.s., PXE

Wymiana handlowa

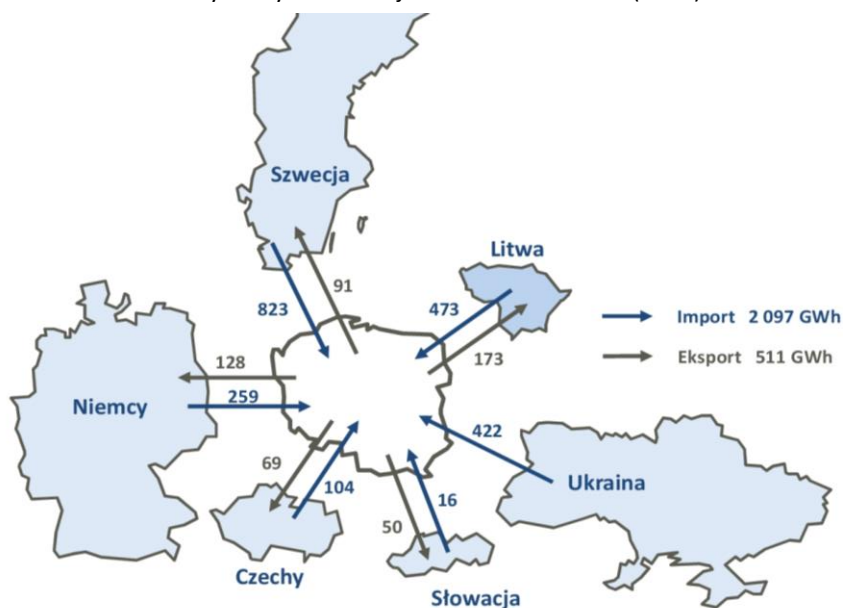
Rysunek: Miesięczne handlowe wolumeny importu, eksportu oraz saldo wymiany zagranicznej w latach 2017-2018.



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

W I kwartale 2018 roku Polska była importerem netto energii elektrycznej: saldo wymiany handlowej omawianego okresu wyniosło 1,59 TWh (import 2,10 TWh, eksport 0,51 TWh) – w analogicznym okresie ubiegłego roku import i eksport osiągnęły zbliżone wartości (import 1,60 TWh, eksport 1,39 TWh, saldo 0,22 TWh). W rezultacie saldo (import netto) zwiększyło się 7-krotnie r/r. Główną zmianą, w stosunku do okresu bazowego było odwrócenie salda wymiany handlowej z Niemcami i Czechami – łączny wolumen wymiany z tymi dwoma krajami to 0,86 TWh eksportu netto w I kwartale 2017 roku vs. 0,17 TWh importu netto w I kwartale 2018 roku, co wyjaśnia zmianę salda r/r o 1 TWh. Głównym kierunkiem importu netto pozostała Szwecja, a saldo 0,73 TWh było porównywalne r/r. Import netto z Litwy równy 0,30 TWh także utrzymał się na zeszłorocznym poziomie. Import netto z Ukrainy zwiększył się do 0,42 TWh wobec 0,33 TWh w analogicznym okresie roku poprzedniego.

Rysunek: Geograficzna struktura wymiany handlowej I kwartale 2018 roku (GWh).



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

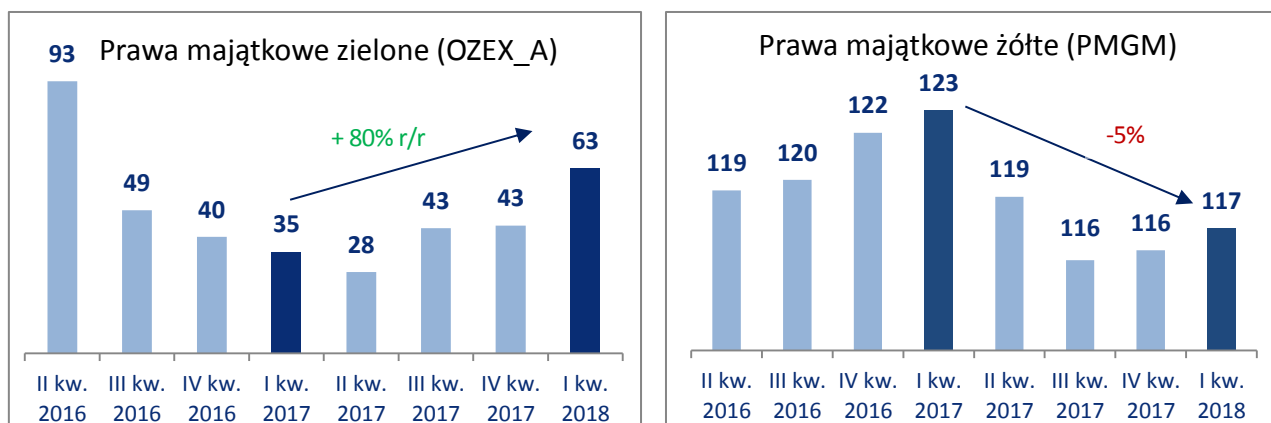
Rynek detaliczny

Zróźnicowanie cen energii elektrycznej dla odbiorców detalicznych w Unii Europejskiej zależy nie tylko od poziomu cen hurtowych energii elektrycznej. Istotny wpływ na ostateczną cenę energii elektrycznej ma system fiskalny, mechanizmy regulacji oraz systemy wsparcia w poszczególnych państwach. W I półroczu 2017 roku (Eurostat nie opublikował nowszych danych na moment sporządzenia niniejszego sprawozdania) dodatkowe obciążenia dla odbiorcy indywidualnego w Polsce stanowiły około 25% ceny energii elektrycznej i były niższe od średniej dla Unii Europejskiej. W Danii i Niemczech udział narzutów w cenie energii elektrycznej przekraczał 50%.

Ceny praw majątkowych

W I kwartale 2018 roku średnia cena zielonych certyfikatów (PMOZE) osiągnęła poziom 63 PLN/MWh i była o 80% wyższa w porównaniu do analogicznego okresu ubiegłego roku (indeks OZEX_A). Nowelizacja ustawy o OZE z lipca 2017 roku wprowadziła nowy sposób ustalania opłaty zastępczej – jako 125% średniej ceny rynkowej z poprzedniego roku. Wpływ na zmiany cen na rynku miało także rozporządzenie Ministra Energii zwiększające obowiązek umorzeń zielonych certyfikatów z 15,4% w 2017 roku do 17,5% w 2018 roku oraz 18,5% w 2019 roku. Średnia cena żółtych certyfikatów w I kwartale 2018 roku osiągnęła poziom 117 PLN/MWh i była niższa o 5% w porównaniu do analogicznego okresu ubiegłego roku. Spadek cen wynika ze wzrostu podaży energii wyprodukowanej w źródłach kogeneracyjnych opalanych gazem oraz z obniżenia opłaty zastępczej ze 120 PLN/MWh w 2017 roku do 115 PLN/MWh w 2018 roku. Obowiązek umorzeń żółtych certyfikatów zwiększył się do 8% w 2018 roku względem 7% w 2017 roku.

Rysunek: Średnie kwartalne ceny praw majątkowych.



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania TGE. Przedstawione na wykresie ceny praw majątkowych żółtych są cenami średnioważonymi – dla produktów PMGM-16 PMGM-17, PMGM-18.

Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla

Notowania uprawnień EUA (European Union Allowances) są jednym z kluczowych czynników determinujących wyniki finansowe Grupy PGE. Gdy mowa jest o kosztach emisji dwutlenku węgla chodzi o 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).

W I kwartale 2018 roku średnia ważona notowań instrumentu EUA DEC 18 wyniosła 10,33 EUR/t i była prawie dwukrotnie wyższa od średniej ceny 5,19 EUR/t instrumentu EUA DEC 17 notowanej w analogicznym okresie poprzedniego roku. Wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ obserwowany w II półroczu 2017 roku oraz w I kwartale 2018 roku jest odzwierciedleniem postępów w procesie legislacyjnym mającym na celu reformę systemu ETS. W listopadzie 2017 roku, w trakcie tzw. trilogu, miało miejsce osiągnięcie porozumienia między Parlamentem Europejskim, KE oraz prezydencją estońską, co do ostatecznego brzmienia przepisów reformowanej dyrektywy. W styczniu 2018 roku projekt został formalnie przyjęty przez Parlament Europejski, na koniec lutego zaakceptowany przez Radę Unii Europejskiej. Porozumienie zakłada podwojenie wolumenu uprawnień kierowanych do rezerwy stabilności rynkowej („MSR”) w latach 2019-2023 z 12% do 24% wraz z wprowadzeniem cyklicznego ich kasowania od 2023 roku.

3.2.2. Przydział Darmowych Uprawnień do Emisji na lata 2013-2020

8 kwietnia 2014 roku przyjęto rozporządzenie Rady Ministrów, w którym zostały określone przydziały uprawnień do emisji na pokrycie produkcji energii elektrycznej dla poszczególnych instalacji w okresie 2013-2020. Analogicznie, przydziały dla wytwórców ciepła zostały uregulowane rozporządzeniem Rady Ministrów z 31 marca 2014 roku.

Przydziały na produkcję ciepła na 2018 rok oraz na produkcję energii za 2017 rok wpłynęły na konta instalacji PGE, natomiast przydziały dla wytwórców energii elektrycznej na 2018 rok Grupa otrzyma do końca kwietnia 2019 roku, po weryfikacji sprawozdań rzeczowo-finansowych z inwestycji ujętych w Krajowym Planie Inwestycyjnym.

Jednocześnie w kwietniu 2018 roku zakończony został proces umarzania uprawnień wynikający z emisji CO₂ za 2017 rok.

Tabela: Emisja CO₂ z głównych instalacji Grupy w I kwartale 2018 roku w porównaniu do przydziału uprawnień do emisji CO₂ na 2018 rok (Mg).

Operator	Emisja CO ₂ w I kwartale 2018 roku*	Przydział uprawnień do emisji CO ₂ na 2018 rok**
Elektrownia Bełchatów	9 653 200	6 211 022
Elektrownia Turów	1 727 902	2 500 954
Elektrownia Opole	1 818 269	1 437 267
Zespół Elektrowni Dolna Odra***	1 126 684	1 187 286
Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz	300 862	290 951
Elektrociepłownia Lublin Wrotków	221 951	166 164
Elektrociepłownia Gorzów	171 969	129 987
Elektrociepłownia Rzeszów	126 328	78 433
Elektrociepłownia Kielce	88 054	52 905
Elektrociepłownia Zgierz	53 818	22 210
RAZEM PGE GiEK S.A.	15 289 037	12 077 179
Elektrownia Rybnik	1 204 968	703 890
Elektrociepłownie Wybrzeże****	790 627	583 062
Elektrociepłownia Kraków	713 364	497 470
Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich Kogeneracja*****	634 534	477 859
Elektrociepłownia Zielona Góra	157 864	47 491
Elektrociepłownia Toruń	107 443	52 056
RAZEM Nabyte aktywa	3 608 800	2 361 828
RAZEM segment Energetyka Konwencjonalna	18 897 837	14 439 007

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

** ilości przydzielonych uprawnień do emisji CO₂ zostaną potwierdzone w rozporządzeniu Rady Ministrów w I kwartale 2019 roku

*** Elektrownia Pomorzany, Elektrownia Dolna Odra, Elektrownia Szczecin

**** Elektrociepłownia Gdańsk i Elektrociepłownia Gdynia

***** Elektrociepłownia Wrocław, Elektrociepłownia Czechnica, Elektrociepłownia Zawidawie

3.3. Rynki zaopatrzenia

3.3.1. Koszty zakupu paliw

Tabela: Ilość i koszt zakupu paliw na potrzeby produkcyjne od dostawców zewnętrznych w I kwartale 2018 roku oraz 2017 roku

Rodzaj paliwa	I kwartał 2018		I kwartał 2017	
	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	2 623	619	1 308	290
Gaz (tys. m ³)	397 104	291	242 934	179
Biomasa	175	30	133	24
Olej opałowy*	12	30	7	10
RAZEM		970		503

*lekki i ciężki

W I kwartale 2018 roku koszty zakupu głównych paliw od dostawców spoza Grupy wyniosły 970 mln PLN i były wyższe o 467 mln PLN w porównaniu do wykonania w I kwartale 2017 roku. Największy wpływ na zmianę kosztów zakupu głównych paliw w GK PGE miały przede wszystkim Nabyte aktywa zasilane węglem kamiennym i gazem.

