

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

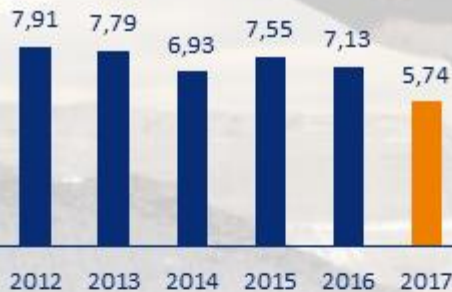
zakończony 31 marca 2017 roku

Spis treści

1. Działalność Grupy Kapitałowej	5
1.1. Opis Organizacji	5
1.2. Skład Organizacji	6
2. Strategia Grupy Kapitałowej PGE i jej realizacja	9
2.1. Aktualizacja strategii Grupy Kapitałowej	9
2.2. Realizacja kluczowych projektów w ramach celów strategicznych	9
3. Kluczowe wyniki finansowe GK PGE	18
3.1. Skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów	19
3.2. Kluczowe wyniki operacyjne GK PGE	23
3.3. Segment działalności - Energetyka Konwencjonalna	26
3.4. Segment działalności - Energetyka Odnawialna	30
3.5. Segment działalności - Dystrybucja	32
3.6. Segment działalności - Obrót	34
3.7. Pozostała Działalność	35
3.8. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego oraz zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym	36
3.9. Transakcje z podmiotami powiązanymi	42
3.10. Publikacja prognoz finansowych	42
3.11. Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych	43
4. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe	44
4.1. Otoczenie makroekonomiczne	44
4.2. Otoczenie regulacyjne	46
4.3. Rynki zaopatrzenia	54
5. Oświadczenia Zarządu	57
6. Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu	57
Słowniczek	58



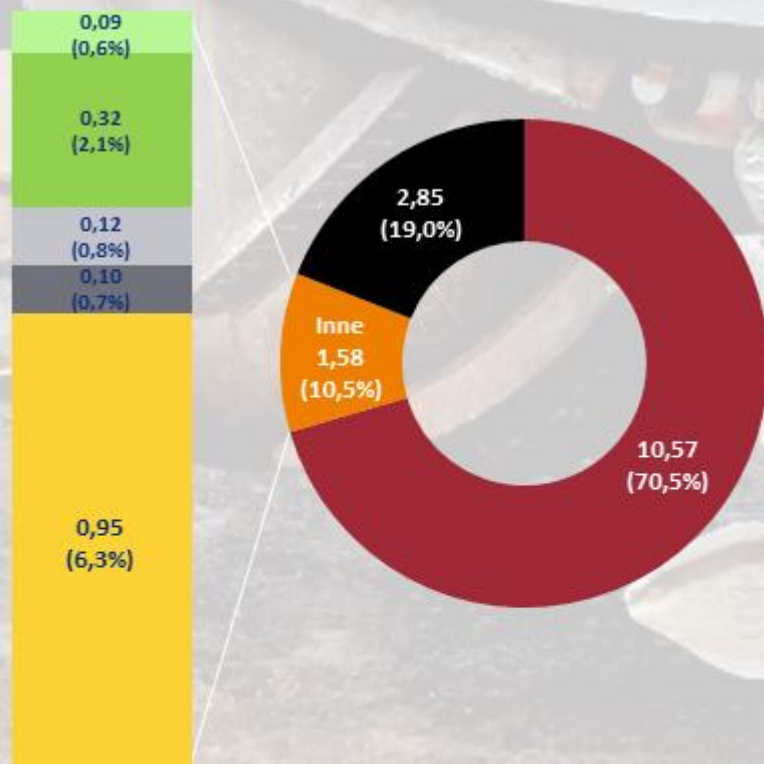
PRZYCHODY [MLD PLN] I KWARTAŁ



PRODUKCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ NETTO [TWh] I KWARTAŁ



STRUKTURA PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ [TWh]



Węgiel brunatny

Węgiel kamienny

Gaz

Szczytowo-pompowe

Woda

Wiatr

Biomasa

* zysk netto skorygowany o odpisy aktualizujące aktywa trwałe

** zatrudnienie łącznie z EXATEL S.A. oraz ENERGO-TEL S.A.

	ENERGETYKA KONWENCjonalNA	ENERGETYKA ODNAWIALNA	OBRÓT	DYSTRYBUCA
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	14 farm wiatrowych 1 elektrownia fotowoltaiczna 29 elektrowni wodnych przepływowych 4 elektrownie szczytowo-pompowe, w tym 2 z dopływem naturalnym	-	286 075 km linii dystrybucyjnych
Wolumeny energii	Produkcja energii elektrycznej netto 14,46 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 0,54 TWh	Sprzedaż energii do odbiorców finalnych 10,05 TWh	Dystrybuowana energia 8,96 TWh
Pozycja rynkowa	PGE jest liderem w dziedzinie wydobycia węgla brunatnego w Polsce (79%), jak również krajowym liderem w produkcji energii elektrycznej	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 z ok. 26% udziałów w polskim rynku dystrybucji energii
Przychody [mln PLN]	3 164	192	3 953	1 643
EBITDA [mln PLN]	992	91	243	618
Udział w EBITDA Grupy	51%	5%	12%	32%
CAPEX [mln PLN]	788	12	3	263
Aktywa [mln PLN]	37 101	3 631	3 569	17 332

1. Działalność Grupy Kapitałowej

1.1. Opis Organizacji

Grupa Kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. („GK PGE”, „Grupa Kapitałowa PGE”, „Grupa Kapitałowa”, „Grupa PGE”, „Grupa”) jest największym pod względem przychodów, zainstalowanych mocy wytwórczych oraz wolumenu produkcji energii elektrycznej zintegrowanym pionowo przedsiębiorstwem energetycznym w Polsce.

Dzięki połączeniu własnej bazy surowcowej, wytwarzania energii elektrycznej oraz sieci dystrybucyjnej PGE gwarantuje bezpieczne i niezawodne dostawy energii elektrycznej do ponad 5 milionów gospodarstw domowych, przedsiębiorstw i instytucji.

PGE jest największym producentem energii elektrycznej w Polsce, jednym z liderów w handlu hurtowym i detalicznym oraz drugim pod względem ilości klientów dystrybutorem energii w polskim rynku dystrybucji energii elektrycznej.

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

Działalność Grupy Kapitałowej PGE jest obecnie zorganizowana w czterech podstawowych segmentach:

- Energetyka Konwencjonalna

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

- 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 gazem.

- Dystrybucja

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

Od 16 grudnia 2016 roku w związku ze zmniejszeniem tzw. „obligo giełdowego” (obowiązek publicznej sprzedaży energii elektrycznej) większa część obrotu odbywa się bilateralnie w ramach Grupy Kapitałowej. Zmiana ta w znaczący sposób przełożyła się na spadek wolumenu sprzedaży oraz zakupu energii elektrycznej (por. pkt 3.2.1 niniejszego sprawozdania) i co za tym idzie poziom skonsolidowanych przychodów (por. pkt 3.1.3 niniejszego sprawozdania) oraz kosztów. Miało to ograniczony wpływ na rzeczywisty poziom rentowności GK PGE.

1.2. Skład Organizacji

Pełny skład GK PGE został przedstawiony w nocie nr 1.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

1.2.1. Najistotniejsze zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej

W okresie od 1 stycznia 2017 roku do dnia publikacji niniejszego sprawozdania w organizacji Grupy Kapitałowej PGE nastąpiły zmiany wymienione w nocie nr 1.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz opisane poniżej.

Utworzenie nowych spółek

Podmiot/-y	Data rejestracji w KRS	Kapitał zakładowy	Komentarz
PGE Towarzystwo Funduszy Inwestycyjnych S.A.	27 stycznia 2017	750 000 PLN	29 grudnia 2016 roku PGE S.A. zawiązała jednoosobową spółkę kapitałową z siedzibą w Warszawie w formie spółki akcyjnej.
PGE Inwest 19 sp. z o.o.	24 lutego 2017	10 000 PLN	1 lutego 2017 roku PGE S.A. zawiązała jednoosobową spółkę kapitałową z siedzibą w Warszawie w formie spółki z ograniczoną odpowiedzialnością.

Podwyższenia kapitałów zakładowych spółek

Podmiot	Data rejestracji w KRS	(1) (2) (3)	Kapitał przed Zwiększenie Kapitał po	Komentarz
PGE Inwest 13 sp. z o.o.	27 stycznia 2017	(1) (2) (3)	20 000 PLN 730 000 PLN 750 000 PLN	7 grudnia 2016 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki. Podwyższenie zostało objęte przez PGE S.A. w zamian za wkład pieniężny. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.
PGE Inwest 15 sp. z o.o. (obecnie nazwa firmy brzmi: PGE Nowa Energia sp. z o.o.)	22 marca 2017	(1) (2) (3)	20 000 PLN 50 000 PLN 70 000 PLN	20 grudnia 2016 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki. Podwyższenie zostało objęte przez PGE S.A. w zamian za wkład pieniężny. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.
PGE EJ 1 sp. z o.o.	15 lutego 2017	(1) (2) (3)	275 859 450 PLN 34 999 020 PLN 310 858 470 PLN	21 grudnia 2016 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego. Podwyższenie zostało objęte w zamian za wkłady pieniężne przez wszystkich wspólników spółki, tj. PGE S.A., KGHM Polska Miedź S.A., TAURON Polska Energia S.A. oraz ENEA S.A. proporcjonalnie do posiadanych udziałów. PGE S.A. posiada 70% udziałów w kapitale zakładowym.
PGE Nowa Energia sp. z o.o. (poprzednia firma: PGE Inwest 15 sp. z o.o.)	18 kwietnia 2017	(1) (2) (3)	70 000 PLN 5 150 000 PLN 5 220 000 PLN	28 marca 2017 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki. Podwyższenie zostało objęte przez jednego wspólnika spółki, tj. spółkę PGE S.A., w zamian za wkład pieniężny. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.
PGE Inwest 6 sp. z o.o.	Na chwilę obecną brak rejestracji w KRS.	(1) (2) (3)	20 000 PLN 1 500 000 PLN 1 520 000 PLN	7 kwietnia 2017 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki. Podwyższenie zostało objęte przez jednego wspólnika spółki, tj. spółkę PGE S.A., w zamian za wkład pieniężny. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.
PGE Inwest 16 sp. z o.o.	27 kwietnia 2017	(1) (2) (3)	200 000 PLN 900 000 PLN 1 100 000 PLN	7 kwietnia 2017 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki. Podwyższenie zostało objęte przez jednego wspólnika spółki, tj. spółkę PGE S.A., w zamian za wkład pieniężny. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.

Nabycie lub zbycie akcji/udziałów przez spółki

Akcje/udziały Podmiotu	Data transakcji/ rejestracji w KRS	Liczba nabytych akcji/ udziałów	Komentarz
Polska Grupa Górnicza sp. z o.o. („PGG”) – objęcie przez PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. („PGE GiEK S.A.”, „PGE GiEK”) udziałów w podwyższonym kapitale zakładowym PGG	3 listopada 2016 27 stycznia 2017 podwyższenie kapitału zakładowego PGG zostało zarejestrowane w KRS	833 333 udziałów	Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników PGG podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego o kwotę 366 667 000 PLN do kwoty 2 672 274 200 PLN poprzez ustanowienie nowych udziałów. PGE GiEK S.A. objęła 833 333 udziały o wartości nominalnej 83 333 300 PLN, stanowiące 3,1% udziału w podwyższonym kapitale zakładowym PGG.
PGG – objęcie przez PGE GiEK S.A. udziałów w podwyższonym kapitale zakładowym PGG	1 lutego 2017 10 marca 2017 roku podwyższenie kapitału zakładowego PGG zostało zarejestrowane w KRS	555 556 udziałów	Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników PGG podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego o kwotę 244 444 000 PLN do kwoty 2 916 718 200 PLN, poprzez ustanowienie nowych udziałów. PGE GiEK S.A. objęła 555 556 udziałów o wartości nominalnej 55 555 600 PLN, stanowiących 1,9% udziału w podwyższonym kapitale zakładowym PGG.
PGG – objęcie przez PGE GiEK S.A. udziałów w podwyższonym kapitale zakładowym PGG	3 kwietnia 2017 Na chwilę obecną brak rejestracji podwyższenia kapitału	500 000 udziałów	31 marca 2017 roku została podpisana umowa inwestycyjna pomiędzy spółkami PGE GiEK S.A., ENEA S.A., ENERGA Kogeneracja sp. z o.o., PGNiG TERMIKA S.A., WĘGLOKOKS S.A., Towarzystwo Finansowe Silesia sp. z o.o., Fundusz Inwestycji Polskich Przedsiębiorstw Fundusz Inwestycyjny Zamknięty Aktywów Niepublicznych oraz PGG sp. z o.o. Umowa inwestycyjna określa warunki inwestycji finansowej w PGG. Umowa Inwestycyjna zakłada dokapitalizowanie PGG w trzech etapach przez PGE GiEK S.A., ENEA S.A., ENERGA Kogeneracja sp. z o.o., PGNiG TERMIKA S.A. i Towarzystwo Finansowe Silesia sp. z o.o. na łączną kwotę 1 mld PLN. W ramach dokapitalizowania PGG, spółka PGE GiEK zobowiązała się do objęcia nowych udziałów PGG o łącznej wartości nominalnej 100 mln PLN w zamian za wkład pieniężny w kwocie 100 mln PLN. Na podstawie tej umowy Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników PGG podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego o kwotę 500 000 000 PLN do kwoty 3 416 718 200 PLN, poprzez ustanowienie nowych udziałów. PGE GiEK S.A. objęła 500 000 udziałów o wartości nominalnej 50 000 000 PLN, stanowiących 1,5% udziału w podwyższonym kapitale zakładowym PGG. Na podstawie powyższej transakcji oraz poprzednich PGE GiEK S.A. objęła łącznie 5 500 000 udziałów stanowiących 16,1% w kapitale zakładowym PGG.
Polimex-Mostostal S.A. („Polimex”) – objęcie przez PGE S.A. akcji w podwyższonym kapitale zakładowym Polimex	20 stycznia 2017 21 lutego 2017 podwyższenie kapitału zakładowego Polimex zostało zarejestrowane w KRS	37 500 000 akcji zwykłych na okaziciela	18 stycznia 2017 roku została podpisana umowa inwestycyjna pomiędzy spółkami PGE S.A., ENEA S.A., ENERGA S.A., PGNiG Technologie S.A. („Inwestorzy”) oraz Polimex, na podstawie której, z zastrzeżeniem warunków zawieszających wskazanych w tej umowie, Inwestorzy zobowiązali się dokonać inwestycji w Polimex. Przedmiotowa inwestycja polega na objęciu przez Inwestorów łącznie 150 000 000 akcji zwykłych na okaziciela o wartości nominalnej 2 PLN każda, po cenie emisyjnej wynoszącej 2 PLN za jedną akcję („Akcje Nowej Emisji”), emitowanych przez Polimex w ramach podwyższenia kapitału zakładowego Polimex o kwotę do 300 000 000 PLN („Umowa Inwestycyjna”). Zgodnie z Uchwałą Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Polimex z 28 grudnia 2016 roku w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego, Akcje Nowej Emisji zostały dopuszczone i wprowadzone do obrotu na rynku regulowanym Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. oraz zostały zdematerializowane. Na podstawie Umowy Inwestycyjnej, w związku ze spełnieniem warunków zawieszających, 20 stycznia 2017 roku PGE S.A. przyjęła ofertę objęcia w trybie subskrypcji prywatnej 37 500 000 Akcji Nowej Emisji za łączną cenę wynoszącą 75 000 000 PLN.
Polimex – nabycie akcji przez PGE S.A. (umowa sprzedaży akcji)	20 stycznia 2017	1 500 001 akcji	18 stycznia 2017 roku została podpisana umowa pomiędzy spółkami PGE S.A., ENEA S.A., ENERGA S.A., PGNiG Technologie S.A. („Inwestorzy”) oraz SPV Operator sp. z o.o. („SPV Operator”) zobowiązująca strony tej umowy, pod warunkiem ziszczenia się warunków zawieszających zastrzeżonych w umowie, do przeprowadzenia transakcji dotyczącej zbycia przez SPV Operator łącznie 6 000 001 akcji Polimex na rzecz Inwestorów. W ramach umowy PGE S.A. zobowiązała się do nabycia 1 500 001 akcji Polimex. 20 stycznia 2017 roku w związku ze ziszczeniem się warunków zawieszających, PGE S.A. nabyła 1 500 001 akcji Polimex od SPV Operator. W wyniku podwyższenia kapitału zakładowego Polimex oraz niniejszej transakcji nabycia akcji, Inwestorzy posiadają łącznie 156 000 001 akcji stanowiących obecnie 65,93% udziału w kapitale zakładowym Polimex, w tym PGE S.A. posiada 39 000 001 akcji stanowiących 16,48% udziału w kapitale zakładowym.