Węgiel kamienny

- wyższy wolumen zakupu o 101% (+292 mln PLN)
Wyższy wolumen zakupu węgla kamiennego w I kwartale 2018 roku związany jest głównie z przejściem aktywów EDF.
- wyższa średnia cena o 6% (+37 mln PLN)
Wyższa cena węgla kamiennego w I kwartale 2018 roku wynikała z wyższych cen tego surowca na krajowym i międzynarodowym rynku, co przekładało się bezpośrednio na wyższe ceny umowne.

Gaz

- wyższy wolumen zakupu o 63% (+114 mln PLN)
Wyższy wolumen zużycia gazu związany jest z nabyciem aktywów gazowych EDF oraz wyższej produkcji w elektrociepłowniach gazowych PGE GiEK S.A. (por. pkt 4.2.1 niniejszego sprawozdania).
- niższa średnia cena o 1% (-2 mln PLN)

Olej opałowy

- wyższa średnia cena o 75% (+13 mln PLN)
Na znaczne zwiększenie średniej ceny zakupu oleju opałowego miał wpływ wzrost cen ropy naftowej i produktów rafineryjnych na świecie.
- wyższy wolumen zakupu o 71% (+7 mln PLN)
Na wyższy wolumen zakupu oleju opałowego w I kwartale 2018 roku w porównaniu do analogicznego okresu 2017 roku miało wpływ przejście aktywów od EDF. Większa liczba jednostek produkcyjnych przełożyła się na wzrost liczby rozruchów bloków energetycznych związanych z awariami, remontami planowymi i wezwaniem przez PSE S.A.

Biomasa

- wyższy wolumen zakupu o 32% (+8 mln PLN)
Wyższy wolumen zakupu biomasy jest efektem produkcji ciepła ze spalania biomasy w Nabytych aktywach i większej ilości zakupu tego surowca w Elektrociepłowni Szczecin (por. pkt 4.2.1 niniejszego sprawozdania).
- niższa średnia cena o 5% (-2 mln PLN)

W I kwartale 2018 roku ok. 56% energii elektrycznej zostało wyprodukowane z węgla brunatnego pochodzącego z kopalń wchodzących w skład Grupy, którego koszt wydobycia jest w całości kontrolowany przez Grupę Kapitałową PGE. W porównywalnym okresie 2017 roku wskaźnik produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego wyniósł 71%.

3.3.2. Taryfy

Spółki wchodzące w skład Grupy PGE realizują część swoich przychodów w oparciu o taryfy zatwierdzone przez Prezesa URE:

- taryfy dotyczące sprzedaży energii elektrycznej gospodarstwom domowym (grupa taryfowa G),
- taryfy spółek dystrybucyjnych,
- taryfy dla ciepła.

Dystrybucja energii elektrycznej

Metodologia ustalania taryf oraz założenia dotyczące ustalania taryf zostały przedstawione w dokumencie „Taryfy OSD na rok 2018”, który został przygotowany i opublikowany przez Prezesa URE.

14 grudnia 2017 roku Prezes URE zatwierdził Taryfę PGE Dystrybucja S.A. dla usług dystrybucji energii elektrycznej na okres od 1 stycznia 2018 roku do 31 grudnia 2018 roku.

Taryfa została wprowadzona do stosowania 1 stycznia 2018 roku.

3 stycznia 2018 roku Prezes URE zatwierdził zmianę Taryfy PGE Dystrybucja S.A. polegającą na utworzeniu tzw. taryfy antysmogowej (G12as). Stawki tej taryfy zostały skorygowane decyzją Prezesa URE z 16 stycznia 2018 roku.

27 lutego 2018 roku, w związku z opublikowaniem ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych dokonano zmian taryfy w części dotyczącej przyłączenia do sieci infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego oraz ogólnodostępnych stacji ładowania.

Stawki opłat za usługi dystrybucji zatwierdzone przez Prezesa URE na 2018 rok spowodowały następujące zmiany średnich stawek w poszczególnych grupach taryfowych (liczonych dla przychodów i wolumenu w danym roku taryfowym) w porównaniu z 2017 rokiem:

- grupa taryfowa A – spadek o 4,44%,
- grupa taryfowa B – spadek o 0,28%,
- grupa taryfowa C+R – spadek o 0,47%,
- grupa taryfowa G – spadek o 0,79%.

Zmiana stawek usług dystrybucyjnych uwzględnia spadek opłaty OZE do poziomu 0 PLN/MWh w 2018 roku oraz utrzymanie stawki opłaty przejściowej w takiej samej wysokości jak w 2017 roku. Opłaty te w całości przekazywane są do podmiotów odpowiedzialnych za realizację instrumentów wsparcia, nie wpływają więc na wyniki spółek dystrybucyjnych.

Zmiany w średnich stawkach w poszczególnych grupach taryfowych (bez uwzględnienia opłat OZE i przejściowej) kształtują się następująco:

- grupa taryfowa A – spadek 1,73%,
- grupa taryfowa B – wzrost o 2,78%,
- grupa taryfowa C+R – wzrost o 1,17%,
- grupa taryfowa G – wzrost o 0,72%.

Elementy regulacji jakościowej, które wprowadzono w 2016 roku kontynuowane są w 2018 roku. Ustalono, że wskaźnikami mającymi bezpośredni wpływ na przychód regulowany będą następujące kluczowe wskaźniki efektywności:

- SAIDI – wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy,
- SAIFI – wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw,
- Czas Realizacji Przyłączenia.

Niedotrzymanie wyznaczonych przez Prezesa URE wielkości ww. wskaźników skutkować będzie karą polegającą na obniżeniu przychodu regulowanego poprzez zmniejszenie kwoty zwrotu z kapitału w roku t+2. W początkowym okresie nie przewiduje się nagród za uzyskanie lepszych wskaźników niż wymagane.

Wpływ wykonania wskaźników regulacji jakościowej z 2016 roku jest uwzględniany w taryfie na 2018 rok, a wykonanie w 2018 roku uwzględniane będzie w taryfie na 2020 rok. Zgodnie z przyjętymi przez URE założeniami, kara nie może przekroczyć 2% przychodu regulowanego i wielkości 15% kwoty zwrotu z kapitału w danym roku. W taryfie na 2018 rok nie dokonano obniżenia przychodu regulowanego z tytułu regulacji jakościowej.

Taryfa dla ciepła

Stosownie do ustawy Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje ustalają taryfy dla ciepła oraz proponują okres ich obowiązywania. Prowadzenie postępowań w sprawach zatwierdzania taryf dla ciepła należy do kompetencji oddziałów terenowych URE. Średnia cena sprzedaży ciepła w PGE wzrosła o ok. 2% w stosunku do cen obowiązujących w I kwartale 2017 roku.

4. Wyniki osiągnięte w Grupie Kapitałowej PGE

4.1. Kluczowe wyniki finansowe GK PGE

Kluczowe dane finansowe	Jedn.	I kwartał 2018	I kwartał 2017	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	mln PLN	7 137	5 741	24%
Zysk z działalności operacyjnej (EBIT)	mln PLN	1 315	1 201	9%
Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację (EBITDA)	mln PLN	2 214	1 948	14%
Rekompensaty KDT	mln PLN	14	75	-81%
<i>Przychody z tytułu rekompensat KDT</i>	<i>mln PLN</i>	<i>14</i>	<i>0</i>	<i>-</i>
<i>Korekta rozrachunków z tytułu KDT (pozostała działalność operacyjna)</i>	<i>mln PLN</i>	<i>0</i>	<i>75</i>	<i>-</i>
Nakłady inwestycyjne	mln PLN	855	1 088	-21%
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	mln PLN	1 681	1 637	3%
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	mln PLN	-1 818	425	-
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	mln PLN	-60	-80	-25%
Marża EBITDA	%	31%	34%	

Kluczowe dane finansowe		Stan na dzień 31 marca 2018 roku	Stan na dzień 31 grudnia 2017 roku*	zmiana %
Kapitał obrotowy	mln PLN	1 471	513	187%
Zadłużenie netto/LTM EBITDA**	x	0,98	0,99	

* Dane przekształcone

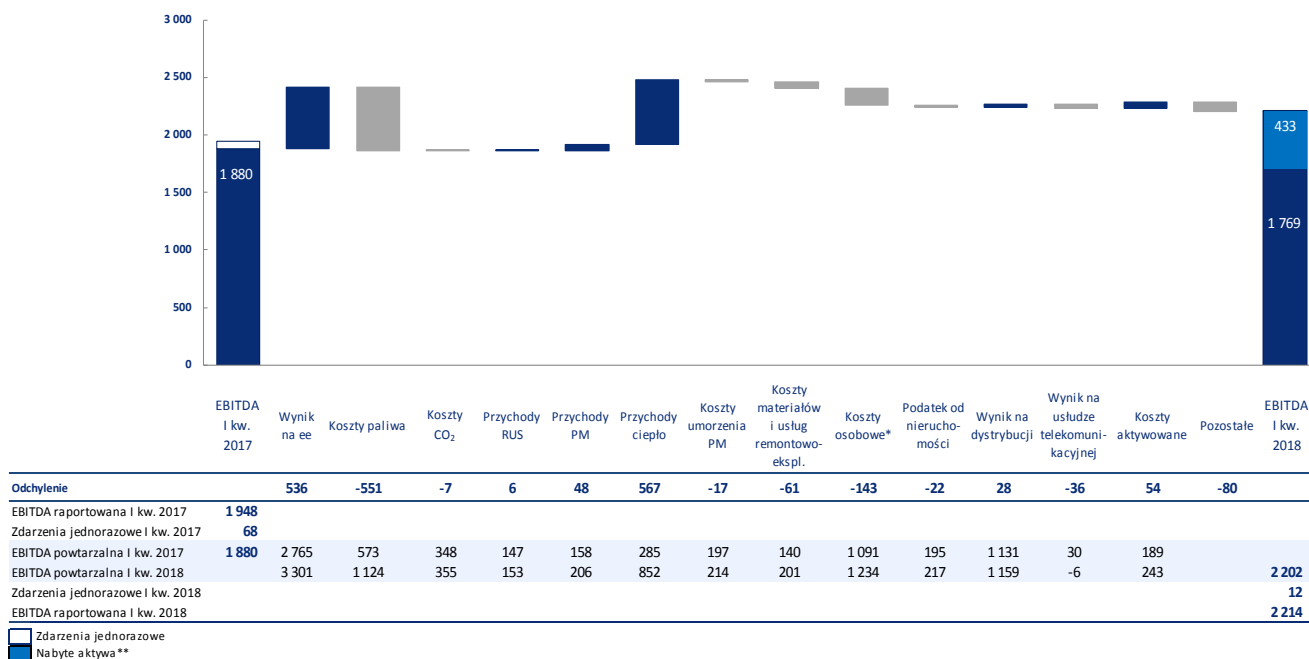
**LTM EBITDA - EBITDA z ostatnich 12 miesięcy od dnia sprawozdawczego

Tabela: Wpływ na wynik EBITDA zdarzeń o charakterze jednorazowym.

Zdarzenia jednorazowe	I kwartał 2018	I kwartał 2017	zmiana %
Rekompensaty KDT	14	75	-81%
Program Dobrowolnych Odejść	-2	-7	-71%
Razem	12	68	-82%

4.1.1. Skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów

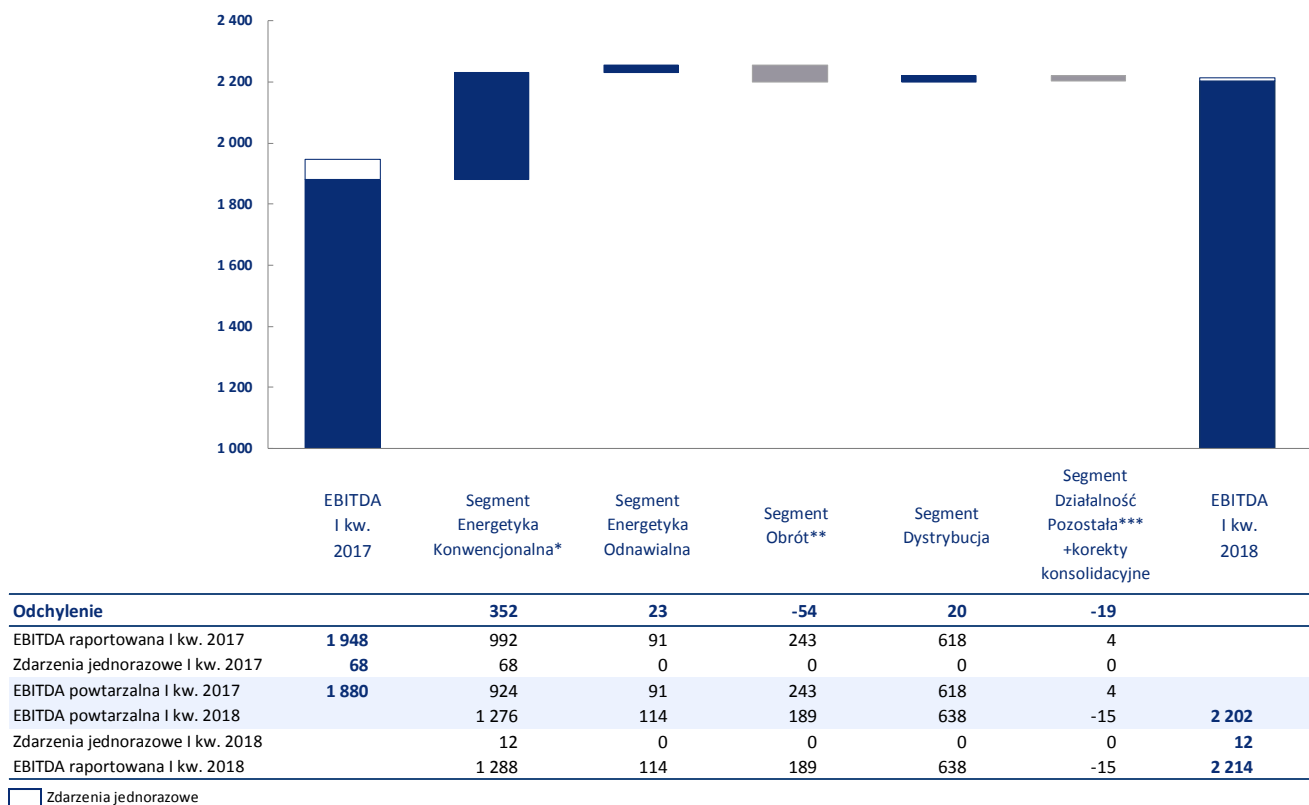
Rysunek: Kluczowe odchylenia wyniku powtarzalnego EBITDA w GK PGE (mln PLN).



* Oczyszczono o zdarzenia jednorazowe

** Wynik EBITDA spółek: PGE Energia Ciepła S.A., PGE Toruń S.A., PGE Gaz Toruń sp. z o.o., EC Zielona Góra S.A., Kogeneracja S.A., PGE Paliwa sp. z o.o., PGE Ekoserwis sp. z o.o., Torec sp. z o.o., Zower sp. z o.o., Energopomiar sp. z o.o.

Rysunek: Kluczowe odchylenia wyniku powtarzalnego EBITDA w podziale na segmenty (mln PLN).



* Wynik segmentu w I kw. 2018 roku zawiera EBITDA spółek: PGE Energia Ciepła S.A., PGE Toruń S.A., PGE Gaz Toruń sp. z o.o., EC Zielona Góra S.A., Kogeneracja S.A.

** Wynik segmentu w I kw. 2018 roku zawiera EBITDA spółki PGE Paliwa sp. z o.o.

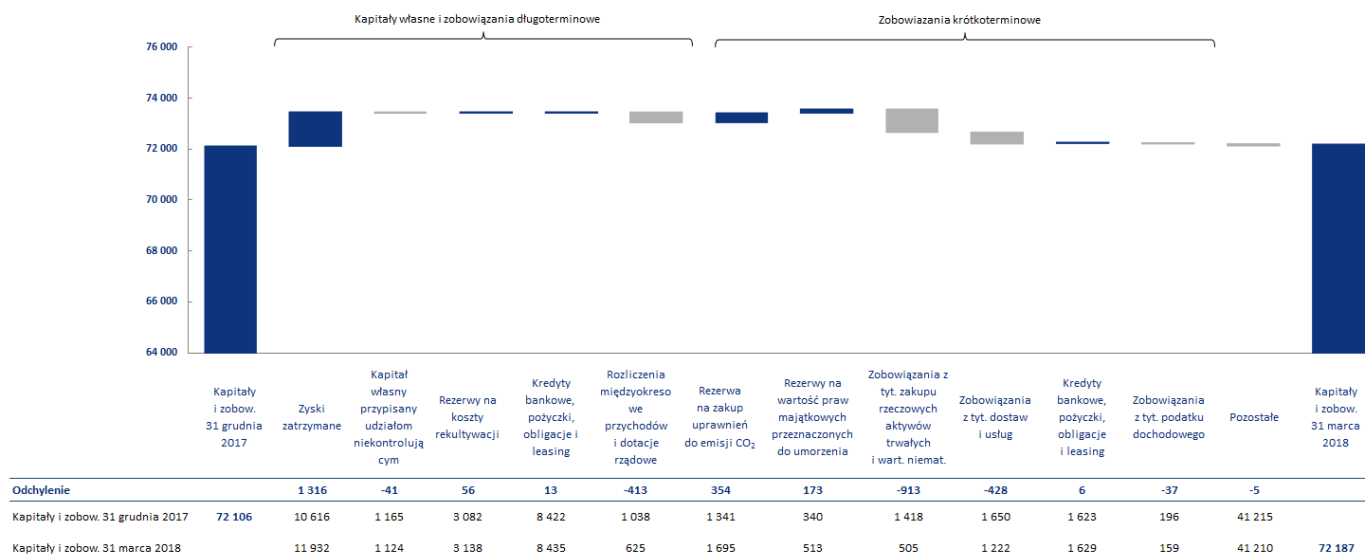
*** Wynik segmentu w I kw. 2018 roku zawiera EBITDA spółek: PGE Ekoserwis sp. z o.o., Torec sp. z o.o., Zower sp. z o.o., Energopomiar sp. z o.o.

4.1.2. Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej

Rysunek: Kluczowe odchylenia Aktywów (mIn PLN).

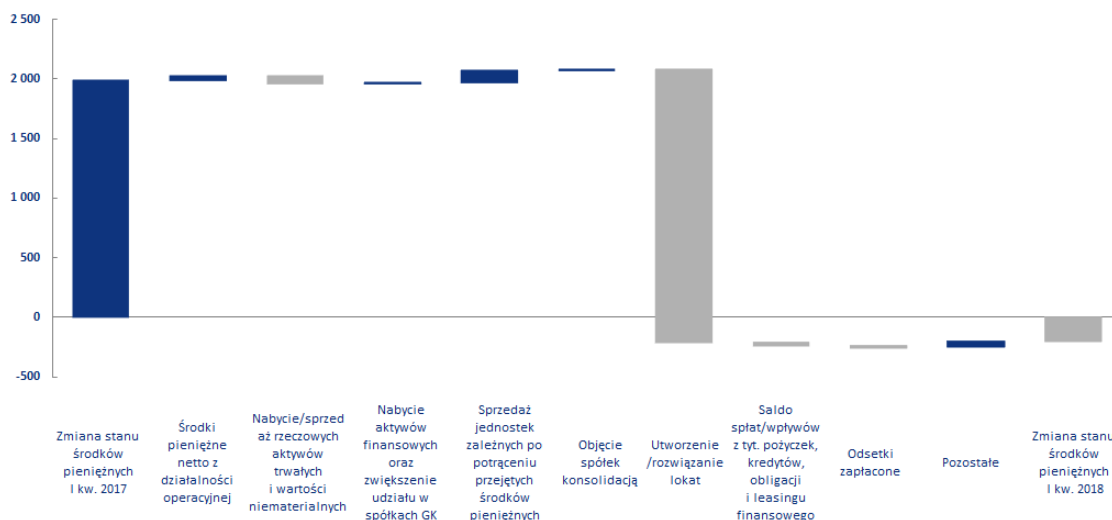


Rysunek: Kluczowe odchylenia Kapitałów i Zobowiązań (mIn PLN).



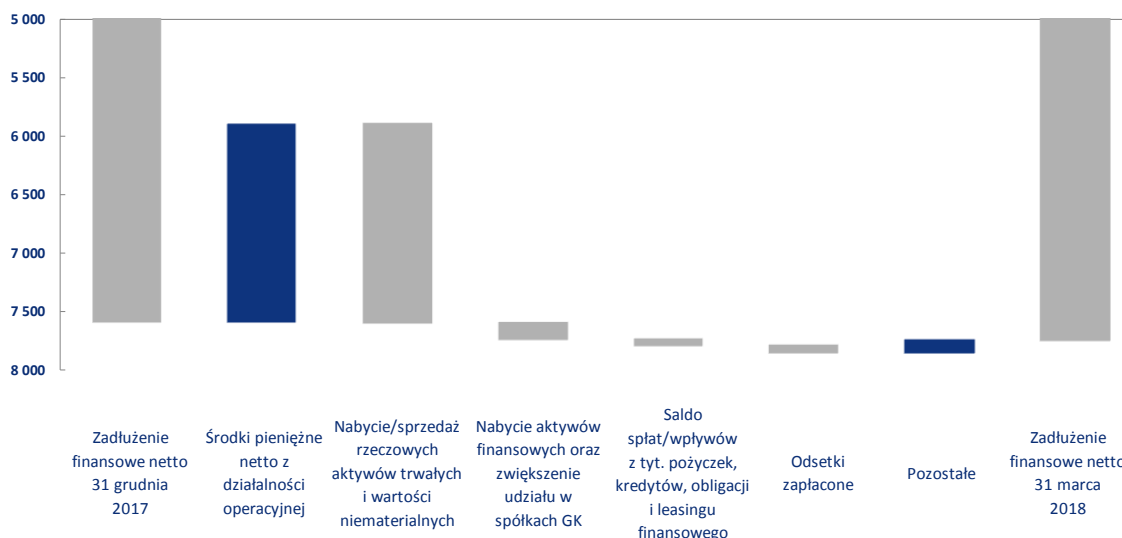
4.1.3. Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych

Rysunek: Zmiana stanu środków pieniężnych (mln PLN).



Odchylenie	44	-66	7	97	18	-2 294	-27	-4	46		
Zmiana stanu środków pieniężnych I kw. 2017	1 982	1 637	-1 631	-143	-97	0	2 284	-23	-55	10	
Zmiana stanu środków pieniężnych I kw. 2018		1 681	-1 697	-136	0	18	-10	-50	-59	56	-197

Rysunek: Zadłużenie finansowe netto (mln PLN).