EXATEL S.A. – sprzedaż udziałów przez PGE S.A.	29 marca 2017		Pomiędzy PGE S.A. oraz Skarbem Państwa Rzeczypospolitej Polskiej („Skarb Państwa”) zawarta została umowa sprzedaży 100% akcji EXATEL S.A. na rzecz Skarbu Państwa. W wyniku transakcji sprzedaży, EXATEL S.A. oraz jej spółka zależna ENERGO-TEL S.A. nie wchodzi obecnie w skład Grupy Kapitałowej PGE.
PGE GiEK S.A. – przymusowy wykup akcji	10 kwietnia 2017	67 052 akcji	Centralny Dom Maklerski Pekao S.A., prowadzący księgę akcyjną PGE GiEK S.A., dokonał wpisów w księdze akcyjnej o przeniesieniu na rzecz PGE S.A. własności 67 052 akcji spółki PGE GiEK S.A. objętych procedurą przymusowego wykupu, a dotychczas nieprzeniesionych na PGE S.A. W związku z powyższym PGE S.A. posiada obecnie akcje stanowiące 100% udziału w kapitale zakładowym PGE GiEK S.A.

Przekształcenia spółek

Spółka przekształcana	Data transakcji/ rejestracji w KRS	Komentarz
PGE Inwest 13 sp. z o.o.	25 kwietnia 2017	Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki 25 kwietnia 2017 roku podjęło uchwałę w sprawie przekształcenia tej spółki w jednoosobową spółkę akcyjną pod firmą: PGE Inwest 13 S.A. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym PGE Inwest 13 sp. z o.o.
Po przekształceniu (Spółka przekształcona) PGE Inwest 13 S.A.	26 kwietnia 2017 Na chwilę obecną brak rejestracji przekształcenia spółki w KRS	26 kwietnia 2017 roku PGE S.A. podpisała Statut PGE Inwest 13 S.A. i powołała organy tej spółki.

2. Strategia Grupy Kapitałowej PGE i jej realizacja

2.1. Aktualizacja strategii Grupy Kapitałowej

6 września 2016 roku Rada Nadzorcza PGE S.A. zatwierdziła przedstawioną przez Zarząd Spółki Aktualizację Strategii Grupy Kapitałowej PGE w perspektywie do 2020 roku. Aktualizacja ma na celu dostosowanie działań Grupy do zmieniającego się otoczenia. Grupa w zaktualizowanym dokumencie adresuje również 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

Zgodnie ze zaktualizowaną strategią, 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 będzie realizować.

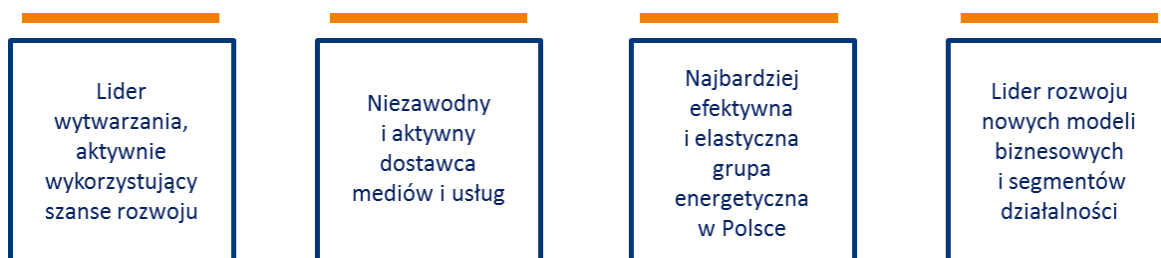
Rysunek: Redefinicja misji GK PGE.



Nowa misja GK PGE

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

Zaktualizowana wizja określa docelową pozycję Grupy PGE w czterech obszarach:



2.2. Realizacja kluczowych projektów w ramach celów strategicznych

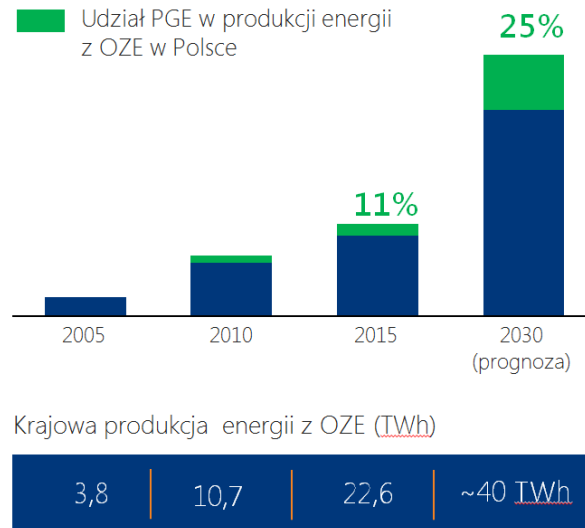
2.2.1. Lider wytwarzania, aktywnie wykorzystujący szanse rozwoju

Utrzymanie pozycji lidera wytwarzania wiąże się z osiągnięciem po 2020 roku poziomu co najmniej 40% udziału w rynku wytwarzania energii elektrycznej w kraju. Grupa PGE będzie kontynuować realizację flagowych inwestycji w Opolu i Turowie z możliwością udziału partnerów w tych projektach. Równocześnie będą analizowane kolejne inwestycje w energetykę konwencjonalną w oparciu o nowy model rynku, np. budowa nowych mocy w Elektrowni Dolna Odra. Analizie zostanie poddany również potencjał współspalania biomasy w źródłach wytwórczych należących do Grupy PGE w oparciu o aukcyjny system wsparcia odnawialnych źródeł energii („OZE”). Spółka będzie dokonywać w optymalnym zakresie modernizacji elektrowni i elektrociepłowni, aby odpowiadały nowym normom emisji przemysłowych BAT (ang. BAT - Best Available Technology).

Jednocześnie w obszarze wytwarzania Grupa PGE będzie poszukiwać innowacyjnych rozwiązań, które będą stanowić o jej przewadze konkurencyjnej oraz będzie redukować oddziaływanie na środowisko m.in. poprzez dostosowanie aktywów wytwórczych do nowego modelu rynku energii, utrzymanie konkurencyjności wydobycia węgla brunatnego, redukcję emisji SO₂, NO_x, pyłów i rtęci oraz zwiększenie efektywności zagospodarowania ubocznych produktów spalania.

Grupa PGE zamierza utrzymać pozycję lidera w segmencie OZE i w 2030 roku wytwarzać ok. 25% krajowej produkcji energii z OZE. Aby osiągnąć ten ambitny cel Grupa PGE planuje m.in. zrealizować najbardziej zaawansowane projekty lądowych farm wiatrowych, morską farmę wiatrową o mocy ok. 1 000 MW oraz zwiększyć zaangażowanie w segment źródeł rozproszonych. Realizacja inwestycji będzie uzależniona od sukcesu w aukcyjnym systemie wsparcia, zbudowania innowacyjnego modelu finansowania i wdrożenia nowych modeli biznesowych dla segmentu mikroinstalacji.

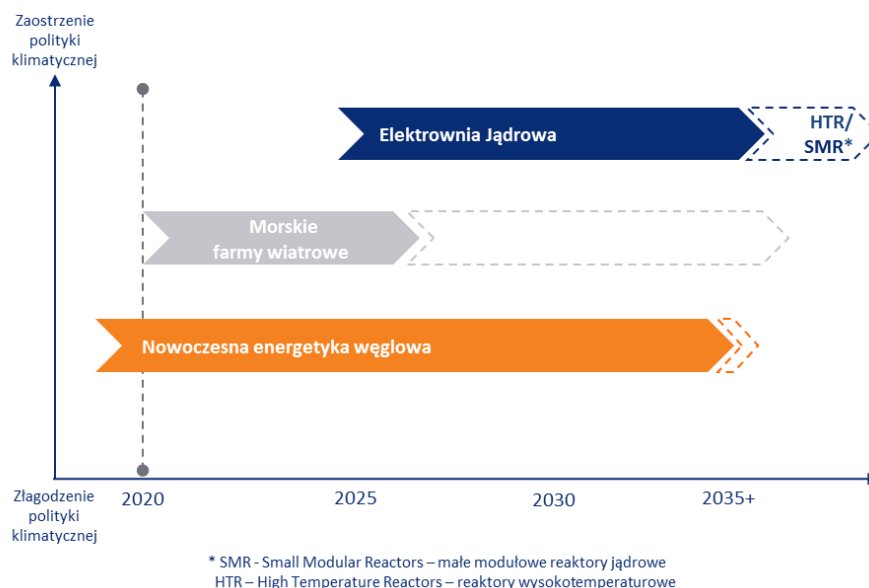
Rysunek: Aspiracja Grupy PGE w krajowej produkcji energii z OZE.



Aby utrzymać pozycję lidera wytwarzania w długim terminie, Grupa PGE dysponuje trzema opcjami strategicznymi, dzięki czemu może dokonać optymalnego wyboru w kontekście przyszłej polityki klimatycznej:

- budowa pierwszej polskiej elektrowni jądrowej, po wypracowaniu modelu gwarantującego efektywność ekonomiczną inwestycji,
- budowa około 1 000 MW w morskich elektrowniach wiatrowych, w oparciu o aukcyjny system wsparcia,
- nowoczesna energetyka węglowa, w tym zagospodarowanie nowych złóż węgla brunatnego, w przypadku istotnego złagodzenia polityki klimatycznej.

Rysunek: Opcje strategiczne



2.2.2. Niezawodny i aktywny dostawca mediów i usług

W obszarze dystrybucji realizowane inwestycje mają skutkować wzrostem niezawodności dostaw oraz obniżeniem wskaźników SAIDI i SAIFI do 2020 roku względem roku 2015 o 56%, a średniego czasu przyłączenia odbiorcy o 40%. Realizacja celów jakościowych wspomagana będzie m.in. przez rozwój systemów monitorowania jakości energii, inteligentnego opomiarowania pracy sieci i jej automatyzację oraz budowę systemu transmisji cyfrowej.

W obszarze sprzedaży Grupa PGE zamierza skoncentrować się na wzmacnianiu relacji z klientami poprzez rozwój wiedzy o ich potrzebach. W odpowiedzi na zidentyfikowane oczekiwania Grupa PGE będzie rozszerzała swoją ofertę m.in. o nowe produkty i usługi komplementarne do energii elektrycznej oraz rozwijać nowe kanały sprzedaży i komunikacji, co wpłynie pozytywnie na monitorowane wskaźniki satysfakcji klienta. Osiągnięcie statusu niezawodnego, wiarygodnego i nowoczesnego dostawcy, pozwoli Grupie PGE na utrzymanie niskiego wskaźnika migracji klientów w segmencie masowym.

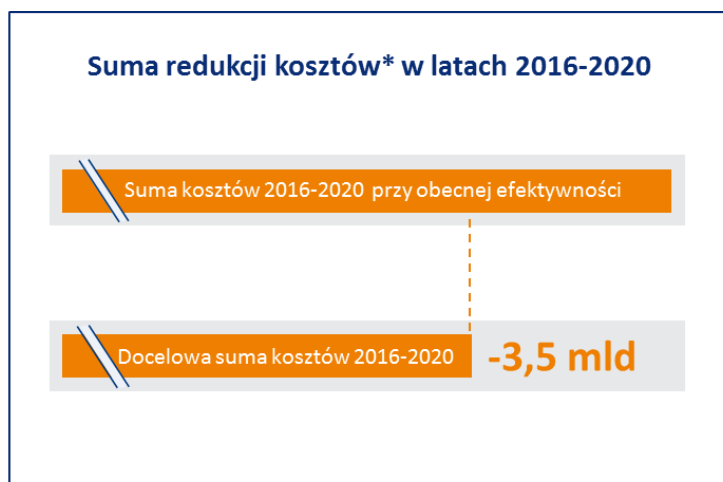
2.2.3. Najbardziej efektywna i elastyczna grupa energetyczna w Polsce

Efektywność kosztowa i operacyjna Grupy PGE jest jednym z kluczowych warunków realizacji pozostałych celów strategicznych. Elastyczność natomiast jest konieczna dla uzyskania zdolności szybkiego reagowania na wyzwania pojawiające się w otoczeniu Grupy PGE.