Zmiana w I kw. 2018		-1 681	1 697	136	50	59	-100	
Zadłużenie finansowe netto	7 579							7 740

4.2. Kluczowe wyniki operacyjne GK PGE

Tabela: Kluczowe wielkości operacyjne.

Kluczowe wielkości	Jedn.	I kwartał 2018	I kwartał 2017	zmiana %	2017
Wydobycie węgla brunatnego	mln ton	12,86	13,34	-4%	49,51
Produkcja energii elektrycznej netto	TWh	17,66	15,00	18%	56,79
Sprzedaż ciepła	PJ	23,49	7,88	198%	24,85
Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców finalnych*	TWh	10,54	10,06	5%	40,43
Dystrybucja energii elektrycznej**	TWh	9,19	8,96	3%	35,34

* po wyeliminowaniu sprzedaży wewnątrz Grupy PGE

**z doszacowaniem

4.2.1. Bilans energii GK PGE

Sprzedaż energii elektrycznej

Tabela: Zestawienie sprzedaży energii elektrycznej poza Grupę Kapitałową PGE (TWh).

Wolumen sprzedaży	I kwartał 2018	I kwartał 2017	zmiana %	2017
SPRZEDAŻ W TWh, z czego:	19,63	17,07	15%	65,78
Sprzedaż energii do odbiorców finalnych*	10,54	10,06	5%	40,43
Sprzedaż na rynku hurtowym, w tym:	8,39	6,29	33%	22,67
<i>Sprzedaż na krajowym rynku hurtowym - giełda</i>	7,32	4,16	76%	14,66
<i>Sprzedaż na krajowym rynku hurtowym - pozostały</i>	0,94	2,03	-54%	7,55
<i>Sprzedaż do klientów zagranicznych</i>	0,13	0,10	30%	0,46
Sprzedaż na rynku bilansującym	0,70	0,72	-3%	2,68

* po wyeliminowaniu sprzedaży wewnątrz Grupy PGE

Wyższy wolumen sprzedaży do odbiorców finalnych w porównaniu do analogicznego okresu 2017 roku jest następstwem ujęcia sprzedaży PGE Energia Ciepła S.A. Sprzedaż detaliczna w ramach segmentu Obrót pozostaje na porównywalnym poziomie (10 TWh). Wyższy wolumen sprzedaży na rynku hurtowym – giełda wynika w znacznej mierze z rozszerzenia zdolności produkcyjnych o Nabyte aktywa. Dodatkowo na wzrost wolumenu miały wpływ korzystne uwarunkowania rynkowe. Wolumen sprzedaży na pozostałym rynku hurtowym zanotował spadek ze względu na niższą sprzedaż w kontraktach bilateralnych, którego przyczyną jest wyższy poziom obowiązków wynikających z tzw. „obligo giełdowego” i w konsekwencji alokowanie sprzedaży na rynek regulowany oraz zmiana regulacji co do lokowania energii ze źródeł odnawialnych (ograniczenie sprzedaży do sprzedawcy zobowiązanego).

Zakup energii elektrycznej

Tabela: Zestawienie zakupu energii elektrycznej spoza Grupy Kapitałowej PGE (TWh).

Wolumen zakupu	I kwartał 2018	I kwartał 2017	zmiana %	2017
ZAKUP W TWh, z czego:	3,47	3,36	3%	13,76
Zakupy na krajowym rynku hurtowym - giełda	1,21	0,75	61%	2,55
Zakupy na krajowym rynku hurtowym - pozostały	0,09	1,02	-91%	4,43
Zakupy poza granicami kraju	0,12	0,01	1100%	0,21
Zakupy na rynku bilansującym	2,05	1,58	30%	6,57

Wzrost zakupu na rynku hurtowym – giełda jest efektem optymalizacji portfela i wykorzystywania możliwości odkupu wcześniej sprzedanej energii po cenach niższych niż koszty wytwarzania. Spadek zakupu na krajowym rynku hurtowym - pozostałym jest głównie wynikiem zniesienia obowiązku zakupu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii o mocy powyżej 500 kWe. Wzrost zakupu na rynku bilansującym to efekt zwiększonego wolumenu redukcji wymuszonych przez PSE S.A. w styczniu 2018 roku, głównie z uwagi na zwiększoną produkcję z elektrowni wiatrowych w tym miesiącu.

Produkcja energii elektrycznej

Tabela: Zestawienie produkcji energii elektrycznej (TWh).

Wolumen produkcji	I kwartał 2018	I kwartał 2017	zmiana %	2017
PRODUKCJA ENERGII W TWh, z czego:	17,66	15,00	18%	56,79
Elektrownie opalane węglem brunatnym	9,82	10,57	-7%	38,95
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	0,00	0,00	-	0,00
Elektrownie opalane węglem kamiennym	3,95	2,51	57%	11,11
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	0,01	0,04	-75%	0,13
Elektrociepłownie węglowe	1,80	0,38	374%	1,47
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	0,01	0,00	-	0,00
Elektrociepłownie gazowe	1,49	0,95	57%	2,87
Elektrociepłownie biomasowe	0,05	0,05	0%	0,20
Elektrownie szczytowo-pompowe	0,11	0,10	10%	0,44
Elektrownie wodne	0,15	0,12	25%	0,47
Elektrownie wiatrowe	0,29	0,32	-9%	1,28
<i>w tym Nabyte aktywa*:</i>	3,16	-	-	1,58

*Elektrownia Rybnik, EC Gdańsk, EC Gdynia, EC Kraków, EC Wrocław, EC Czechnica, EC Zawidawie, EC Zielona Góra, EC Toruń

Główny wpływ na poziom produkcji energii elektrycznej w I kwartale 2018 roku w porównaniu do I kwartału 2017 roku miała wyższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem kamiennym. Wzrost ten wynika głównie z ujęcia produkcji Elektrowni Rybnik (1,22 TWh). Wyższa produkcja w Elektrowni Opole jest następstwem krótszego o 737 h czasu postoju bloków tej elektrowni w remontach (blok nr 3 pozostawał w remoncie średnim w marcu 2017 roku) oraz większego wykorzystania bloków elektrowni przez PSE S.A. Wzrost produkcji w Elektrowni Opole skompensował niższą produkcję w Elektrowni Dolna Odra, spowodowaną mniejszym zapotrzebowaniem przez PSE S.A. w I kwartale 2018 roku.

Wyższa produkcja w elektrociepłowniach węglowych jest następstwem ujęcia produkcji Elektrociepłowni Gdańsk, Elektrociepłowni Gdynia, Elektrociepłowni Wrocław, Elektrociepłowni Czechnica i Elektrociepłowni Kraków (1,41 TWh).

Wzrost produkcji w elektrociepłowniach gazowych wynika z ujęcia produkcji Elektrociepłowni Toruń, Elektrociepłowni Zielona Góra i Elektrociepłowni Zawidawie (0,53 TWh).

Produkcja w elektrociepłowniach biomasowych utrzymała się na poziomie porównywalnym do I kwartału 2017 roku.

Spadek produkcji w elektrowniach opalanych węglem brunatnym w I kwartale 2018 roku wynika z dłuższego czasu postoju w remontach bloków Elektrowni Bełchatów (o 1 518 h) i Elektrowni Turów (o 1 720 h). W Elektrowni Bełchatów blok nr 6 pozostawał w remoncie średnim od 3 marca do 6 kwietnia, blok nr 2 pozostawał w remoncie średnim od 11 lutego do 9 marca, a blok nr 1 pozostawał w remoncie średnim od 1 do 15 stycznia (w przypadku bloku nr 1 dłuższy czas postoju w remoncie został skompensowany przez krótszy czas postoju w rezerwie). W Elektrowni Turów w przeciągu całego I kwartału 2018 roku w modernizacji pozostawał blok nr 2, natomiast blok nr 6 pozostawał w remontach dłużej o 332 h w porównaniu do I kwartału 2017 roku.

Produkcja w elektrowniach wiatrowych osiągnęła niższy poziom w porównaniu do I kwartału 2017 roku, co spowodowane jest głównie gorszymi warunkami wietrznymi.

Produkcja w elektrowniach wodnych na wyższym poziomie w porównaniu do I kwartału 2017 roku wynikała głównie z korzystniejszych warunków hydrologicznych.

Nieznaczny wzrost produkcji w elektrowniach szczytowo-pompowych wynika z charakteru pracy jednostek wytwórczych, które w I kwartale 2018 roku były wykorzystywane w większym stopniu przez PSE S.A.

4.2.2. Sprzedaż ciepła

W I kwartale 2018 roku wolumen sprzedanego ciepła wyniósł w Grupie PGE 23,49 PJ i był wyższy w porównaniu do wolumenu sprzedanego ciepła w I kwartale 2017 roku o 15,61 PJ. Na powyższy wzrost składa się sprzedaż ciepła przez Nabyte aktywa segmentu Energetyka Konwencjonalna, która nie występowała w I kwartale 2017 roku (15,17 PJ) oraz wyższa sprzedaż ciepła przez oddziały PGE GiEK S.A. (0,44 PJ), co wynika głównie z wyższego zapotrzebowania na ciepło spowodowanego niższymi średnimi temperaturami zewnętrznymi.

4.3. Kluczowe wyniki finansowe w segmentach działalności

Tabela: Podział przychodów Grupy w podziale na segmenty działalności w I kwartale 2018 i 2017 roku.

mln PLN	I kwartał 2018	I kwartał 2017	zmiana %
Energetyka Konwencjonalna	4 644	3 164	47%
Energetyka Odnawialna	212	192	10%
Obrót	3 650	3 953	-8%
Dystrybucja	1 516	1 643	-8%
Pozostała Działalność	144	172	-16%
RAZEM	10 166	9 124	11%
Korekty konsolidacyjne	-3 029	-3 383	-10%
RAZEM PO KOREKTACH	7 137	5 741	24%

Tabela: Kluczowe wielkości w poszczególnych segmentach w I kwartale 2018 roku (po dokonaniu wyłączeń wewnątrzsegmentowych).

mln PLN	EBITDA	EBIT	Nakłady inwestycyjne	Aktywa segmentu*
	I kwartał 2018			
Energetyka Konwencjonalna	1 288	765	596	44 591
Energetyka Odnawialna	114	50	15	3 287
Obrót	189	182	2	4 240
Dystrybucja	638	346	226	17 897
Pozostała działalność	17	-5	41	694
RAZEM	2 246	1 338	880	70 709
Korekty konsolidacyjne	-32	-23	-25	-3 320
RAZEM PO KOREKTACH	2 214	1 315	855	67 389

*por. nota 5.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego

Tabela: Kluczowe wielkości w poszczególnych segmentach w I kwartale 2017 roku (po dokonaniu wyłączeń wewnątrzsegmentowych).

mln PLN	EBITDA	EBIT	Nakłady inwestycyjne	Aktywa segmentu*
	I kwartał 2017			
Energetyka Konwencjonalna	992	630	788	37 101
Energetyka Odnawialna	91	25	12	3 631
Obrót	243	237	3	3 569
Dystrybucja	618	326	263	17 332
Pozostała działalność	12	-21	33	591
RAZEM	1 956	1 197	1 099	62 224
Korekty konsolidacyjne	-8	4	-11	-2 613
RAZEM PO KOREKTACH	1 948	1 201	1 088	59 611

*por. nota 5.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego

4.3.1. Segment działalności - Energetyka Konwencjonalna

Aktywa

Rysunek: Główne aktywa segmentu Energetyka Konwencjonalna.

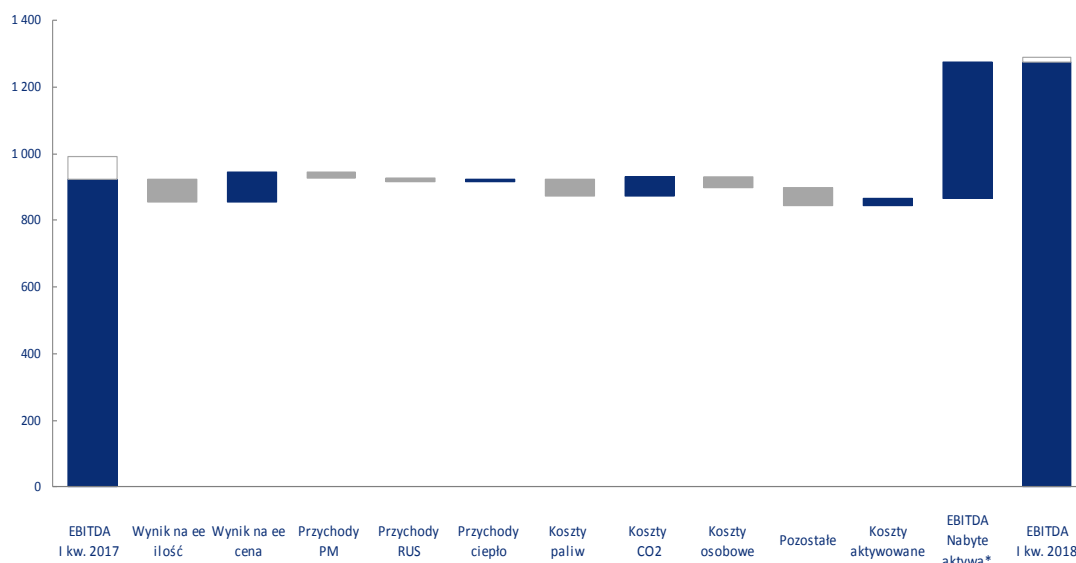


Kluczowe wielkości finansowe

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Energetyka Konwencjonalna.

mIn PLN	I kwartał 2018	I kwartał 2017	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	4 644	3 164	47%
EBIT	765	630	21%
EBITDA	1 288	992	30%
Nakłady inwestycyjne	596	788	-24%

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



Odchylenie	-67	89	-18	-12	8	-50	59	-36	-53	22	410	
EBITDA raportowana I kw. 2017	992											
Zdarzenia jednorazowe I kw. 2017	68											
EBITDA powtarzalna I kw. 2017	924											
EBITDA powtarzalna I kw. 2018	2 388	143	86	279	573	348	665	180	0	1 276		
Zdarzenia jednorazowe I kw. 2018	2 410	125	74	287	623	289	701	202	410	12		
EBITDA raportowana I kw. 2018	1 288											

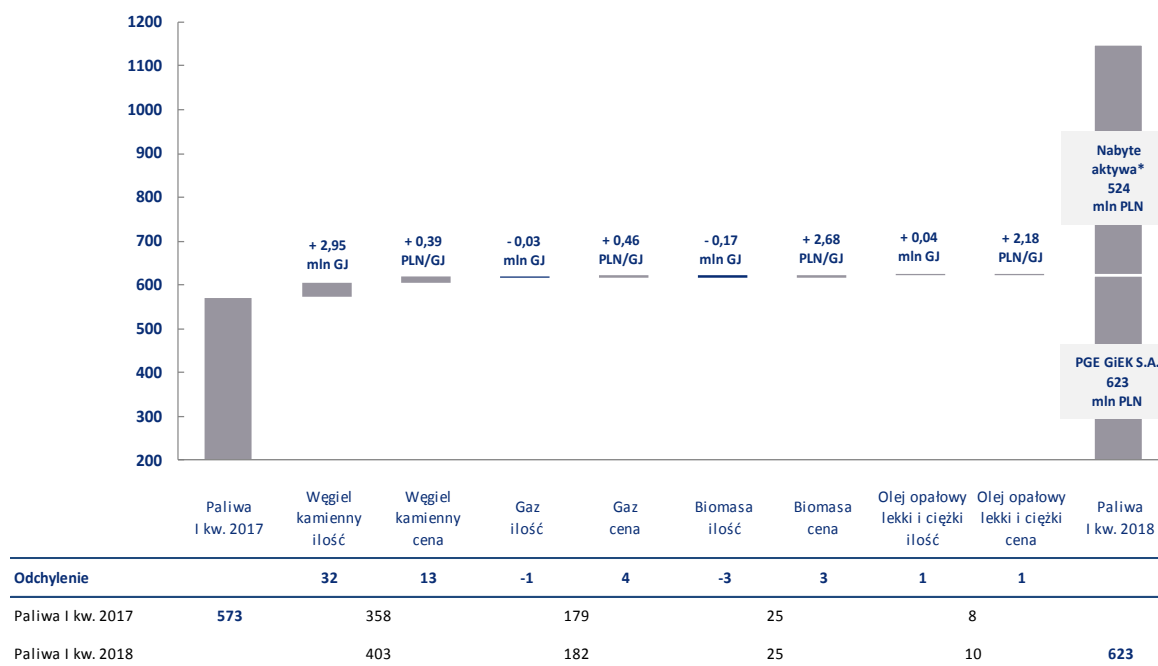
☐ zdarzenia jednorazowe

* Wynik EBITDA spółek: PGE Energia Ciepła S.A., PGE Toruń S.A., PGE Gaz Toruń sp. z o.o., EC Zielona Góra S.A., Kogeneracja S.A.

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wyniki segmentu Energetyka Konwencjonalna w I kwartale 2018 roku w porównaniu do wyników I kwartału 2017 roku były:

- **Niższy wolumen sprzedaży energii elektrycznej**, głównie na skutek niższej produkcji w Elektrowni Bełchatów i Elektrowni Turów z powodu dłuższego czasu postoju bloków w remontach i modernizacjach (por. pkt 4.2.1 niniejszego sprawozdania).
- **Wzrost cen sprzedaży energii elektrycznej**, który spowodował wzrost przychodów ze sprzedaży. Średnia zrealizowana cena sprzedaży energii elektrycznej bez sprzedaży do odbiorców finalnych w segmencie Energetyka Konwencjonalna w I kwartale 2018 roku ukształtowała się na poziomie 172,2 PLN/MWh (173,3 z uwzględnieniem wpływu Nabytych aktywów), natomiast w I kwartale 2017 roku wyniosła 163,5 PLN/MWh.
- **Niższe przychody ze sprzedaży PM**, głównie na skutek braku przychodów ze sprzedaży białych PM, które wystąpiły w I kwartale 2017 roku.
- **Niższe przychody z RUS**, głównie niższe przychody z tytułu Operacyjnej Rezerwy Mocy na skutek niższych wolumenów ORM w Elektrowni Opole i Elektrowni Bełchatów (blok nr 1) na skutek wyższego obciążenia sprzedażowego tych elektrowni.
- **Wyższe przychody ze sprzedaży ciepła**, na skutek wyższego zapotrzebowania na ciepło zgłaszanego przez odbiorców, będącego konsekwencją niższych średnich temperatur dobowych.
- **Wyższe koszty zużycia paliw**, przede wszystkim węgla kamiennego. Jest to głównie efekt wyższej produkcji energii elektrycznej w Elektrowni Opole (por. pkt 4.2.1 niniejszego sprawozdania) oraz wyższych cen węgla kamiennego. Główne odchylenia na poszczególnych rodzajach paliw zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Niższe koszty CO₂** na skutek niższego jednostkowego kosztu uprawnień do emisji CO₂ oraz niższej emisji CO₂. Powyższy korzystny efekt został pomniejszony przez niekorzystny wpływ niższego przydziału darmowych uprawnień do emisji CO₂.
- **Wyższe koszty osobowe**, głównie na skutek wyższego funduszu wynagrodzeń i pochodnych od wynagrodzeń.
- **Wyższy poziom kosztów aktywowanych**, głównie na skutek większego zaangażowania służb własnych w wykonawstwo inwestycji.
- EBITDA wypracowana przez Nabyte aktywa w I kwartale 2018 roku.

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



*Nabyte aktywa: Elektrownia Rybnik, EC Gdańsk, EC Gdynia, EC Kraków, EC Wrocław, EC Czechnica, EC Zawidawie, EC Zielona Góra, EC Toruń

Nakłady inwestycyjne

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Konwencjonalna w I kwartale 2018 i 2017 roku.

mln PLN	I kwartał 2018	I kwartał 2017	zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	440	684	-36%
▪ Rozwojowe	269	538	-50%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	171	146	17%
Zakupy gotowych dóbr inwestycyjnych	10	2	400%
Środki transportu	1	0	-
Pozostałe	3	3	0%
Nabyte aktywa*	68	0	-
RAZEM	522	689	-24%
Aktywowane koszty usuwania nadkładu w kopalniach	74	99	-25%
RAZEM z aktywowanymi kosztami usuwania nadkładu	596	788	-24%

*PGE Energia Ciepła S.A., PGE Toruń S.A., PGE Gaz Toruń sp. z o.o., EC Zielona Góra S.A., Kogeneracja S.A.

W I kwartale 2018 roku najwyższe nakłady zostały poniesione na następujące projekty:

- budowa bloków 5 i 6 w Elektrowni Opole 166 mln PLN;
- budowa bloku 11 w Elektrowni Turów 72 mln PLN;
- budowa instalacji termicznego przetwarzania z odzyskiem energii w Elektrociepłowni Rzeszów 31 mln PLN;
- modernizacja bloków 1-3 w Elektrowni Turów 18 mln PLN;
- instalacja transportu popiołu oraz suspensji z bloku 14 w Elektrowni Bełchatów 15 mln PLN;
- zmiana technologii składowania odpadów paleniskowych w Elektrowni Bełchatów 10 mln PLN.

Kluczowe rozstrzygnięcia w I kwartale 2018 roku w segmencie Energetyki Konwencjonalnej:

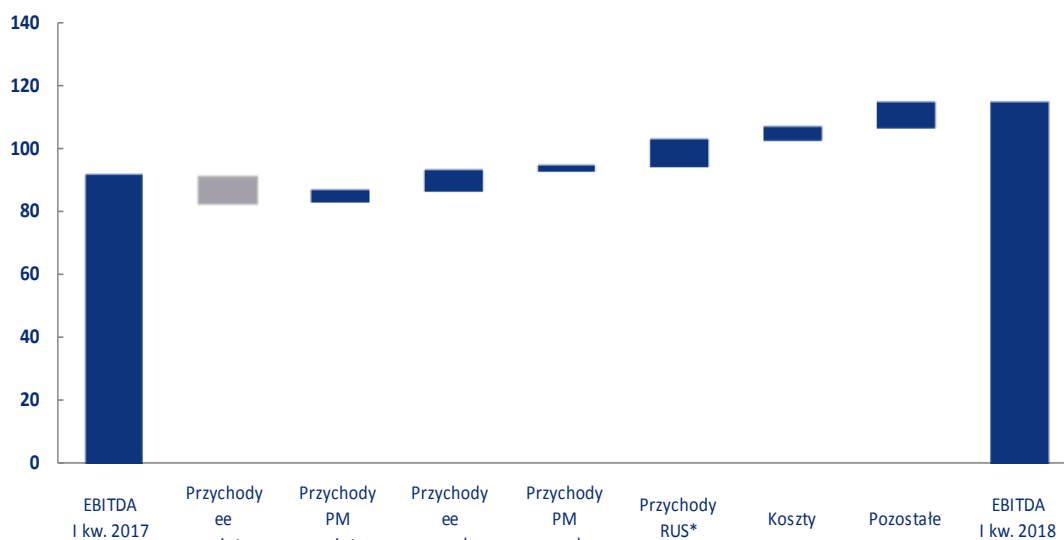
- Uzyskano Decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach dla przedsięwzięcia pn.: „Wydobycie węgla brunatnego ze złoża Złoczew”; Odwołanie od przedmiotowej decyzji zostało wniesione pismem datowanym na 24 kwietnia 2018 roku przez Fundację Greenpeace Polska.
- Uzyskano Pozwolenie na Użytkowanie dla zapory wodnej na zbiorniku Witka;
- Zakończono budowę obu chłodni kominowych dla bloków nr 5 i 6 w Elektrowni Opole.