Dzięki poprawie efektywności Grupa PGE planuje osiągnąć w 2020 roku roczną redukcję prognozowanych kosztów kontrolowalnych w wysokości 500 mln PLN w stosunku do 2016 roku. Pozwoli to na całkowitą redukcję kosztów w okresie 2016–2020 o około 3,5 mld PLN w stosunku do scenariusza obecnej efektywności.

Redukcja kosztów ma na celu wzmocnienie konkurencyjności Grupy PGE oraz utrzymanie potencjału w zakresie finansowania programu rozwoju. Cele i inicjatywy w zakresie poprawy efektywności operacyjnej i kosztowej są przypisane do każdej linii biznesowej Grupy.

Rysunek: Suma redukcji kosztów kontrolowalnych w latach 2016-2020.



*Koszty kontrolowalne

Redukcja kosztów kontrolowalnych będzie realizowana zarówno poprzez modyfikacje w strukturze organizacyjnej, jak i optymalizację procesów. Zmiany w strukturze organizacyjnej mają na celu przygotowanie Grupy PGE do rozwoju w najbardziej perspektywicznych obszarach biznesowych, eliminację pokrywających się funkcji oraz uproszczenie struktur organizacyjnych. Zmiany te realizowane będą m.in. poprzez standaryzację i optymalizację funkcji wsparcia na poziomie całej Grupy PGE, wdrożenie mechanizmów sprawnego tworzenia nowych linii biznesowych oraz wydzielenie linii biznesowej „Kogeneracja”. Optymalizacja procesów będzie skupiać się na podniesieniu efektywności operacyjnej mierzonej wskaźnikami odnoszącymi się do kosztu, czasu i jakości poszczególnych procesów podstawowych i wspierających. Ponadto w ciągu najbliższych czterech lat planowane nakłady modernizacyjno-odtworzeniowe mają zostać zredukowane w stosunku do prognoz o około 500 mln PLN. Będzie to możliwe m.in. dzięki wprowadzeniu systemu zintegrowanego zarządzania majątkiem produkcyjnym. Ujednolicone podejście do planowania wydatków, uwzględniające m.in. klasę aktywów pozwoli na obniżenie kosztów utrzymania majątku i nakładów modernizacyjno-odtworzeniowych przy zachowaniu odpowiedniej dyspozycyjności i bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Wzrost elastyczności Grupy PGE osiągnięty będzie głównie dzięki mechanizmom monitorowania otoczenia i szybkiego reagowania na zmiany, współpracy z partnerami zewnętrznymi, ośrodkami naukowymi i akademickimi oraz przyspieszeniu procesów decyzyjnych, analitycznych i raportowych.

2.2.4. Lider rozwoju nowych modeli biznesowych i segmentów działalności

Zaktualizowana strategia kładzie szczególny nacisk na rozwijanie nowych modeli biznesowych i segmentów działalności w celu zdywersyfikowania struktury przychodów i wzrostu wyniku EBITDA z nowej działalności. Będzie to możliwe m.in. dzięki zaangażowaniu się Grupy PGE we współpracę nad rozwojem i komercjalizacją nowych technologii z wiarygodnymi partnerami o kompetencjach pozwalających na uzyskanie synergii oraz przewagi konkurencyjnej. Wsparcie Grupy PGE może polegać na zaangażowaniu finansowym, merytorycznym lub organizacyjnym, w zależności od rodzaju przedsięwzięcia i formy jego realizacji. Wśród nowych rozwiązań technologicznych będących w obszarze zainteresowania Grupy PGE są m.in. magazyny energii, elektromobilność, technologia power to gas, skroplony gaz ziemny - LNG, energetyka rozproszona, inteligentne rozwiązania zintegrowane oraz budowa instalacji zgazowania węgla.

Zaangażowanie w rozwój i komercjalizację nowych technologii pozwoli Grupie PGE wprowadzić na rynek nowoczesną i kompleksową ofertę dla klienta, obejmującą m.in. fotowoltaikę, elektromobilność, inteligentne rozwiązania dla domów, gaz ziemny i zarządzanie popytem.

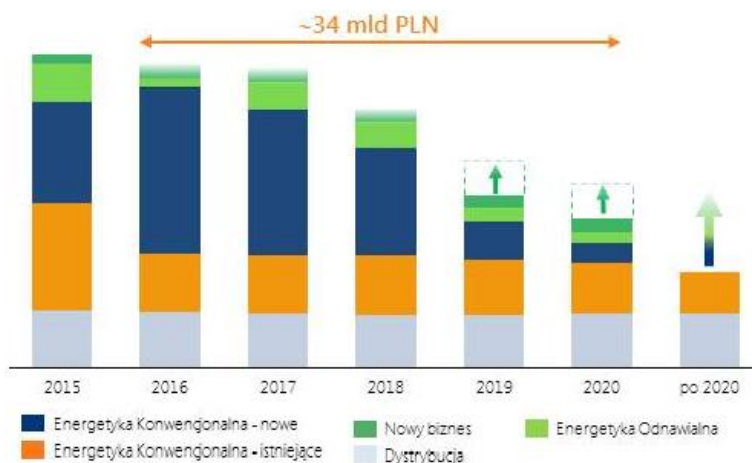
Grupa PGE zamierza budować markę lidera na rynku efektywności energetycznej. Nowa działalność typu ESCO (ang. ESCO – Energy Saving Company) zapewni klientom korzyści z tytułu m.in. obniżenia kosztów zużycia energii, zapewnienia ciągłości dostaw i poprawy wizerunku. Pozwoli to Grupie PGE na budowę długoterminowych, korzystnych relacji z klientami takimi jak np. przemysł, jednostki samorządu terytorialnego lub odbiorcy indywidualni. Realizowany będzie ponadto szeroki zakres inicjatyw poprawiających efektywność energetyczną infrastruktury i budynków należących do spółki.

W celu rozwoju nowych rozwiązań i technologii w Grupie PGE powstanie centrum badawczo-rozwojowe oraz laboratorium demonstracyjne PGE Lab.

Inwestycje

W latach 2016 - 2020 roku Grupa PGE poniesie nakłady inwestycyjne na poziomie ~ 34 mld PLN, w tym ponad 10 mld PLN na toczące się projekty w Opolu i Turowie. W związku z kończącymi się programami modernizacji poziom wydatków na istniejące moce w Energetyce Konwencjonalnej będzie stopniowo malał. Po zakończeniu budowy flagowych projektów Grupa PGE będzie gotowa do znacznych inwestycji w nowych obszarach biznesu, również za granicą. Po 2020 roku Grupa PGE będzie realizować nowy program inwestycyjny, uzależniony od wybranych opcji strategicznych, potrzeb systemowych oraz nowego modelu rynku.

Rysunek: Planowane nakłady inwestycyjne Grupy PGE.



Wartości Grupy PGE

Strategia Grupy PGE realizowana będzie w zgodzie z wartościami: Partnerstwo, Rozwój, Odpowiedzialność oraz zasadami codziennej pracy zawartymi w Kodeksie etyki GK PGE. Grupa PGE jest organizacją odpowiedzialną społecznie i świadomą swojego wpływu na otoczenie, dlatego w swoich działaniach koncentruje się na ograniczaniu wpływu na środowisko, działaniu w oparciu o zasady etyczne oraz zaangażowaniu na rzecz lokalnych społeczności.

Kluczowe projekty realizowane w I kwartale 2017 roku

Inwestycje rozwojowe	<p>Budowa nowych bloków w Elektrowni Opole</p> <ul style="list-style-type: none">● budowa dwóch bloków energetycznych o mocy 900 MW każdy● budżet: ok. 11 mld PLN (netto, bez kosztów finansowania)● dotychczas poniesione nakłady: ok. 7,1 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: blok 5 – II półrocze 2018 roku, blok 6 – I półrocze 2019 roku● 31 stycznia 2014 roku - wydanie Polecenia Rozpoczęcia Robót● status: prace montażowe bloku 5 są zaawansowane, przeprowadzono próbę szczelności układów ciśnieniowych kotła zakończoną wynikiem pozytywnym; w zakresie bloku 6 kontynuowany jest montaż części ciśnieniowej kotła, rozpoczęto montaż turbozespołu; ogólne zaawansowanie prac na koniec marca 2017 roku wynosiło ok. 75% <hr/> <p>Budowa nowego bloku w Elektrowni Turów</p> <ul style="list-style-type: none">● cel projektu: budowa bloku energetycznego o mocy 490 MW● budżet: ok. 4 mld PLN (netto, bez kosztów finansowania)● dotychczas poniesione nakłady: ok. 0,7 mld PLN● paliwo: węgiel brunatny● sprawność netto: 43,1%● wykonawca: konsorcjum firm: MHPSE, Budimex i Tecnicas Reunidas● przekazanie gotowego bloku do eksploatacji: I półrocze 2020 roku● 1 grudnia 2014 roku - wydanie Polecenia Rozpoczęcia Robót● status: zakończono prace fundamentowe pod główne urządzenia bloku; rozpoczęto montaż konstrukcji stalowej kotła oraz montaż zbiornika absorbera instalacji odsiarczania spalin; prowadzono prace przygotowawcze do wznoszenia płaszcza chłodni kominowej <hr/> <p>Budowa instalacji termicznego przetwarzania z odzyskiem energii w Elektrociepłowni Rzeszów</p> <ul style="list-style-type: none">● 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. 26 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: I połowa 2018 roku● 22 grudnia 2015 roku podpisanie kontraktu z wykonawcą, 8 kwietnia 2016 roku - wydanie Polecenia Rozpoczęcia Robót● status: kontynuowane są prace zbrojarsko-betonowe związane ze wznoszeniem głównych budowli, zakończono montaż rusztu kotła <hr/>
Inwestycje modernizacyjno-odtworzeniowe	<p>Kompleksowa rekonstrukcja i modernizacja bloków 1-3 w Elektrowni Turów</p> <ul style="list-style-type: none">● cel projektu: dostosowanie do przyszłych wymagań konkluzji BAT w zakresie dopuszczalnych emisji SO_x, NO_x i pyłu oraz zwiększenie dyspozycyjności, sprawności i podwyższenie nominalnej mocy elektrycznej każdego turbozespołu o ok. 15 MWe● status: odstawiono blok nr 2 do modernizacji i przekazano poszczególnym Wykonawcom teren realizacji. Rozpoczęły się prace demontażowe na poszczególnych obiektach, instalacjach i urządzeniach będących w zakresie prac modernizacyjnych● budżet: 0,8 mld PLN (netto, bez kosztów finansowania)● paliwo: węgiel brunatny● termin zakończenia: 2020 rok <hr/>

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 oraz prace w zakresie instalacji dla bloku 14 – budowa układu wytwarzania i pompowania suspensji, montaż rurociągów na składowisko Lubień, budowa i modernizacja rozdzielni elektrycznych
- **budżet dla bloków 1-12:** ok. 450 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- **budżet dla bloku 14:** ok. 85 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- **termin zakończenia:** 2018 rok

Modernizacja Elektrowni Pomorzany

- **cel projektu:** obniżenie emisji SO_x i NO_x z kotłów typu Benson OP-206 do poziomu pozwalającego na spełnienie wymagań przyszłej konkluzji BAT, jak również zapewnienie pracy elektrowni do około 2040 roku
- **status:** zostały zawarte umowy z głównymi Wykonawcami (w zakresie budowy IOS i deNO_x oraz niektórych zadań pozakontraktowych). Uzyskano Decyzje pozwolenia na budowę IOS i SCR. Generalni Wykonawcy instalacji IOS i SCR (selektywna redukcja katalityczna NO_x) przygotowują obecnie dokumentację projektów podstawowych. Przekazano teren budowy Wykonawcy SCR.
- **budżet projektu:** 213 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- **paliwo:** węgiel kamienny
- **termin zakończenia:** w zakresie NO_x – 2017/2018 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

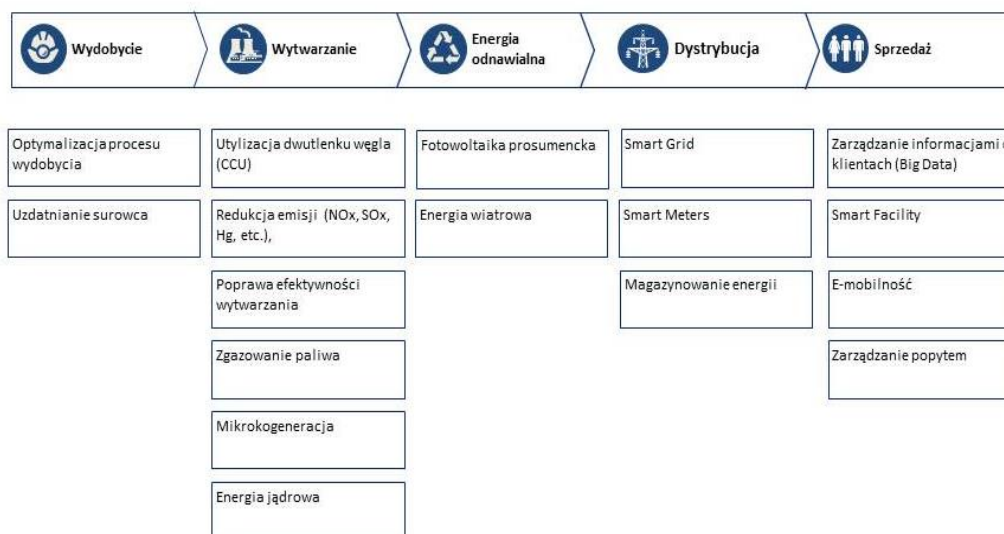
- **cel projektu:** obniżenie emisji NO_x oraz SO_x z kotłów nr 3 i 4 do poziomu pozwalającego na ich dalszą eksploatację po 2017 roku
- **status:** trwa postępowanie przetargowe na wybór generalnego wykonawcy instalacji deNO_x oraz rozbudowy IOS. Wpłynęło 5 ofert od wykonawców (dla instalacji odazotowania). Trwają prace Komisji nad ich oceną.
- **budżet:** ok. 52 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania) dla instalacji odazotowania, ok. 50 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania) dla instalacji odsiarczania
- **paliwo:** węgiel kamienny
- **termin zakończenia:** 2018 rok

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 2016 roku do poziomu 5,77% (w 2015 roku wskaźnik wynosił 5,91%); wielkość wolumenu różnicy bilansowej w 2016 roku wynosiła 2,41 TWh, przy jednoczesnym wzroście wolumenu dostaw energii do odbiorców o 2,8% w stosunku do 2015 roku.
 - **działania podjęte w I kwartale 2017 roku:** w marcu 2017 roku dokonano aktualizacji założeń projektu na okres 2017-2021; aktualizacja uwzględniła kontynuowanie działań obniżających wielkość różnicy bilansowej w PGE Dystrybucja S.A.
-

Aktualizacja strategii handlu	<ul style="list-style-type: none">● cel projektu: osiągnięcie maksymalnej marży na sprzedaży energii elektrycznej przy jednoczesnej minimalizacji ryzyka związanego z działalnością handlową● działania podjęte w I kwartale 2017 roku: sprzedaż energii elektrycznej odbywała się zgodnie z uwarunkowaniami wynikającymi z optymalizacji wykorzystania poszczególnych jednostek wytwórczych w powiązaniu z poziomem kosztów zmiennych, poziomem cen rynkowych, płynności rynku, warunków regulacyjnych i ustawowych, przy jednoczesnej ocenie ryzyka związanego z pozostawianiem na tzw. „pozycji otwartej”. Sposób handlu energią elektryczną został dostosowany do zmniejszonego tzw. „obligo giełdowego” (do 15% od 16 grudnia 2016 roku). Sprzedaż odbywała się bilateralnie w ramach Grupy Kapitałowej, na rynku terminowym oraz na rynku spot gdzie następowało dobilansowanie pozycji kontraktowej. Niesprzedane wolne moce były oferowane na rynku bilansującym. Dodatkowo wykorzystywany był kanał sprzedażowy do operatorów sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Realizacja planu kontraktowania uwzględniała kierunki działalności handlowej, sposoby zabezpieczania pozycji, limity ryzyka oraz otwartych pozycji handlowych i optymalizację produktową. Ponadto podjęto działania mające na celu usprawnienie sposobu funkcjonowania handlu hurtowego oraz dostosowaniem go do zmian w otoczeniu m.in. regulacji dyrektywy MIFID II. W ramach zrealizowanych prac zidentyfikowano obszary handlu hurtowego, których sposób funkcjonowania wymaga weryfikacji i ewentualnej modyfikacji. Obecnie trwają prace nad wypracowaniem i wdrożeniem docelowych rozwiązań w tych obszarach.
Strategia Zarządzania Kapitałem Ludzkim („Strategia ZKL”)	<ul style="list-style-type: none">● cel projektu: wsparcie strategii biznesowej w efektywnym realizowaniu jej celów poprzez zapewnienie strategicznego i efektywnego zarządzania zasobami ludzkimi oraz optymalizację i standaryzację procesów HR.● działania podjęte w I kwartale 2017 roku: toczyły się prace nad doprecyzowaniem definicji specjalizacji w przyjętej Architekturze Stanowisk. Ponadto podczas spotkań z kadrą menedżerską z GK PGE wybierano kompetencje specjalistyczne, które będą obok kompetencji ogólnofirmowych i menedżerskich wchodziły w skład Modelu Kompetencji. Model Kompetencji docelowo będzie wykorzystywany w procesie oceny kompetencji pracowników GK PGE. Pod koniec marca odbyła się III Konferencja Pracodawców GK PGE, podczas której najwyższa kadra menedżerska dyskutowała na temat zmian w stylu pracy menedżerów w kwestiach związanych z zarządzaniem kapitałem ludzkim oraz dostosowania organizacji do celów, jakie stawia sobie Grupa PGE.

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. SOBiR+NB, 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, jak i nowym modelom zarządzania i wdrażania innowacji takimi 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 rozwijanie konkretnych technologii, co stanowi dużą zmianę jakościową w stosunku do wcześniejszego modelu operatora technologii innych firm, 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.) ma być centrum kompetencji, pozwalającym GK PGE na efektywne identyfikowanie i rozwijanie technologii i produktów wchodzących w skład i związanych z łańcuchem wartości elektroenergetyki.

2.2.5. Innowacyjność

PGE koncentruje się na inicjowaniu i realizacji projektów B+R w ramach SOBiR+NB. W I kwartale 2017 roku kontynuowano realizację kilkudziesięciu projektów w ramach tych obszarów.

Kluczowe projekty realizowane w I kwartale 2017 roku

- Zaangażowanie w struktury kapitałowe wspierające rozwój nowych technologii i rozwiązań oraz małych firm
- **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:**
 - w ramach zaangażowania Grupy PGE w mechanizmy kapitałowe, przygotowany został plan dojścia do własnego Funduszu (CVC). W ramach realizacji planu trwają prace nad strategią rynkową CVC, przygotowaniem wniosków o pozyskanie środków publicznych oraz alokowano środki własne
 - uruchomiono działalność spółki PGE Nowa Energia, która rozpocznie akcelerację małych firm, zapewni sieć kontaktów i umożliwi pozyskanie projektów do dalszego rozwoju (deal flow) w ramach inwestycji funduszowych.

Elektromobilność	<ul style="list-style-type: none">● cel projektu: propagowanie i rozwój w Polsce transportu elektrycznego● główne działania dotyczą dwóch wątków: (i) transportu indywidualnego – samochody osobowe wykorzystywane do celów zawodowych i prywatnych oraz (ii) transportu autobusowego – publicznych środków transportu obsługujących obszary miejskie.<ul style="list-style-type: none">▪ PGE kontynuuje uruchomiony w grudniu 2016 roku projekt, w ramach którego realizowany jest pilotaż budowy infrastruktury systemu elektromobilności w Łodzi. Celem pilotażu jest weryfikacja modelu biznesowego opartego na samochodach flotowych i możliwości jego replikacji w innych lokalizacjach. PGE będzie zarządzać infrastrukturą ładowania, świadczyć usługę szybkiego ładowania oraz sukcesywnie powiększać skalę biznesu i udoskonalać ofertę dla klientów. W ramach projektu uruchomione zostanie 6 szybkich, publicznych stacji ładowania oraz oferowane będą usługi instalacji i zarządzania wolnymi stacjami ładowania dla klientów flotowych. W październiku 2016 roku została powołana spółka ElectroMobility Poland S.A. (w kooperacji z pozostałymi trzema polskimi koncernami energetycznymi), mająca doprowadzić do dynamicznego rozwoju elektromobilności indywidualnej w Polsce.▪ PGE nawiązała współpracę z producentami autobusów w celu opracowania, przetestowania oraz przygotowania do komercyjnego wdrożenia modelu publicznego transportu opartego na autobusach elektrycznych oraz zakładającego dalsze wykorzystanie baterii po okresie użycia w pojazdach. Jest to zagadnienie szczególnie ważne dla osiągnięcia poprawy wyników ekonomicznych całego modelu użycia pojazdów elektrycznych, który w największym stopniu obciążony jest kosztem baterii.
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 jest ważny ze względu na prognozowany dynamiczny wzrost na rynkach wyżej wymienionych materiałów oraz wymogi polskiej legislacji określające konieczność zbierania i utylizacji zużytych akumulatorów.● główne działania: PGE S.A. zawiązała konsorcjum z RDLS sp. z o. o., spółką spin-off z Uniwersytetu Warszawskiego, działającą w obszarze badań środowiskowych i biotechnologii w celu stworzenia pilotażowej instalacji recyklingu akumulatorów litowych oraz wdrożenie opracowanej technologii na terenie Polski. Konsorcjum wspólnie przygotowało oraz złożyło wniosek o dofinansowanie projektu ze środków NCBR.

3. Kluczowe wyniki finansowe GK PGE

Kluczowe dane finansowe	Jedn.	I kwartał 2017	I kwartał 2016	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	mIn PLN	5 741	7 133	-20%
Zysk z działalności operacyjnej (EBIT)	mIn PLN	1 201	1 123	7%
Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację (EBITDA)	mIn PLN	1 948	1 822	7%
Skorygowany zysk netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej*	mIn PLN	970	877	11%
Rekompensaty KDT	mIn PLN	75	278	-73%
<i>Przychody z tytułu rekompensat KDT</i>	<i>mIn PLN</i>	<i>0</i>	<i>130</i>	<i>-</i>
<i>Korekta rozrachunków z tytułu KDT (pozostała działalność operacyjna)</i>	<i>mIn PLN</i>	<i>75</i>	<i>148</i>	<i>-49%</i>
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	1 088	1 841	-41%
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	mIn PLN	1 637	1 068	53%
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	mIn PLN	425	-2 522	-
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	mIn PLN	-80	-20	-300%
Skorygowany zysk netto na akcję*	PLN	0,52	0,47	11%
Marża EBITDA	%	34%	26%	

Kluczowe dane finansowe		Stan na dzień 31 marca 2017 roku	Stan na dzień 31 grudnia 2016 roku	zmiana %
Kapitał obrotowy	mIn PLN	6 572	5 702	15%
Zadłużenie netto/LTM EBITDA**	x	0,70	0,70	

* Zysk netto skorygowany o odpisy aktualizujące aktywa trwałe

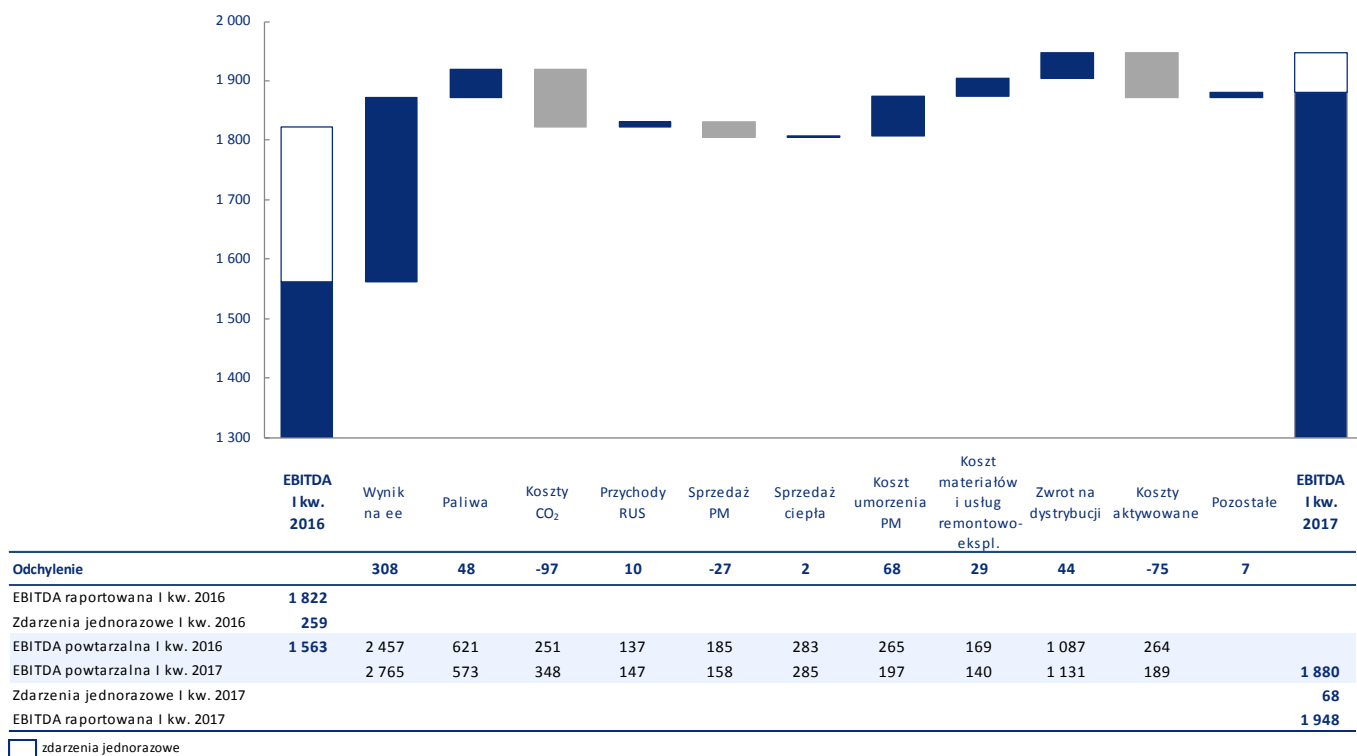
**LTM EBITDA - EBITDA z ostatnich 12 miesięcy od dnia sprawozdawczego

Tabela: Wpływ na wynik EBITDA zdarzeń o charakterze jednorazowym.

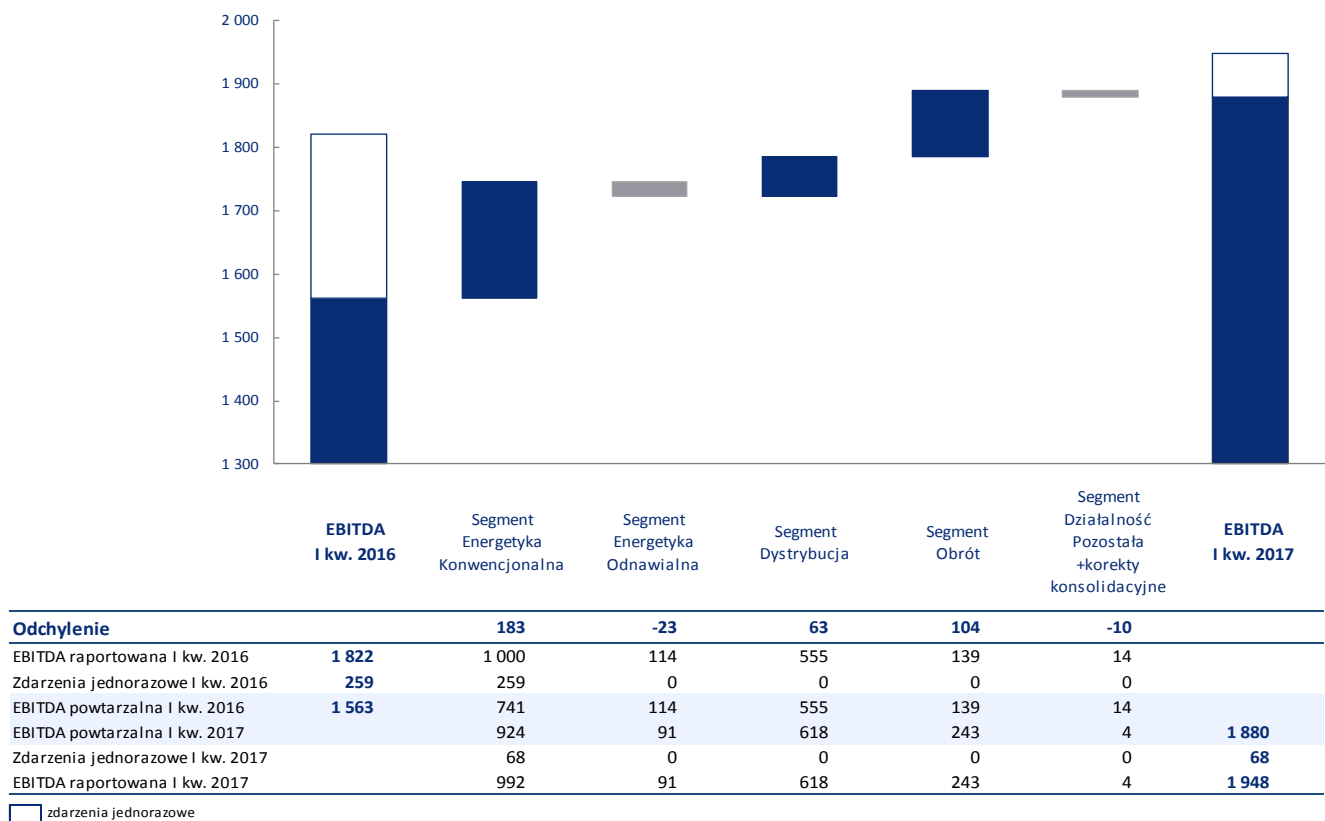
Zdarzenia jednorazowe		I kwartał 2017	I kwartał 2016	zmiana %
Rekompensaty KDT		75	278	-73%
Program Dobrowolnych Odejsć		-7	-19	-63%
Razem		68	259	-74%