Kluczowe wielkości finansowe

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Energetyka Odnawialna.

mIn PLN	I kwartał 2018	I kwartał 2017	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	212	192	10%
EBIT	50	25	100%
EBITDA	114	91	25%
Nakłady inwestycyjne	15	12	25%

Rysunek: Kluczowe odchylenia wyniku EBITDA w segmencie Energetyka Odnawialna (mIn PLN).



Odchylenie	Przychody ee -wiatr	Przychody PM -wiatr	Przychody ee -woda	Przychody PM -woda	Przychody RUS*	Koszty	Pozostałe
EBITDA I kw. 2017	91	55	23	24	1	61	74
EBITDA I kw. 2018		46	27	30	3	69	70

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

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wyniki segmentu Energetyka Odnawialna w I kwartale 2018 roku w porównaniu do wyników I kwartału 2017 roku były:

- **Spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej z elektrowni wiatrowych** wynikający głównie z: (i) niekorzystnych warunków wietrzności w analizowanym okresie, co przełożyło się na niższy wolumen sprzedaży energii elektrycznej o 38 GWh oraz (ii) niższej ceny sprzedaży o 7 PLN/MWh w porównaniu do I kwartału 2017 roku.
- **Wzrost przychodów ze sprzedaży praw majątkowych z elektrowni wiatrowych** wynikający z dodatniej korekty wyceny sprzedanych praw majątkowych oraz aktualizacji wyceny zapasu, co wpłynęło na wzrost przychodów o ok. (+) 4 mln PLN.
- **Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej z elektrowni wodnych** spowodowany głównie korzystnymi warunkami hydrologicznymi w analizowanym okresie, co przełożyło się na wzrost wolumenu sprzedaży energii elektrycznej o 20 GWh oraz wyższą cenę o 19 PLN/MWh w porównaniu do I kwartału 2017 roku.
- **Wzrost przychodów ze sprzedaży praw majątkowych z elektrowni wodnych** wynikający z: (i) wyceny produkcji praw majątkowych po wyższej cenie o ok. 25 PLN/MWh w I kwartale 2018 roku w stosunku do I kwartału 2017 roku, co wpłynęło na wzrost przychodów o ok. (+) 1 mln PLN; (ii) dodatniej korekty wyceny sprzedanych praw majątkowych oraz aktualizacji wyceny zapasu, co wpłynęło na wzrost przychodów o ok. (+) 1 mln PLN.
- **Wyższe przychody ze sprzedaży regulacyjnych usług systemowych** (umowa z PSE S.A.) wynikające głównie z wyższego wolumenu oraz wyższej stawki za usługę rezerwy interwencyjnej mocy czynnej.
- **Korzystne odchylenie na kosztach** wynikające głównie ze spadku kosztów usług OHT i bilansowania handlowego oraz niższego zakupu energii elektrycznej z Grupy Bilansującej.
- **Korzystne odchylenie w pozycji pozostałe** związane głównie z naliczeniem kar umownych spółkom Enea S.A. i Energa Obrót S.A. z tytułu niewykonania umów sprzedaży PM.

Nakłady inwestycyjne

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Odnawialna w I kwartale 2018 i 2017 roku.

mIn PLN	I kwartał 2018	I kwartał 2017	zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	14	11	27%
▪ Rozwojowe	9	5	80%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	5	6	-17%
Pozostałe	1	1	0%
RAZEM	15	12	25%

4.3.3. Segment działalności - Dystrybucja

PGE Dystrybucja S.A. działa na obszarze 122 433 km² i dostarcza energię elektryczną do ok. 5,4 mln klientów.

Rysunek: Obszar sieci dystrybucyjnej PGE.

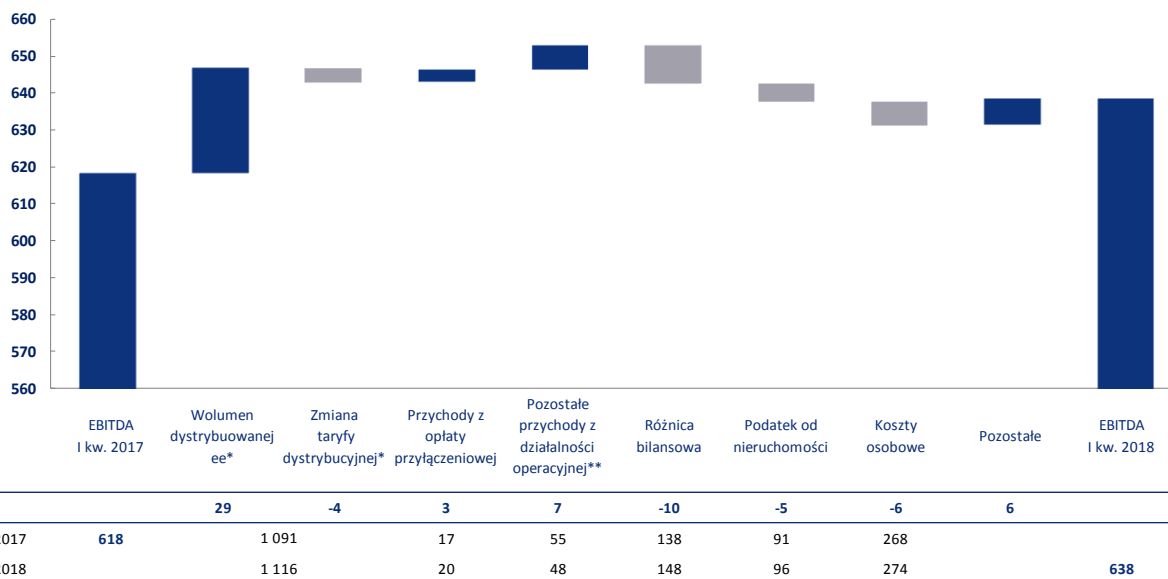


Kluczowe wielkości finansowe

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Dystrybucja.

mIn PLN	I kwartał 2018	I kwartał 2017	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	1 516	1 643	-8%
EBIT	346	326	6%
EBITDA	638	618	3%
Nakłady inwestycyjne	226	263	-14%

Rysunek: Kluczowe odchylenia wyniku EBITDA w segmencie Dystrybucja (mIn PLN).



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

** Inne przychody (energia bierna, przekroczenia mocy, usługi dodatkowe), wznowienie dostaw, saldo usług tranzytowych

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wyniki segmentu Dystrybucja w I kwartale 2018 roku w porównaniu do wyników I kwartału 2017 roku były:

- **Wzrost wolumenu dystrybuowanej energii** o 235 GWh, wynikający m.in z większej liczby odbiorców wg punktu poboru energii (o ok. 46 tys.) w porównaniu do I kwartału 2017 roku oraz wzrostu aktywności gospodarczej na obszarze działania PGE Dystrybucja S.A. głównie odbiorców z grup A i B.
- **Nieznaczny spadek średniej stawki** o ok. 0,4 PLN/MWh po pomniejszeniu przychodów o koszty opłat ponoszonych na rzecz PSE S.A.
- **Wzrost przychodów z opłaty przyłączeniowej** głównie w związku z przyłączeniem dwóch podstacji PKP Energetyka S.A. w Oddziale Łódź.
- **Wzrost pozostałych przychodów z działalności operacyjnej** głównie z energii biernej i przekroczenia mocy, co wynika z zachowania odbiorców, u których pobór mocy jest wyższy względem wartości zakontraktowanej w umowie z PGE Dystrybucja S.A.
- **Wyższe koszty energii** na pokrycie różnicy bilansowej w wyniku wzrostu wolumenu o 89 GWh.
- **Wzrost kosztów podatku od nieruchomości** w związku ze wzrostem: (i) wartości majątku sieciowego w wyniku realizacji inwestycji, (ii) stawek podatkowych obowiązujących w bieżącym roku.
- **Wzrost kosztów osobowych** wynikający głównie z prowadzonego procesu zmiany wynagrodzeń.
- **Odchylenie w pozycji pozostałe** wynikające głównie ze zwrotu podatku od nieruchomości (ok. 4 mln PLN) za lata 2013-2017 na skutek zmiany klasyfikacji stacji transformatorowych na budynki.

Nakłady inwestycyjne

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Dystrybucja w I kwartale 2018 i 2017 roku.

mIn PLN	I kwartał 2018	I kwartał 2017	zmiana %
Sieci SN i nN	88	80	10%
Stacje 110/SN i SN/SN	19	33	-42%
Linie 110 kV	3	7	-57%
Przyłączanie nowych odbiorców (PNO)	83	91	-9%
Zakup transformatorów i liczników	10	31	-68%
Teleinformatyka, telemechanika i łączność	14	15	-7%
Pozostałe	9	6	50%
RAZEM	226	263	-14%

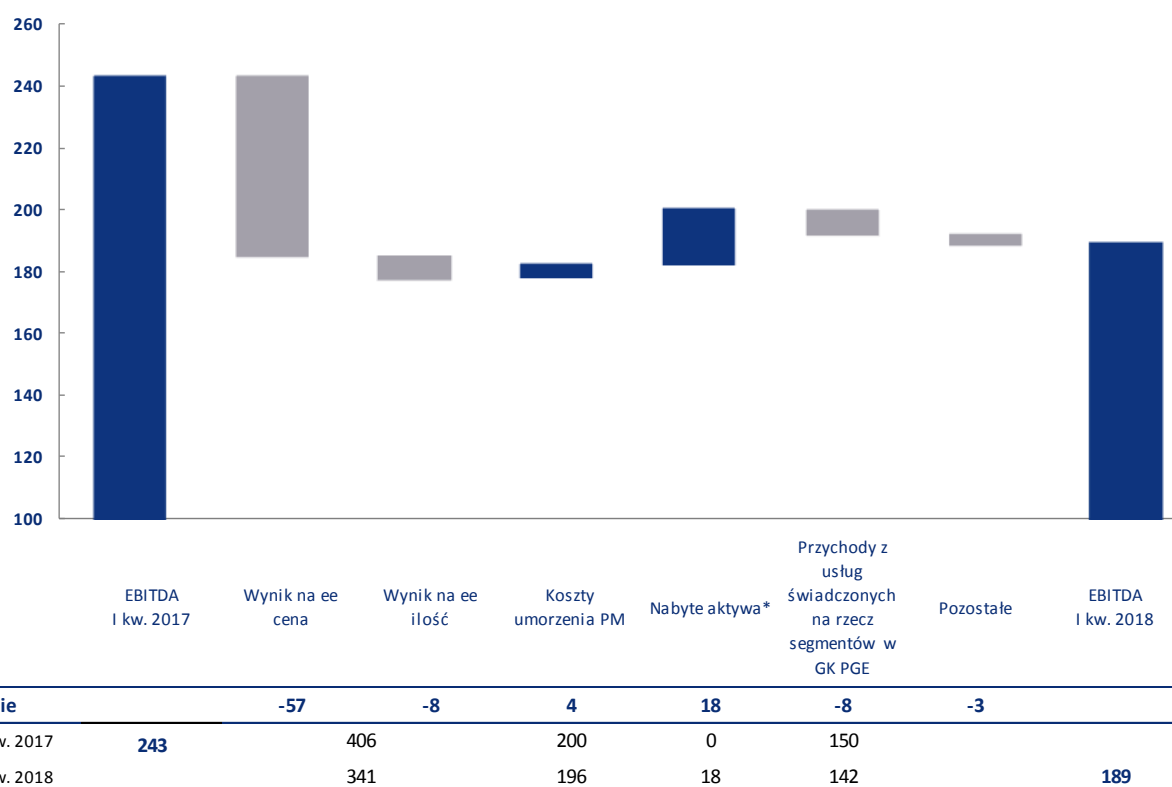
4.3.4. Segment działalności – Obrót

Kluczowe wielkości finansowe

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Obrót.

mIn PLN	I kwartał 2018	I kwartał 2017	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	3 650	3 953	-8%
EBIT	182	237	-23%
EBITDA	189	243	-22%
Nakłady inwestycyjne	2	3	-33%

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



*PGE Paliwa sp. z o.o.