3.1. Skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów

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

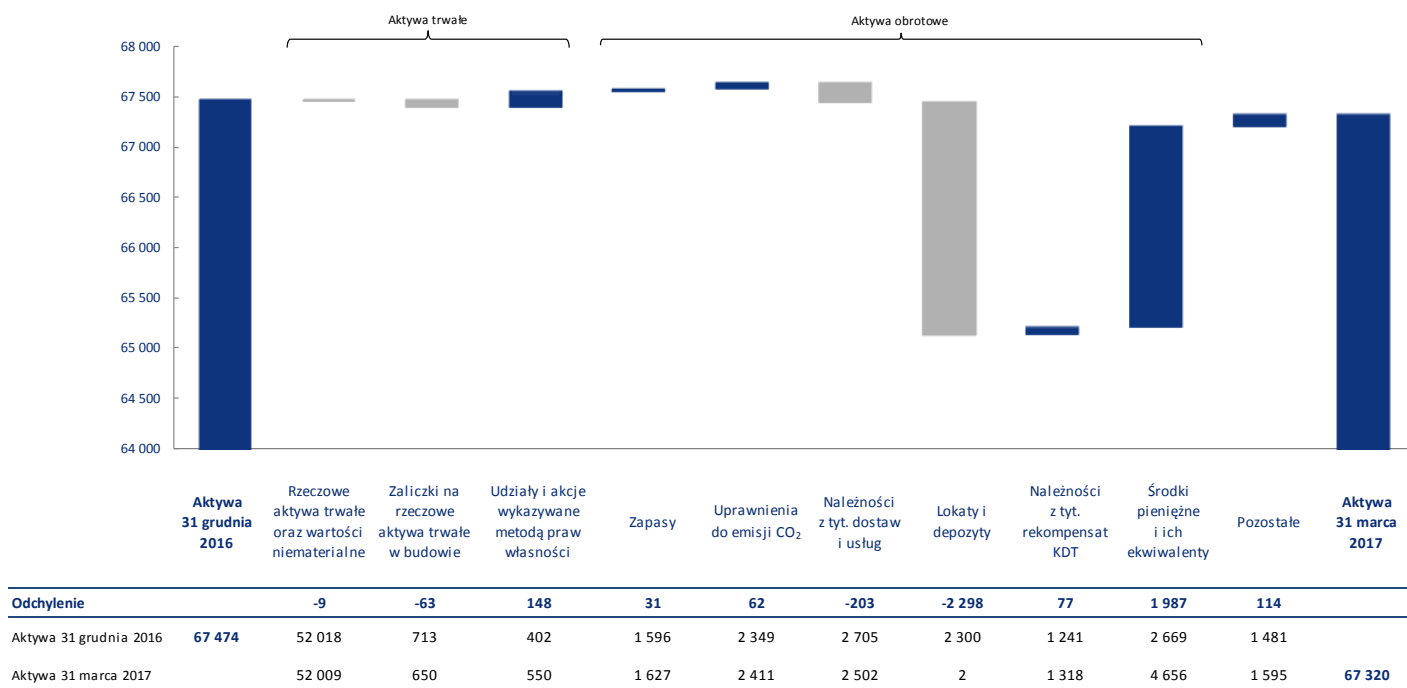


Rysunek: Kluczowe odchylenia wyniku powtarzalnego EBITDA w podziale na segmenty (w mln PLN).

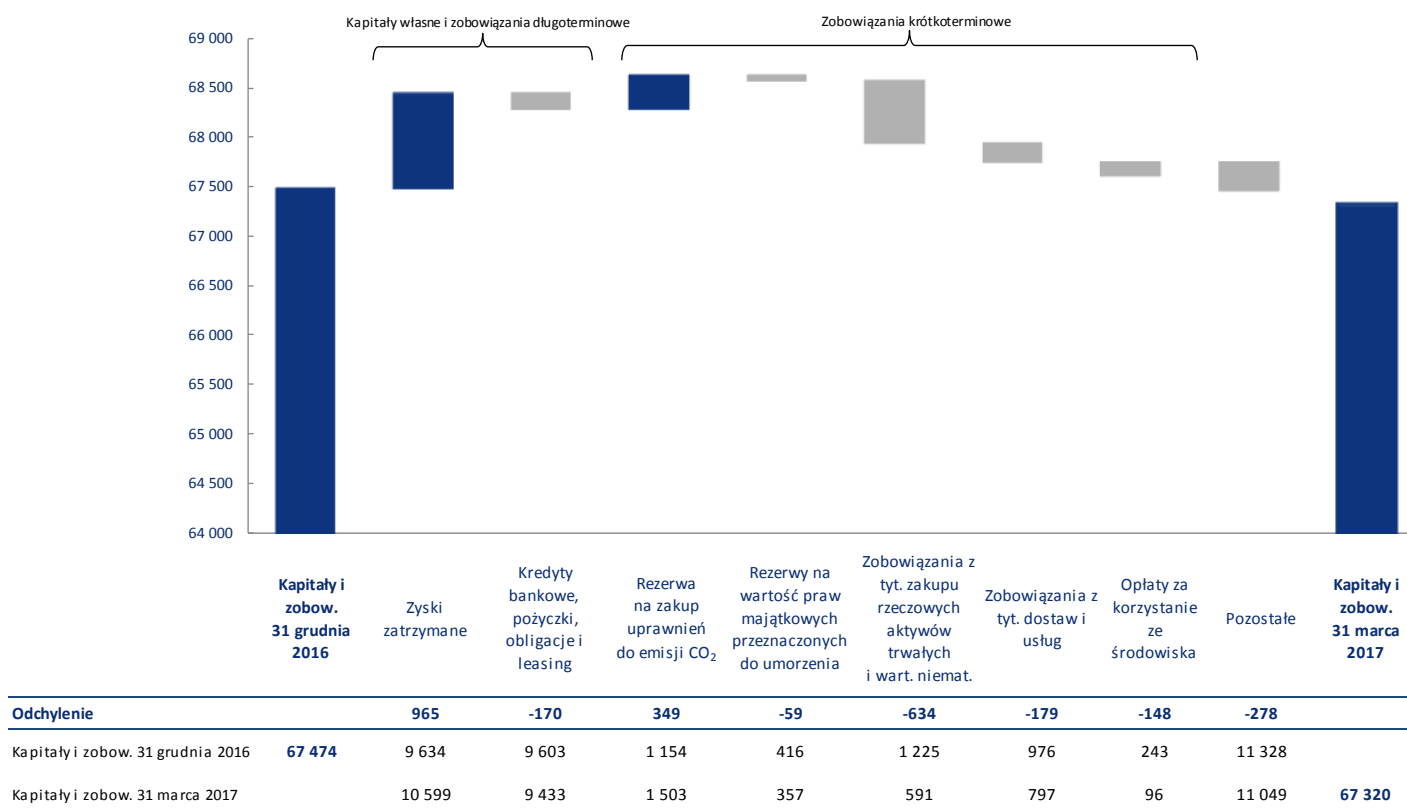


3.1.1. Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej

Rysunek: Kluczowe odchylenia Aktywów (w mln PLN).

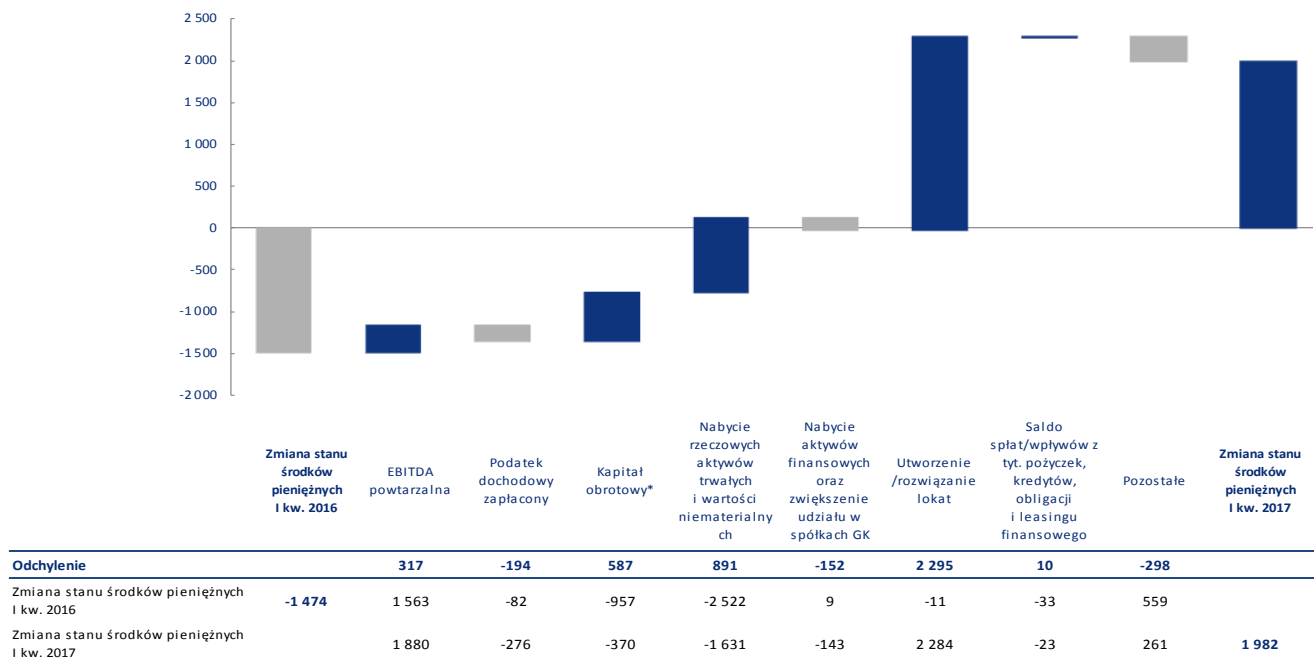


Rysunek: Kluczowe odchylenia Kapitałów i Zobowiązań (w mln PLN).



3.1.2. Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych

Rysunek: Zmiana stanu środków pieniężnych (w mln PLN).



*Część kapitału obrotowego korygująca przepływy pieniężne z działalności operacyjnej

3.1.3. Kluczowe wyniki finansowe w segmentach działalności

Tabela: Podział przychodów Grupy w podziale na segmenty działalności w I kwartale 2017 i 2016 roku.

w mln PLN	I kwartał 2017	I kwartał 2016	zmiana %
Energetyka Konwencjonalna	3 164	3 073	3%
Energetyka Odnawialna	192	213	-10%
Obrót	3 953	4 142	-5%
Dystrybucja	1 643	1 510	9%
Pozostała Działalność	172	163	6%
RAZEM	9 124	9 101	0%
Korekty konsolidacyjne	-3 383	-1 968	72%
RAZEM PO KOREKTACH	5 741	7 133	-20%

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

w 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 4.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego

Tabela: Kluczowe wielkości w poszczególnych segmentach w I kwartale 2016 roku (po dokonaniu wyłączeń wewnątrzsegmentowych).

w mln PLN	EBITDA	EBIT	Nakłady inwestycyjne	Aktywa segmentu*
	I kwartał 2016			
Energetyka Konwencjonalna	1 000	680	1 471	33 467
Energetyka Odnawialna	114	49	76	4 717
Obrót	139	132	4	3 615
Dystrybucja	555	273	287	16 719
Pozostała działalność	15	-17	24	1 034
RAZEM	1 823	1 117	1 862	59 552
Korekty konsolidacyjne	-1	6	-21	-2 228
RAZEM PO KOREKTACH	1 822	1 123	1 841	57 324

*por. nota 4.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego

3.2. Kluczowe wyniki operacyjne GK PGE

Tabela: Kluczowe wielkości operacyjne.

Kluczowe wielkości	Jedn.	I kwartał 2017	I kwartał 2016	zmiana %	2016
Wydobycie węgla brunatnego	mln ton	13,34	11,10	20%	47,68
Produkcja energii elektrycznej netto	TWh	15,00	13,16	14%	53,67
Sprzedaż ciepła	mln GJ	7,88	7,80	1%	18,06
Sprzedaż energii do odbiorców finalnych*	TWh	10,05	10,70	-6%	42,91
Dystrybucja energii elektrycznej**	TWh	8,96	8,64	4%	34,32

*sprzedaż PGE Obrót S.A. z doszacowaniem oraz uwzględnieniem sprzedaży wewnątrz Grupy PGE

**z doszacowaniem

3.2.1. Bilans energii GK PGE

Sprzedaż energii elektrycznej

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

Wolumen sprzedaży	I kwartał 2017	I kwartał 2016	zmiana %	2016
SPRZEDAŻ W TWh, z czego:	17,07	25,46	-33%	104,35
Sprzedaż do odbiorców finalnych*	10,06	10,71	-6%	42,96
Sprzedaż na rynku hurtowym, w tym:	6,29	14,27	-56%	59,13
<i>Sprzedaż na krajowym rynku hurtowym - giełda</i>	<i>4,16</i>	<i>12,75</i>	<i>-67%</i>	<i>53,15</i>
<i>Sprzedaż na krajowym rynku hurtowym - pozostały</i>	<i>2,03</i>	<i>1,49</i>	<i>36%</i>	<i>5,83</i>
<i>Sprzedaż do klientów zagranicznych</i>	<i>0,10</i>	<i>0,03</i>	<i>233%</i>	<i>0,15</i>
Sprzedaż na rynku bilansującym	0,72	0,48	50%	2,26

* po wyeliminowaniu sprzedaży wewnątrz Grupy PGE

Spadek wolumenu sprzedaży do odbiorców finalnych w porównaniu do analogicznego okresu 2016 roku wynika głównie z mniejszego wolumenu zakontraktowanego w segmencie klientów korporacyjnych w grupach taryfowych A (Duże przedsiębiorstwa) oraz C2x (Małe i średnie przedsiębiorstwa). Niższy wolumen sprzedaży na giełdzie jest efektem obniżenia tzw. „obligo giełdowego”. Wzrost wolumenu sprzedaży na rynku hurtowym - pozostałym wynika z optymalizacji sprzedaży wyprodukowanej energii elektrycznej poprzez zwiększenie sprzedaży w kontraktach bilateralnych. Wzrost sprzedaży do klientów zagranicznych wynika z intensyfikacji działań na rynkach ościennych, na skutek korzystnego układu cen pomiędzy rynkami zagranicznymi i rynkiem polskim. Wzrost wolumenu sprzedaży na rynku bilansującym jest związany głównie z rozruchem nowego bloku w EC Gorzów.

Zakup energii elektrycznej

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

Wolumen zakupu	I kwartał 2017	I kwartał 2016	zmiana %	2016
ZAKUP W TWh, z czego:	3,36	14,02	-76%	55,43
Zakupy na krajowym rynku hurtowym - giełda	0,75	10,57	-93%	42,84
Zakupy na krajowym rynku hurtowym - pozostały	1,02	1,24	-18%	5,23
Zakupy poza granicami kraju	0,01	0,02	-50%	0,06
Zakupy na rynku bilansującym	1,58	2,19	-28%	7,30

W związku z obniżeniem tzw. „obliga giełdowego”, w I kwartale 2017 roku znaczna część sprzedaży realizowanej przez GK PGE została bezpośrednio zabezpieczona poprzez produkcję z aktywów wytwórczych Grupy, co przyczyniło się do spadku wolumenu zakupów zarówno na rynku krajowym – giełda, jak i pozostałym. Spadek wolumenu zakupu na rynku bilansującym jest następstwem mniejszej liczby redukcji jednostek wytwórczych wchodzących w skład segmentu Energetyka Konwencjonalna.

Produkcja energii elektrycznej

Tabela: Zestawienie produkcji energii elektrycznej (w TWh).

Wolumen produkcji	I kwartał 2017	I kwartał 2016	zmiana %	2016
PRODUKCJA ENERGII W TWh, z czego:	15,00	13,16	14%	53,67
Elektrownie opalane węglem brunatnym	10,57	8,50	24%	37,26
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0%</i>	<i>0,00</i>
Elektrownie opalane węglem kamiennym	2,51	2,74	-8%	10,71
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	<i>0,04</i>	<i>0,09</i>	<i>-56%</i>	<i>0,30</i>
Elektrociepłownie węglowe	0,38	0,39	-3%	0,98
Elektrociepłownie gazowe	0,95	0,80	19%	2,33
Elektrociepłownie biomasowe	0,05	0,12	-58%	0,43
Elektrownie szczytowo-pompowe	0,10	0,18	-44%	0,45
Elektrownie wodne	0,12	0,13	-8%	0,43
Elektrownie wiatrowe	0,32	0,30	7%	1,08

Główny wpływ na poziom produkcji energii elektrycznej w I kwartale 2017 roku w porównaniu do I kwartału 2016 roku miała wyższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem brunatnym na skutek krótszego czasu postoju bloków w remontach i modernizacjach. W trakcie I kwartału 2016 roku blok nr 3 w Elektrowni Bełchatów pozostawał w remoncie średnim a bloki nr 9 i 10 były modernizowane. Blok nr 1 w Elektrowni Turów stał natomiast w remoncie średnim w I kwartale 2016 roku. Dodatkowo średnie obciążenie bloków w Elektrowni Bełchatów było wyższe o 20,5 MW.

Wzrost produkcji w elektrociepłowniach gazowych wynika z wyższej produkcji w Elektrociepłowni Gorzów, co jest następstwem przekazania do eksploatacji nowego bloku gazowo-parowego od 31 stycznia 2017 roku.

Spadek produkcji w elektrowniach opalanych węglem kamiennym wynika głównie z niższej produkcji w Elektrowni Opole z powodu postoju bloku nr 3 w remoncie średnim od 3 marca 2017 roku. Dodatkowo niższa produkcja w Elektrowni Dolna Odra jest następstwem niższego średniego obciążenia bloków tej elektrowni o 18,7 MW.

Produkcja w elektrociepłowniach węglowych utrzymała się na poziomie porównywalnym do I kwartału 2016 roku.

Produkcja w elektrowniach wiatrowych utrzymała się na poziomie porównywalnym do I kwartału 2016 roku.

Produkcja w elektrowniach wodnych na niższym poziomie w porównaniu do I kwartału 2016 roku wynika głównie z niekorzystnych warunków hydrologicznych.

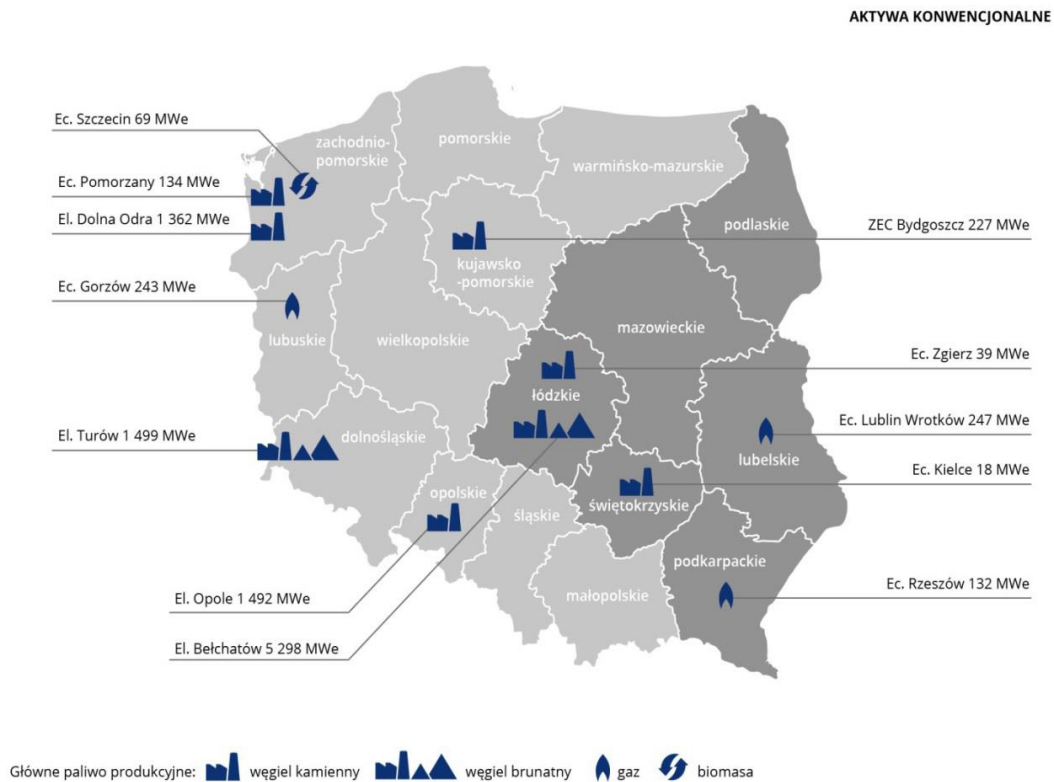
Spadek produkcji w elektrowniach szczytowo-pompowych wynika z charakteru pracy jednostek wytwórczych, które w I kwartale 2017 roku były wykorzystywane w mniejszym stopniu przez PSE S.A.

3.2.2. Sprzedaż ciepła

W I kwartale 2017 roku sprzedaż ciepła wyniosła w Grupie PGE 7,88 mln GJ i była na poziomie porównywalnym do sprzedaży w I kwartale 2016 roku.

3.3. Segment działalności - Energetyka Konwencjonalna

Rysunek: Główne aktywa segmentu Energetyka Konwencjonalna.



3.3.1. Kluczowe wielkości finansowe

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Energetyka Konwencjonalna.

mIn PLN	I kwartał 2017	I kwartał 2016	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	3 164	3 073	3%
EBIT	630	680	-7%
EBITDA	992	1 000	-1%
Nakłady inwestycyjne	788	1 471	-46%

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



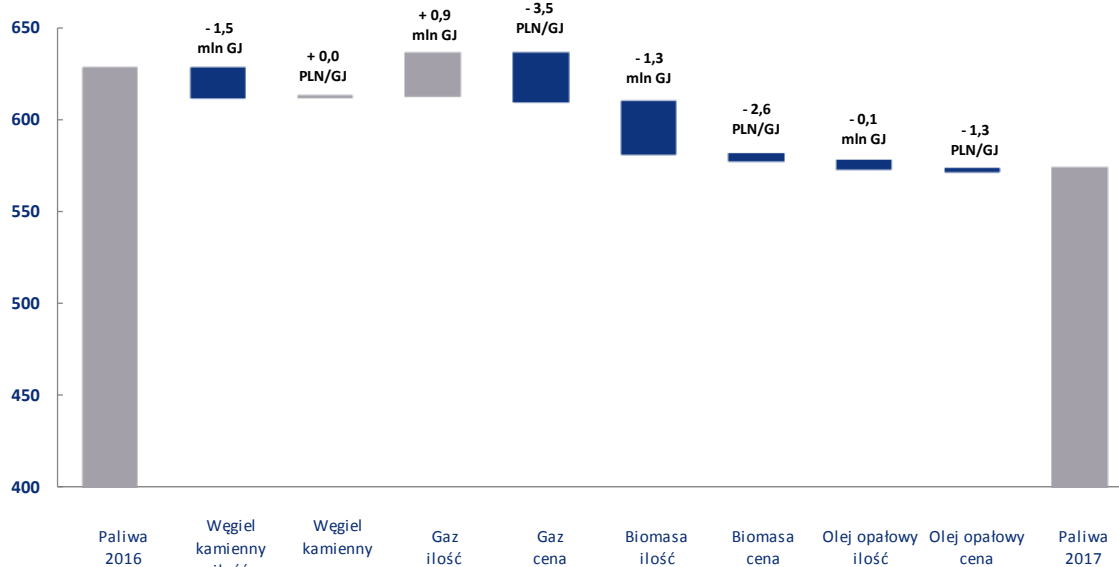
	EBITDA 2016	Przychody ee - ilość	Przychody ee - cena	Rekompensaty KDT	Sprzedaż PM	Przychody RUS	Koszty paliw	Koszty CO ₂	Koszty środowiskowe	Koszty osobowe	Pozostałe	Koszty aktywowane	EBITDA 2017
Odchylenie		294	-47	-203	-2	17	55	-97	-8	31	16	-64	
EBITDA I kw. 2016	1 000	2 141	278	145	69	628	251	71	703	244			
EBITDA I kw. 2017		2 388	75	143	86	573	348	79	672	180			992

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wyniki segmentu Energetyka Konwencjonalna w I kwartale 2017 roku w porównaniu do wyników I kwartału 2016 roku były:

- **Wyższy wolumen sprzedaży energii elektrycznej**, głównie na skutek wyższej produkcji w Elektrowni Bełchatów z powodu krótszego czasu postoju bloków w remontach i modernizacjach oraz wyższej produkcji w Elektrociepłowni Gorzów z powodu przekazania do eksploatacji nowego bloku gazowo-parowego od 31 stycznia 2017 roku.
- **Spadek cen sprzedaży energii elektrycznej**, który spowodował spadek przychodów ze sprzedaży. Średnia zrealizowana cena sprzedaży energii elektrycznej przez segment Energetyka Konwencjonalna bez sprzedaży do odbiorców finalnych w I kwartale 2017 roku ukształtowała się na poziomie 163,5 PLN/MWh, natomiast w I kwartale 2016 roku wyniosła 164,8 PLN/MWh. Dodatkowo marża zrealizowana na odsprzedaży energii elektrycznej była niższa o 15,4 PLN/MWh.
- **Niższe przychody z KDT**. W I kwartale 2017 roku ujęto w pozostałych przychodach operacyjnych 75 mln PLN, co jest efektem wyroku Sądu Apelacyjnego w sprawie ustalenia wysokości korekty rocznej za 2009 rok dla Elektrociepłowni Lublin Wrotków. W okresie porównywalnym przychody z rekompensat KDT prezentowane w działalności operacyjnej wyniosły 130 mln PLN. Dodatkowo w pozostałej działalności operacyjnej ujęto korekty rozrachunków KDT w kwocie 148 mln PLN w związku z rozstrzygnięciami sporów sądowych: (i) korzystny wyrok Sądu Apelacyjnego dotyczący korekty kosztów osieroconych za 2010 rok dla Elektrowni Opole (173 mln PLN); (ii) niekorzystny wyrok Sądu Najwyższego w zakresie korekty gazowej za 2009 rok dla Elektrociepłowni Lublin Wrotków oraz odrzucenie skargi kasacyjnej w sprawie korekty gazowej za 2010 rok dla Elektrociepłowni Lublin Wrotków i Elektrociepłowni Rzeszów (-25 mln PLN).
- **Wyższe przychody z RUS**, głównie wyższe przychody z tytułu Operacyjnej Rezerwy Mocy ('ORM') na skutek wyższych stawek oraz wyższego wolumenu ORM w Elektrowni Opolu na skutek niższego obciążenia sprzedażowego tej elektrowni.

- **Niższe koszty zużycia paliw**, głównie węgla kamiennego i biomasy. Jest to głównie efekt niższej produkcji energii elektrycznej w elektrowniach i elektrociepłowniach opalanych węglem kamiennym oraz elektrociepłowniach biomasowych (por. pkt 3.2.1 niniejszego sprawozdania). Główne odchylenia na poszczególnych rodzajach paliw zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższe koszty CO₂** na skutek wyższego wolumenu produkcji oraz otrzymania mniejszej ilości darmowych uprawnień do emisji CO₂.
- **Wyższe koszty opłat za korzystanie ze środowiska**, głównie z powodu wyższej produkcji energii elektrycznej i w konsekwencji wyższej emisji zanieczyszczeń (SO₂, NO_x).
- **Niższe koszty osobowe**, głównie na skutek niższych kosztów PDO i niższego poziomu zatrudnienia.
- **Niższy poziom kosztów aktywowanych**, m. in. na skutek mniejszej ilości zdjętego nadkładu w kopalniach i ujęcia niższych kosztów jego usuwania jako aktywa.