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wyniki segmentu Obrót w I kwartale 2018 roku w porównaniu do wyników I kwartału 2017 roku były:

- **Niższy wynik na energii elektrycznej** o 65 mln PLN wynikający głównie z uzyskania niższej marży jednostkowej na sprzedaży energii elektrycznej, związanej ze wzrostem cen na rynku hurtowym (w szczególności rynku spot), po których częściowo odbywało się bilansowanie zapotrzebowania na energię elektryczną wynikającego ze sprzedaży do odbiorców finalnych.
- **Spadek kosztów umorzenia praw majątkowych** głównie w wyniku niższych uzyskanych cen umorzenia PM OZE oraz żółtych PM, częściowo zniwelowany wzrostem zapotrzebowania na prawa majątkowe wynikającego z podwyższenia obowiązku umorzenia praw majątkowych zielonych, żółtych i fioletowych.
- **Spadek przychodów z usług świadczonych wewnątrz GK PGE** o 8 mln PLN, wynikający ze zmiany sposobu rozliczeń ze spółkami (-18 mln PLN), częściowo zniwelowany zwiększeniem przychodów z tytułu umowy o Zarządzanie Handlowe Zdolnościami Wytwórczymi wynikającym z wyższego o 0,7 TWh wolumenu obrotu oraz wyższych cen sprzedaży i zakupu energii elektrycznej objętej zarządzaniem. Wzrost przychodów od PGE GiEK S.A. wyniósł 10 mln PLN.

4.3.5. Pozostała Działalność

Kluczowe wielkości finansowe

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Pozostała Działalność.

mIn PLN	I kwartał 2018	I kwartał 2017	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	144	172	-16%
EBIT	-5	-21	76%
EBITDA	17	12	42%
Nakłady inwestycyjne	41	33	24%

Wzrost wyniku EBITDA segmentu Pozostała Działalność o ok. 5 mln PLN związany był głównie ze wzrostem EBITDA spółki PGE Systemy S.A. o ok. 8 mln PLN w efekcie zwiększenia zakresu świadczonych usług dla spółek GK PGE należących do innych segmentów.

Nakłady inwestycyjne

Nakłady inwestycyjne w ramach Pozostałej Działalności w I kwartale 2018 roku wyniosły 41 mln PLN w porównaniu do 33 mln PLN poniesionych w I kwartale 2017 roku.

W ramach powyższej kwoty w I kwartale 2018 roku największe nakłady inwestycyjne poniesione zostały przez następujące spółki:

- PGE EJ 1 sp. z o.o. – na rozwój projektu jądrowego 26 mln PLN;
- PGE Systemy S.A. – na rozwój infrastruktury teleinformatycznej oraz oprogramowania 14 mln PLN.

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

W I kwartale 2018 roku ani do dnia publikacji niniejszego skonsolidowanego sprawozdania nie miały miejsca istotne zdarzenia.

4.4.1. Opis znaczących umów

W I kwartale 2018 roku nie wystąpiły umowy, które spełniły kryterium umowy znaczącej.

4.4.2. Zmiany w składzie Zarządu i Rady Nadzorczej

Na 31 marca 2018 roku Zarząd Spółki funkcjonował w następującym, niezmiennym 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

Na 8 stycznia 2018 roku Rada Nadzorcza funkcjonowała w następującym składzie:

Imię i nazwisko członka Rady Nadzorczej	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
Witold Kozłowski	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Mieczysław Sawaryn	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny

9 stycznia 2018 roku Skarb Państwa reprezentowany przez Ministra Energii, w drodze pisemnego oświadczenia składanego Zarządowi Spółki, powołał do składu Rady Nadzorczej Pana Tomasza Hapunowicza.

Na dzień publikacji niniejszego sprawozdania Rada Nadzorcza funkcjonuje w następującym składzie:

Imię i nazwisko członka Rady Nadzorczej	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
Witold Kozłowski	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Mieczysław Sawaryn	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny

W I kwartale 2018 roku komitety stałe Rady Nadzorczej funkcjonowały w następującym składzie:

Imię i nazwisko członka Rady Nadzorczej	Komitet Audytu	Komitet Ładu Korporacyjnego	Komitet Strategii i Rozwoju	Komitet Nominacji i Wynagrodzeń
Janina Goss	Członek od 02.03.2016			Członek od 02.03.2016
Tomasz Hapunowicz		Członek od 23.01.2018	Członek od 23.01.2018	
Anna Kowalik	Członek		Członek od 23.01.2018	Członek
Witold Kozłowski		Członek od 13.09.2016 Przewodniczący od 25.10.2016	Członek od 13.12.2017	Członek od 13.09.2016
Grzegorz Kuczyński	Członek od 02.03.2016 Przewodniczący od 18.03.2016	Członek od 02.03.2016	Członek od 23.01.2018	
Mieczysław Sawaryn			Członek od 02.03.2016	Członek od 02.03.2016 Przewodniczący od 08.08.2016
Artur Składanek	Członek od 19.09.2017	Członek od 07.03.2016	Członek od 02.03.2016 Przewodniczący od 23.01.2018	

4.4.3. Kwestie prawne

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

Informacje dotyczące pozwów o stwierdzenie nieważności uchwał Walnych Zgromadzeń PGE S.A. zostały omówione w nocie 20.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Kwestia odszkodowania dotyczącego konwersji akcji

Informacje w sprawie odszkodowań dotyczących konwersji akcji zostały omówione w nocie 20.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego

4.4.4. 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 nr 20.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

4.4.5. Informacje o udzieleniu przez Spółkę lub przez jednostkę od niej zależną poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji

Tabela: Zestawienie głównych pozycji w ramach udzielonych przez spółki GK PGE poręczeń i gwarancji na 31 marca 2018 roku.

Wystawca poręczenia lub udzielonej gwarancji	Nazwa podmiotu na rzecz którego udzielono poręczenie lub udzielono gwarancję (Beneficjent)	Nazwa podmiotu za zobowiązania którego jest wystawione poręczenie lub udzielona gwarancja	Data powstania zobowiązania z tytułu udzielonego zabezpieczenia	Data obowiązywania udzielonego poręczenia lub udzielonej gwarancji	Wartość udzielonego poręczenia lub udzielonej gwarancji (mln)	Waluta	Wartość kredytu lub pożyczki będącej przedmiotem zabezpieczenia (mln)	Waluta
PGE S.A.	Obligatariusze	PGE Sweden AB	2014-05-22	2041-12-31	2 500,0	EUR	638,0	EUR
PGE S.A.	Nordic Investment Bank	PGE GiEK S.A.	2017-05-12	2024-12-31	134,3	EUR	111,9	EUR

4.4.6. 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 punkcie 1.1 niniejszego sprawozdania oraz w nocie 1.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

4.4.7. Działania związane z energetyką jądrową

Program budowy pierwszej polskiej elektrowni jądrowej („Program”) koncentruje się na przeprowadzeniu badań lokalizacyjnych i środowiskowych do momentu przygotowania Raportu z oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko („Raport OOS”) i Raportu Lokalizacyjnego. Decyzje o kontynuacji Programu, w powyższym lub zmienionym zakresie, będą podejmowane w kontekście decyzji Ministerstwa Energii dotyczących kształtu zaktualizowanego Programu Polskiej Energetyki Jądrowej, modelu pozyskania technologii dla elektrowni jądrowej i modelu finansowania inwestycji.

Partnerstwo biznesowe

W następstwie zbycia 15 kwietnia 2015 roku na rzecz Partnerów Biznesowych (TAURON Polska Energia S.A., Enea S.A. oraz KGHM Polska Miedź S.A.) przez PGE S.A. udziałów w PGE EJ 1 sp. z o.o. ("PGE EJ 1", "EJ 1") PGE S.A. posiada 70% udziałów w kapitale zakładowym PGE EJ 1, a każdy z Partnerów Biznesowych po 10% udziałów w kapitale zakładowym PGE EJ 1.

Zgodnie z Umową Wspólników, zawartą 3 września 2014 roku, Strony zobowiązały się wspólnie, w proporcji do posiadanych udziałów, sfinansować działania w ramach fazy wstępnej Programu („Etap rozwoju”). Założono, że zaangażowanie finansowe PGE S.A. w okresie Etapu rozwoju nie przekroczy wartości ok. 700 mln PLN. Środki na realizację Programu wnoszone są do PGE EJ 1 w formie podwyższeń kapitału zakładowego. W I kwartale 2018 roku PGE EJ 1 udzielona została przez wspólników pożyczka zamiast podwyższenia kapitału zakładowego.

Postępowanie na wybór technologii

Dalsze działanie w zakresie pozyskania technologii jądrowej uzależnione jest od ostatecznych uzgodnień z Ministerstwem Energii dotyczących formuły wyboru technologii i wypracowania rozwiązań ekonomiczno-organizacyjno-prawnych wraz z podziałem ryzyk i szacunkiem kosztów wdrożenia tych rozwiązań.

Badania lokalizacyjne i środowiskowe

W I kwartale 2018 roku kontynuowane były badania lokalizacyjne i środowiskowe niezbędne do sporządzenia Raportu OOS oraz Raportu Lokalizacyjnego. Badania realizowane są przy udziale spółki ELBIS sp. z o.o., wchodzącej w skład Grupy Kapitałowej PGE. Ich przedmiotem jest uzyskanie danych do przeprowadzenia oceny terenu z punktu widzenia przydatności dla posadowienia elektrowni jądrowej.

Prace prowadzone są w dwóch lokalizacjach: „Lubiatowo-Kopalino” i „Żarnowiec” na terenach gmin Choczewo, Krokowa i Gniewino, w województwie pomorskim.

Prowadzone są prace dotyczące aktualizacji harmonogramu prac.

Akceptacja społeczna

Głównym celem działań w tym obszarze jest utrzymanie wysokiego poziomu poparcia społecznego w planowanych lokalizacjach elektrowni jądrowej oraz dostarczenie wiedzy na temat energetyki jądrowej i Programu jak najszerszej grupie interesariuszy.

W I kwartale 2018 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

W 2013 roku spółka PGE EJ 1 sp. z o.o. podpisała umowę o badanie środowiska, badanie lokalizacji oraz usługi związane z uzyskaniem pozwoleń i uprawnień niezbędnych w procesie inwestycyjnym związanym z budową elektrowni jądrowej z konsorcjum WorleyParsons Nuclear Services JSC, WorleyParsons International Inc. oraz WorleyParsons Group Inc. (zwane dalej „WorleyParsons”), na kwotę ok. 253 mln PLN netto (w tym zakres podstawowy ok. 167 mln PLN). Z tytułu opóźnienia w realizacji produktu umowy EJ 1 naliczyła WorleyParsons w 2013 roku karę umowną w kwocie ok. 7 mln PLN. Dodatkowo w związku z dalszym nienależytym wykonaniem usług w 2014 roku EJ 1 naliczyła kary umowne w łącznej kwocie ok. 43 mln PLN. 23 grudnia 2014 roku EJ 1 wypowiedziała umowę z przyczyn leżących po stronie WorleyParsons.