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



Odchylenie	-16	0	24	-26	-29	-3	-5	0
Paliwa I kw. 2016	628	374	181	57	13			
Paliwa I kw. 2017		358	179	25	8			573

3.3.2. Nakłady inwestycyjne

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Konwencjonalna w I kwartale 2017 i 2016 roku.

w mln PLN	I kwartał 2017	I kwartał 2016	zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	684	1 320	-48%
▪ Rozwojowe	538	920	-42%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	146	400	-64%
Zakupy gotowych dóbr inwestycyjnych	2	10	-80%
Środki transportu	-	4	-
Pozostałe	3	4	-25%
RAZEM	689	1 338	-49%
Aktywowane koszty usuwania nadkładu w kopalniach	99	133	-26%
RAZEM z aktywowanymi kosztami usuwania nadkładu	788	1 471	-46%

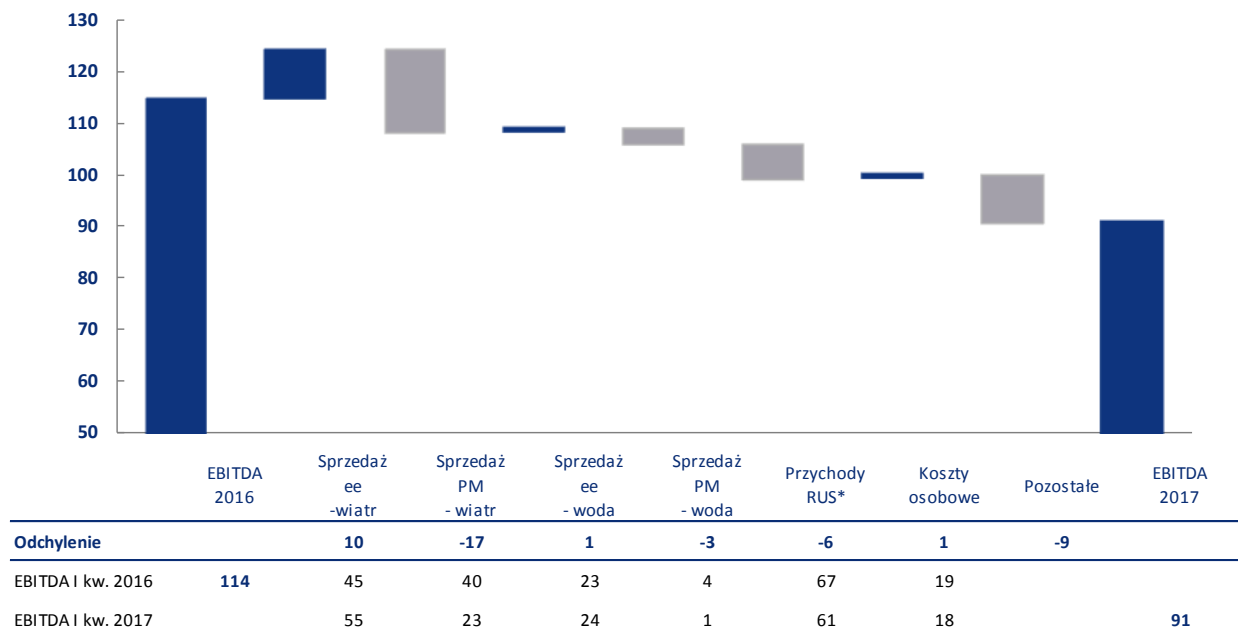
W I kwartale 2017 roku najwyższe nakłady zostały poniesione na następujące projekty:

■ budowa bloków 5 i 6 w Elektrowni Opole	440 mln PLN;
■ budowa bloku 11 w Elektrowni Turów	43 mln PLN;
■ budowa bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Gorzów	42 mln PLN;
■ kompleksowa rekonstrukcja i modernizacja bloków 7-12 w Elektrowni Bełchatów	31 mln PLN;
■ budowa instalacji termicznego przetwarzania z odzyskiem energii w EC Rzeszów	11 mln PLN;
■ zmiana technologii składowania odpadów paleniskowych w Elektrowni Bełchatów	9 mln PLN;
■ instalacja transportu popiołu oraz suspensji z bloku 14 w Elektrowni Bełchatów	7 mln PLN;
■ dostosowanie bloku nr 3 w Elektrowni Opole do BAT – modernizacja instalacji SNCR	5 mln PLN;
■ modernizacja bloków 1-3 w Elektrowni Turów	4 mln PLN.

Kluczowe rozstrzygnięcia w I kwartale 2017 roku w segmencie Energetyki Konwencjonalnej:

- 24 stycznia 2017 roku Minister Środowiska wydał decyzję utrzymującą w mocy decyzję Marszałka Województwa Opolskiego z 10 października 2016 roku, udzielającą pozwolenia zintegrowanego dla bloków 1-6 w Elektrowni Opole. Decyzja jest ostateczna w administracyjnym toku instancji.
- 31 stycznia 2017 roku przekazano do eksploatacji blok gazowo-parowy w Elektrociepłowni Gorzów.
- 13 marca 2017 roku Prezydent Miasta Szczecin wydał decyzję o pozwoleniu na budowę dla instalacji odazotowania spalin dla dwóch kotłów Benson OP-206 wraz z modernizacją podgrzewacza wody, wentylatorów spalin i obrotowych podgrzewaczy powietrza na terenie Elektrowni Pomorzany. Decyzja uzyskała status ostatecznej 29 marca 2017 roku.

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



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

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wyniki segmentu Energetyka Odnawialna w I kwartale 2017 roku w porównaniu do wyników I kwartału 2016 roku były:

- **Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej z elektrowni wiatrowych** wynika głównie z wyższego wolumenu sprzedaży energii elektrycznej w porównaniu do I kwartału 2016 roku.
- **Nieznaczny wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej z elektrowni wodnych** spowodowany jest głównie wzrostem wolumenu sprzedaży energii elektrycznej o 1 GWh oraz wyższą ceną o 4 PLN/MWh w porównaniu do roku poprzedniego
- **Spadek przychodów ze sprzedaży praw majątkowych** wynikający z: (i) wyceny produkcji praw majątkowych po niższej cenie o około 68 PLN/MWh w I kwartale 2017 roku w stosunku I kwartału 2016 roku, co wpłynęło na spadek przychodów o około (-) 17 mln PLN w porównaniu do poprzedniego roku; (ii) korekty wyceny sprzedanych praw majątkowych oraz aktualizacji wyceny zapasu co wpłynęło na spadek przychodów o około (-) 3 mln PLN.
- **Niższe przychody ze sprzedaży regulacyjnych usług systemowych** (umowa z PSE S.A.) wynikające głównie z niższego wolumenu rezerwy interwencyjnej oraz niższej stawki za usługę rezerwy interwencyjnej mocy czynnej.
- **Spadek kosztów osobowych** związany jest głównie z niższym stanem zatrudnienia w PGE EO S.A.
- **Niekorzystne odchylenie w pozycji pozostałe** wynika głównie ze wzrostu kosztów podatku od nieruchomości o około 10 mln PLN w efekcie oddania do eksploatacji nowych farm wiatrowych oraz zmiany otoczenia prawnego.

3.4.2. Nakłady inwestycyjne

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Odnawialna w I kwartale 2017 i 2016 roku.

w mln PLN	I kwartał 2017	I kwartał 2016	zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	11	76	-86%
▪ Rozwojowe	5	72	-93%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	6	4	50%
Pozostałe	1	0	-
RAZEM	12	76	-84%

3.5. Segment działalności - Dystrybucja

Rysunek: Obszar sieci dystrybucyjnej PGE.

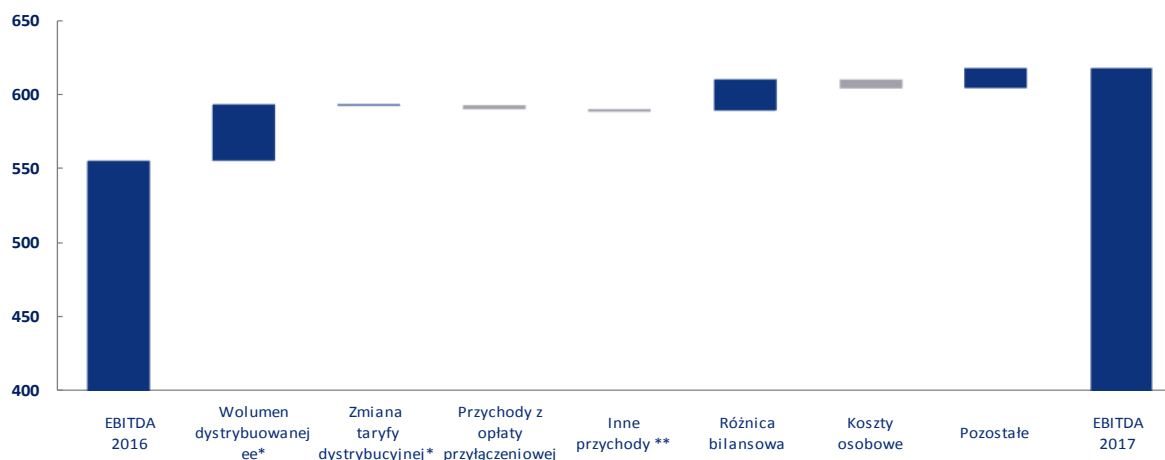


3.5.1. Kluczowe wielkości finansowe

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Dystrybucja.

mln PLN	I kwartał 2017	I kwartał 2016	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	1 643	1 510	9%
EBIT	326	273	19%
EBITDA	618	555	11%
Nakłady inwestycyjne	263	287	-8%

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



Odchylenie	39	0	-3	-2	21	-6	14	
EBITDA I kw. 2016	555	1 052	20	65	159	262		
EBITDA I kw. 2017		1 091	17	63	138	268		618

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

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

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wyniki segmentu Dystrybucja w I kwartale 2017 roku w porównaniu do wyników I kwartału 2016 roku były:

- **Wzrost wolumenu dystrybuowanej energii** o 316,2 GWh, wynikający m.in z większej liczby odbiorców wg punktu poboru energii (o około 41,7 tys.) w porównaniu do I kwartału 2016 roku oraz wzrostowej dynamiki zużycia energii, w szczególności na średnim napięciu.
- **Spadek przychodów z opłaty przyłączeniowej** w związku z mniejszą aktywnością inwestycyjną i niższym zapotrzebowaniem potencjalnych klientów.
- **Spadek innych przychodów** wynika głównie z niższych przychodów ze sprzedaży usług tranzytowych w efekcie spadku średniej stawki zmiennej.
- **Niższe koszty energii na pokrycie różnicy bilansowej** w wyniku spadku wolumenu różnicy bilansowej o 16 GWh oraz spadku średniej ceny.
- **Wzrost kosztów osobowych** wynika głównie z prowadzonego procesu zmiany wynagrodzeń.
- **pozytywne odchylenie w pozycji pozostałe** wynika głównie ze: (i) spadku kosztów zakupu usług tranzytowych o 5 mln PLN oraz (ii) spadku kosztów poniesionych na remonty i eksploatację majątku sieciowego o 4 mln PLN. Dodatkowo w pozycji tej prezentowany jest pozytywny wynik na pozostałej działalności operacyjnej (wzrost o 8 mln PLN).

3.5.2. Nakłady inwestycyjne

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Dystrybucja w I kwartale 2017 i 2016 roku.

w mln PLN	I kwartał 2017	I kwartał 2016	zmiana %
Sieci SN i nN	80	91	-12%
Stacje 110/SN i SN/SN	33	22	50%
Linie 110 kV	7	5	40%
Przyłączanie nowych odbiorców (PNO)	91	116	-22%
Zakup transformatorów i liczników	31	10	210%
Teleinformatyka, telemechanika i łączność	15	30	-50%
Pozostałe	6	13	-54%
RAZEM	263	287	-8%

W I kwartale 2017 roku w segmencie Dystrybucja największe nakłady poniesiono na realizację zadań z grup: „Przyłączanie nowych odbiorców” oraz „Sieci SN i nN (niskich napięć)”.

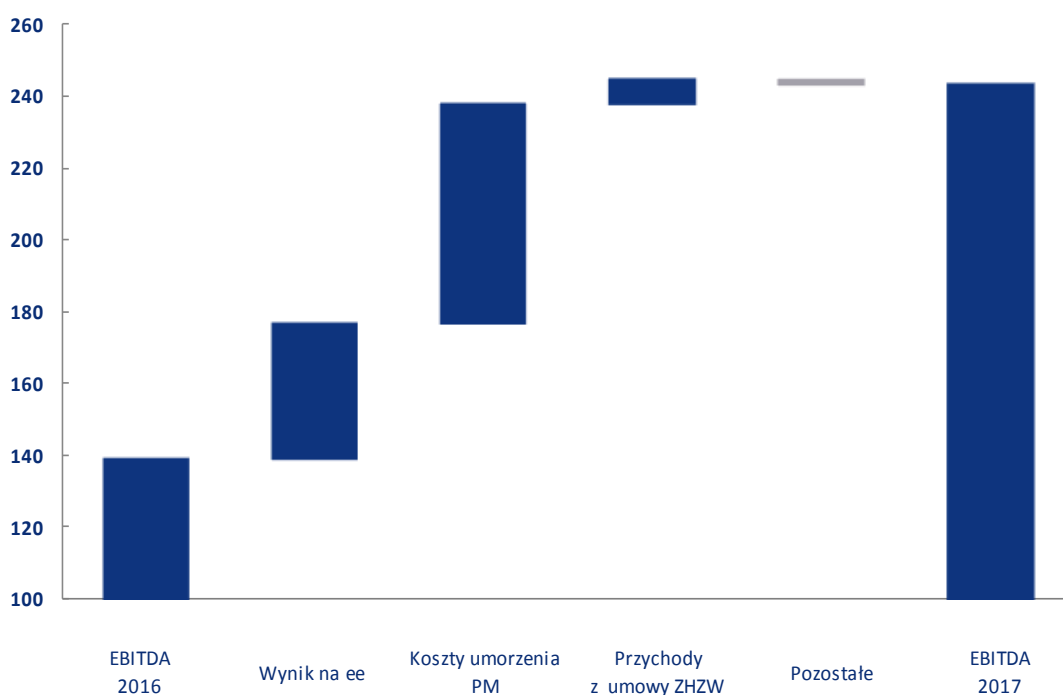
3.6. Segment działalności - Obrót

3.6.1. Kluczowe wielkości finansowe

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Obrót.

mIn PLN	I kwartał 2017	I kwartał 2016	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	3 953	4 142	-5%
EBIT	237	132	80%
EBITDA	243	139	75%
Nakłady inwestycyjne	3	4	-25%

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



Odchylenie	37	61	7	-1		
EBITDA I kw. 2016	139	384	261	117	101	
EBITDA I kw. 2017		421	200	124	102	243

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wyniki segmentu Obrót w I kwartale 2017 roku w porównaniu do wyników I kwartału 2016 roku były:

- **Wyższy wynik na energii elektrycznej** o 37 mln PLN wynikający głównie z uzyskania wyższej marży jednostkowej na sprzedaży energii, w związku z bardziej korzystną relacją pomiędzy średnią ceną sprzedaży a średnią ceną zakupu energii elektrycznej.
- **Spadek kosztów umorzenia praw majątkowych** głównie w wyniku niższych cen rynkowych PM zielonych, częściowo zniwelowany wprowadzeniem obowiązku umorzenia certyfikatów przyznawanych za energię wyprodukowaną w biogazowniach, co jest następstwem nowelizacji ustawy o OZE.