Kary umowne z 2013 roku zostały potrącone z wynagrodzenia należnego WorleyParsons w 2014 roku. Kary z 2014 roku zostały w części potrącone z wynagrodzenia należnego WorleyParsons, w części zaś zaspokojone z kwot uzyskanych przez spółkę z gwarancji bankowej. Po dokonaniu wszystkich potrąceń i uzyskaniu przez spółkę kwot z gwarancji bankowej, EJ 1 przysługuje względem WorleyParsons roszczenie o zapłatę ok. 14 mln PLN, jako kara umowna tytułem opóźnienia.

7 sierpnia 2015 roku EJ 1 wniosła do Sądu Okręgowego w Warszawie pozew przeciwko WorleyParsons o zapłatę kwoty ok. 15 mln PLN z tytułu zaległych kar umownych powiększonej o odsetki ustawowe z tytułu opóźnienia w zapłacie.

13 listopada 2015 roku EJ 1 doręczono pozew WorleyParsons o zapłatę kwoty ok. 59 mln PLN tytułem wynagrodzenia WorleyParsons, które w jego ocenie zostało nienależnie przez EJ 1 potrącone, za prace bezzasadnie w ocenie WorleyParsons nieodebrane oraz za zarządzanie projektem, jak również tytułem zwrotu kwot pobranych z gwarancji bankowej. Ponadto wartość roszczeń wymienionych w pozwie WorleyParsons w kwocie ok. 54 mln PLN została objęta złożonym 13 marca 2015 roku przez WorleyParsons żądaniem zapłaty kwoty ok. 92 mln PLN w związku z rozwiązaniem umowy. 24 marca 2017 roku EJ 1 doręczono pismo rozszerzające powództwo WorleyParsons z kwoty ok. 59 mln PLN na kwotę ok. 104 mln PLN (tj. o kwotę ok. 45 mln PLN). Możliwym jest, iż WorleyParsons wystąpi z kolejnym powództwem o kwotę ok. 32 mln PLN, która to kwota stanowi różnicę w wysokości roszczeń z wezwania do zapłaty 13 marca 2015 roku oraz z rozszerzonego powództwa doręczonego 24 marca 2017 roku.

Spółka PGE EJ 1 nie uznaje zgłoszonych w stosunku do niej roszczeń, a ewentualne ich zasądzenie przez sąd uważa za mniej prawdopodobne od ich oddalenia.

29 marca 2017 roku odbyła się pomiędzy Stronami mediacja – na spotkaniu nie doszło do zawarcia ugody. 8 grudnia 2017 roku odbyła się pierwsza rozprawa, na której Sąd postanowił o rozpoznaniu sprawy przy drzwiach zamkniętych (bez udziału publiczności).

15 i 16 lutego 2018 roku odbyły się kolejne rozprawy w sprawie.

31 marca 2018 roku spółka złożyła odpowiedź na rozszerzone powództwo WorleyParsons.

Ponadto 20 maja 2016 roku EJ 1 złożyła do Sądu Rejonowego dla m.st. Warszawy w Warszawie wniosek o zawezwanie WorleyParsons do próby ugodowej w zakresie roszczeń EJ 1 w kwocie ok. 41 mln PLN wraz z odsetkami ustawowymi tytułem odszkodowania za nienależyte wykonanie zobowiązań wynikających z umowy. Posiedzenie pojednawcze przed sądem zostało wyznaczone na 8 czerwca 2017 roku. Na posiedzeniu 8 czerwca 2017 roku Sąd stwierdził brak doręczenia odpisu wniosku amerykańskiemu spółkom WorleyParsons, w związku z czym odroczył posiedzenie bez terminu. 3 lipca 2017 roku pełnomocnik spółki PGE EJ 1 otrzymał informację, że odpis wniosku został doręczony spółkom amerykańskim. Na posiedzeniu 19 września 2017 roku Sąd stwierdził, że nie doszło do zawarcia ugody i zakończył postępowanie w sprawie.

4.5. Transakcje z podmiotami powiązаныmi

Informacje dotyczące transakcji z podmiotami powiązаныmi zostały zamieszczone w nocie 22 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

4.6. Publikacja prognoz wyników finansowych

PGE S.A. nie publikowała prognoz wyników finansowych.

4.7. Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych

4.7.1. 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%

4.7.2. Akcje jednostki dominującej będące w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

Wedle najlepszej wiedzy Zarządu Spółki, osoby zarządzające i nadzorujące Spółkę na dzień przekazania niniejszego raportu oraz na dzień publikacji skonsolidowanego raportu za 2017 rok nie posiadały akcji PGE S.A.

5. Oświadczenia Zarządu

Oświadczenie 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 S.A. zostało zatwierdzone do udostępnienia przez Zarząd jednostki dominującej dnia 15 maja 2018 roku.

Warszawa, 15 maja 2018 roku

Podpisy członków Zarządu PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

Prezes Zarządu Henryk Baranowski

Wiceprezes Zarządu Wojciech Kowalczyk

Wiceprezes Zarządu Marek Pastuszko

Wiceprezes Zarządu Paweł Śliwa

Wiceprezes Zarządu Ryszard Wasilek

Wiceprezes Zarządu Emil Wojtowicz

Słowniczek

AKPiA	Aparatura Kontrolno-Pomiarowa i Automatyka
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
CCS	Carbon Capture and Storage, zespół technologii służących do wychwytywania i podziemnego magazynowania CO ₂ ze spalin powstających w wyniku spalania paliw kopalnych
CDM	Mechanizm Czystego Rozwoju (Clean Development Mechanisms); jeden z tzw. mechanizmów elastycznych wprowadzonych przez art. 12 Protokołu z Kioto
CER	Certified Emission Reductions, jednostki poświadczonej redukcji emisji
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. Dla swojej działalności oprócz wody pochodzącej z rzeki i różnicy poziomów zwierciadła wody potrzebują dwa zbiorniki wodne połączone ze sobą kanałem lub rurociągami. Przy dolnym zbiorniku lub przy zaporze górnego zbiornika zlokalizowana jest elektrownia. Elektrownie szczytowo-pompowe świadczą usługi regulacyjne dla krajowego systemu elektroenergetycznego. Funkcja ich jest realizowana poprzez zapewnienie jego stabilności, dostarczanie energii biernej, magazynowanie nadmiaru mocy w systemie i dostarczanie mocy do systemu w momencie zapotrzebowania. Elektrownie szczytowo-pompowe posiadające dopływ naturalny wód rzeki do górnego zbiornika generują również energię z odnawialnych źródeł energii. Głównym odbiorcą energii elektrycznej produkowanej przez elektrownie szczytowo-pompowe jak i świadczonych przez nie usług jest PSE S.A.
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
ERU	Emission Reduction Unit, jednostki redukcji emisji
EUA	European Union Allowances, zbywalne prawa do emisji CO ₂ ; jedno EUA uprawnia do emisji jednej tony CO ₂
EU ETS	European Union Greenhouse Gas Emission Trading Scheme, wspólnotowy system handlu emisjami. Zasady jego funkcjonowania określa Dyrektywa Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości, zmieniona Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. (Dz.U.UE L z 5.6.2009, Nr 140, str. 63—87)
EW	Elektrownia Wodna
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
GPZ	główny punkt zasilania, rodzaj stacji elektroenergetycznej służącej do przetwarzania i rozdziału lub wyłącznie do rozdziału energii elektrycznej
Grupa taryfowa	grupa odbiorców pobierających energię elektryczną lub ciepło lub korzystających z usług związanych z zaopatrzeniem w energię elektryczną lub ciepło, dla których stosuje się jeden zestaw cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania
GW	gigawat, jednostka mocy w układzie SI, 1 GW = 10 ⁹ W
GWe	gigawat mocy elektrycznej
GWt	gigawat mocy cieplnej
Inflacja HICP	(ang. <i>Harmonised Index of Consumer Prices</i>) - 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
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.
Jednostka wytwórcza	opisany przez dane techniczne i handlowe wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła i wprowadzenia mocy
JI	Joint Implementation, Wspólne Wdrożenia; jeden z tzw. mechanizmów elastycznych wprowadzonych przez art. 6 Protokołu z Kioto
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
Kogeneracja	równoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny, zbiór urządzeń do rozdziału, przesyłania i wytwarzania energii elektrycznej, połączonych w system umożliwiający dostawy energii elektrycznej na terenie Polski
KSP	Krajowy System Przesyłowy, zbiór urządzeń do przesyłu energii elektrycznej na terenie Polski
kV	kilowolt, jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI, $1 \text{ kV} = 10^3 \text{ V}$
kWh	kilowatogodzina, jednostka energii elektrycznej w układzie SI, określająca ilość energii, jaką urządzenie o mocy 1 kW zużywa w ciągu godziny, $1 \text{ kWh} = 3.600.000 \text{ J} = 3,6 \text{ MJ}$
MEW	Małe Elektrownie Wodne
MIE	Minimalna Ilość Energii
Moc osiągalna	największa moc trwała jednostki wytwórczej lub wytwórcy, utrzymywana przez wytwórcę cieplnego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 15 godzin oraz przez wytwórcę wodnego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 5 godzin, przy znamionowych warunkach pracy, potwierdzona testami
Moc zainstalowana	formalna wartość mocy czynnej, zapisana w dokumentacji projektowej instalacji wytwórczej jako maksymalna możliwa do uzyskania, potwierdzona protokołami odbioru tej instalacji (wartość historyczna – niezmienna w czasie)
MSR	rezerwa stabilizacyjna rynku (dotyczy CO ₂)
MW	jednostka mocy w układzie SI, $1 \text{ MW} = 10^6 \text{ W}$
MWe	megawat mocy elektrycznej
MWt	megawat mocy cieplnej
Nm ³	normalny metr sześcienny; jednostka rozliczeniowa spoza układu SI oznaczająca ilość suchego gazu zawartą w objętości 1m ³ przy ciśnieniu 1013 hPa oraz temperaturze 0°C
NO _x	tlenki azotu
Odnawialne źródło energii (OZE)	źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątek roślinnych i zwierzęcych
Operacyjna rezerwa mocy (ORM)	Operacyjna rezerwa mocy są to 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.
Pasmo	podstawa, baza (base, baseload), standardowy produkt na rynku energii elektrycznej, dostawa o stałej mocy w każdej godzinie doby danego okresu, np. tygodnia, miesiąca, kwartału lub roku
PJ	petadżul, jednostka pracy/ciepła w układzie SI, 1 PJ = ok. 278 GWh
Prawa majątkowe	zbywalne i stanowiące towar giełdowy prawa wynikające ze świadectw pochodzenia dla energii wyprodukowanej w odnawialnych źródłach energii i w kogeneracji
Protokół z Kioto	protokół z Kioto do Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu z dnia 11 grudnia 1997 roku (Dz.U. z 2005 roku, Nr 203, poz. 1684), wszedł w życie 16 lutego 2005 roku
Przesył	transport energii elektrycznej siecią przesyłową wysokiego napięcia (220 i 400 kV) od wytwórców do dystrybutorów
PSCMI1	Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego
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
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.
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
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
TFS	Tradition Financial Services, platforma obrotu energią elektryczną przeznaczona do zawierania różnego rodzaju transakcji, kupna oraz sprzedaży energii konwencjonalnej, praw majątkowych, energii odnawialnej oraz uprawnień do emisji CO ₂
TGE	Towarowa Giełda Energii 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)
V (wolt)	jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI, $1 V = 1J/1C = (1 kg \times m^2) / (A \times s^3)$
W (wat)	jednostka mocy w układzie SI, $1 W = 1J/1s = 1 kg \times m^2 \times s^{-3}$
WRA	wartość regulacyjna aktywów
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