3.7. Pozostała Działalność

3.7.1. Kluczowe wielkości finansowe

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Pozostała Działalność.

mIn PLN	I kwartał 2017	I kwartał 2016	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	172	163	6%
EBIT	-21	-17	-24%
EBITDA	12	15	-20%
Nakłady inwestycyjne	33	24	38%

Spadek wyniku EBITDA segmentu Pozostała Działalność o 3 mln PLN związany był głównie ze spadkiem wyniku spółki EXATEL S.A. o około 7 mln PLN, spowodowanym realizacją niższej marży na usługach dzierżawy łączy. Dodatkowo w I kwartale 2016 roku EXATEL S.A. otrzymał zwrot podatku od nieruchomości. 29 marca 2017 roku została zawarta umowa sprzedaży 100% akcji EXATEL S.A. na rzecz Skarbu Państwa (por. pkt 1.2.1 niniejszego sprawozdania).

Pozytywnie na wynik segmentu wpłynął wzrost EBITDA spółki PGE Systemy S.A. o około 5 mln PLN, który jest efektem zwiększenia zakresu świadczonych usług.

3.7.2. Nakłady inwestycyjne

Nakłady inwestycyjne w ramach Pozostałej Działalności w I kwartale 2017 roku wyniosły 33 mln PLN w porównaniu do 24 mln PLN poniesionych w I kwartale 2016 roku.

W ramach powyższej kwoty w I kwartale 2017 roku największe nakłady inwestycyjne poniesione zostały przez następujące spółki:

- EXATEL S.A. – na rozwój infrastruktury telekomunikacyjnej 15 mln PLN;
- PGE EJ 1 sp. z o.o. – na rozwój projektu jądrowego 10 mln PLN;
- PGE Systemy S.A. – na rozwój infrastruktury teleinformatycznej oraz oprogramowania 8 mln PLN.

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

3.8.1. Umowa Inwestycyjna w sprawie inwestycji finansowej w Polską Grupę Górniczą sp. z o.o.

Umowa inwestycyjna w sprawie inwestycji finansowej w Polską Grupę Górniczą sp. z o.o. została omówiona w nocie nr 22.2 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

3.8.2. Inwestycja kapitałowa w Polimex-Mostostal S.A.

Inwestycja kapitałowa w Polimex-Mostostal S.A. została omówiona w nocie nr 22.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

3.8.3. Złożenie oferty na zakup aktywów EDF w Polsce

Złożenie oferty na zakup aktywów EDF w Polsce zostało omówione w nocie nr 22.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

3.8.4. Opis znaczących umów

W I kwartale 2017 roku nie wystąpiły umowy, które spełniły kryterium umowy znaczącej.

3.8.5. Zmiany w składzie Zarządu i Rady Nadzorczej

Rada Nadzorcza 13 lutego 2017 roku podjęła uchwały o odwołaniu ze składu Zarządu IX kadencji, z dniem 13 lutego 2017 roku:

- Pana Henryka Baranowskiego, Prezesa Zarządu;
- Panią Martę Gajęcką, Wiceprezes ds. Rozwoju Rynku i Relacji Międzynarodowych;
- Pana Bolesława Jankowskiego, Wiceprezesa Zarządu ds. Handlu;
- Pana Marka Pastuszko, Wiceprezesa Zarządu ds. Korporacyjnych;
- Pana Pawła Śliwę, Wiceprezesa Zarządu ds. Innowacji;
- Pana Ryszarda Wasiłka, Wiceprezesa Zarządu ds. Rozwoju;
- Pana Emila Wojtowicza, Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych.

Jednocześnie Rada Nadzorcza Spółki 13 lutego 2017 roku podjęła uchwały o powołaniu w skład Zarządu X kadencji od dnia 14 lutego 2017 roku:

- Pana Henryka Baranowskiego i powierzeniu mu funkcji Prezesa Zarządu;
- Pana Bolesława Jankowskiego i powierzeniu mu funkcji Wiceprezesa Zarządu ds. Międzynarodowych;
- Pana Wojciecha Kowalczyka i powierzeniu mu funkcji Wiceprezesa Zarządu ds. Inwestycji Kapitałowych;
- Pana Marka Pastuszko i powierzeniu mu funkcji Wiceprezesa Zarządu ds. Korporacyjnych;
- Pana Pawła Śliwę i powierzeniu mu funkcji Wiceprezesa Zarządu ds. Innowacji;
- Pana Ryszarda Wasiłka i powierzeniu mu funkcji Wiceprezesa Zarządu ds. Operacyjnych;
- Pana Emila Wojtowicza i powierzeniu mu funkcji Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych.

Zmiany w składzie Rady Nadzorczej

Do 31 marca 2017 roku Rada Nadzorcza funkcjonowała w następującym składzie:

Imię i nazwisko członka Rady Nadzorczej	Pełniona funkcja
Anna Kowalik	Przewodnicząca Rady Nadzorczej
Radosław Osiński	Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej - członek niezależny
Grzegorz Kuczyński	Sekretarz Rady Nadzorczej - członek niezależny
Jarosław Głowacki	Członek Rady Nadzorczej - członek niezależny
Janina Goss	Członek Rady Nadzorczej - członek niezależny
Mateusz Gramza	Członek Rady Nadzorczej - członek niezależny
Witold Kozłowski	Członek Rady Nadzorczej - członek niezależny
Mieczysław Sawaryn	Członek Rady Nadzorczej - członek niezależny
Artur Składanek	Członek Rady Nadzorczej - członek niezależny

6 kwietnia 2017 roku wpłynęła do Spółki rezygnacja Pana Mateusza Gramzy z członkostwa w Radzie Nadzorczej PGE S.A. w trybie natychmiastowym.

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

Imię i nazwisko członka Rady Nadzorczej	Pełniona funkcja
Anna Kowalik	Przewodnicząca Rady Nadzorczej
Radosław Osiński	Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej - członek niezależny
Grzegorz Kuczyński	Sekretarz Rady Nadzorczej - członek niezależny
Jarosław Głowacki	Członek 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
Artur Składanek	Członek Rady Nadzorczej - członek niezależny

W I kwartale 2017 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 r.			Członek od 02.03.2016 r.
Jarosław Głowacki		Członek od 02.03.2016 r.	Członek od 02.03.2016 r.	
Mateusz Gramza*	Członek od 07.03.2016 r.	Członek od 02.03.2016 r. do 07.03.2016 r.		Członek od 02.03.2016 r.
Anna Kowalik	Członek			Członek
Grzegorz Kuczyński	Członek od 02.03.2016 r. Przewodniczący od 18.03.2016 r.	Członek od 02.03.2016 r.		
Witold Kozłowski		Członek od 13.09.2016 r. Przewodniczący od 25.10.2016 r.		Członek od 13.09.2016 r.
Radosław Osiński			Członek od 13.09.2016 r. Przewodniczący od 25.10.2016 r.	Członek od 13.09.2016 r.
Mieczysław Sawaryn			Członek od 02.03.2016 r.	Członek od 02.03.2016 r. Przewodniczący od 08.08.2016 r.
Artur Składanek		Członek od 07.03.2016 r.	Członek od 02.03.2016 r.	

*6 kwietnia 2017 roku wpłynęła do Spółki rezygnacja Pana Mateusza Gramzy z członkostwa w Radzie Nadzorczej PGE S.A. w trybie natychmiastowym.

3.8.6. Decyzje Prezesa URE w ramach realizacji Ustawy KDT

Decyzje Prezesa URE w ramach realizacji Ustawy KDT zostały omówione w nocie nr 22.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

3.8.7. Kwestie prawne

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

- 1 kwietnia 2014 roku do PGE S.A. wpłynął odpis pozwu wniesionego przez jednego z akcjonariuszy do Sądu Okręgowego w Warszawie. Akcjonariusz w pozwie wnosi o stwierdzenie nieważności uchwał nr 1, 2 oraz 4 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z 6 lutego 2014 roku. Spółka wniosła odpowiedź na pozew. 22 czerwca 2015 roku Sąd Okręgowy w Warszawie wydał wyrok oddalający w całości powództwo akcjonariusza. Akcjonariusz złożył apelację, a Spółka złożyła odpowiedź na apelację. Sąd Apelacyjny w Warszawie umorzył postępowanie w związku z cofnięciem powództwa bez zrzeczenia się roszczenia.
- 21 sierpnia 2015 roku do PGE S.A. wpłynął odpis pozwu wniesiony przez jednego z akcjonariuszy do Sądu Okręgowego w Warszawie. Akcjonariusz w pozwie wnosi o stwierdzenie nieważności uchwały nr 5 Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z 24 czerwca 2015 roku. Spółka wniosła odpowiedź na pozew. Wyrokiem z 26 kwietnia 2016 roku Sąd Okręgowy w Warszawie oddalił powództwo akcjonariusza. 3 kwietnia 2017 roku została przez akcjonariusza złożona apelacja. Sąd Okręgowy postanowieniem z 18 kwietnia 2017 roku odrzucił apelację, z uwagi na niedotrzymanie terminu na jej złożenie.
- 17 września 2014 roku do PGE S.A. wpłynął odpis pozwu wniesionego przez jednego z akcjonariuszy do Sądu Okręgowego w Warszawie. Akcjonariusz w pozwie wnosi o stwierdzenie nieważności uchwały nr 4 Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z 6 czerwca 2014 roku. Spółka wniosła odpowiedź na pozew. 13 sierpnia 2015 roku Sąd Okręgowy w Warszawie wydał wyrok oddalający w całości powództwo akcjonariusza. Akcjonariusz złożył apelację a Spółka złożyła odpowiedź na apelację. Wyrokiem z 2 marca 2017 roku Sąd Apelacyjny w Warszawie oddalił apelację akcjonariusza.

- 23 października 2015 roku do PGE S.A. wpłynął odpis pozwu wniesiony przez jednego z akcjonariuszy do Sądu Okręgowego w Warszawie. Akcjonariusz w pozwie wnosi o stwierdzenie nieważności uchwały nr 1 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z 14 września 2015 roku. Spółka wniosła odpowiedź na pozew. Wyrokiem ogłoszonym 8 maja 2017 roku sąd oddalił powództwo akcjonariusza.
- 20 maja 2016 roku do PGE S.A. wpłynął odpis pozwu wniesiony przez jednego z akcjonariuszy do Sądu Okręgowego w Warszawie. Akcjonariusz w pozwie wnosi o stwierdzenie nieważności uchwały nr 1 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z 1 marca 2016 roku. Spółka złożyła odpowiedź na pozew. Postępowanie zostało umorzone postanowieniem z 14 marca 2017 roku wskutek cofnięcia powództwa przed pierwszą rozprawą.
- 12 września 2016 roku do PGE S.A. wpłynął odpis pozwu wniesionego przez jednego z akcjonariuszy do Sądu Okręgowego w Warszawie. Akcjonariusz w pozwie wnosi o stwierdzenie nieważności Uchwały nr 1 Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia PGE S.A. z 28 czerwca 2016 roku. Spółka złożyła odpowiedź na pozew. Postępowanie zostało umorzone postanowieniem z 17 marca 2017 roku wskutek cofnięcia powództwa przed pierwszą rozprawą.
- 30 grudnia 2016 roku do PGE S.A. wpłynął odpis pozwu wniesiony przez jednego z akcjonariuszy do Sądu Okręgowego w Warszawie. Akcjonariusz w pozwie wnosi o stwierdzenie nieważności uchwały nr 1 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z 5 września 2016 roku. Spółka złożyła odpowiedź na pozew. Postępowanie zostało umorzone postanowieniem z 16 marca 2017 roku wskutek cofnięcia powództwa przed pierwszą rozprawą.
- 15 marca 2017 roku do PGE S.A. wpłynął odpis pozwu wniesionego przez jednego z akcjonariuszy do Sądu Okręgowego w Warszawie. Akcjonariusz w pozwie wnosi o uchylenie uchwały nr 4 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z 5 września 2016 roku. Spółka złożyła odpowiedź na pozew.

Kwestia odszkodowania dotyczącego konwersji akcji

Byli akcjonariusze PGE Górnictwo i Energetyka S.A. występowali do sądów w wnioskami o zawezwanie PGE S.A. do prób ugodowych o zapłatę odszkodowania z tytułu nieprawidłowego ich zdaniem ustalenia parytetu wymiany akcji spółki PGE Górnictwo i Energetyka S.A. na akcje PGE S.A. w procesie konsolidacji, jaki miał miejsce w 2010 roku. łączna wartość dotychczasowych roszczeń wynikających z zawezwań do prób ugodowych skierowanych przez byłych akcjonariuszy PGE Górnictwo i Energetyka S.A. wynosi ponad 10 mln PLN.

Niezależnie od powyższego 12 listopada 2014 roku spółka Socrates Investment S.A. (nabywca wierzytelności od byłych akcjonariuszy PGE Górnictwo i Energetyka S.A.) złożyła pozew sądowy o zasądzenie odszkodowania w łącznej kwocie ponad 493 mln PLN (plus odsetki) za szkodę poniesioną w związku z nieprawidłowym (jej zdaniem) ustaleniem parytetu wymiany akcji w procesie połączenia spółki PGE Górnictwo i Energetyka S.A. z PGE S.A. Spółka złożyła odpowiedź na pozew i obecnie toczy się postępowanie sądowe w pierwszej instancji.

Ponadto z podobnym roszczeniem wystąpiła spółka Pozwy sp. z o.o., nabywca wierzytelności byłych akcjonariuszy spółki PGE Elektrownia Opole S.A.. Spółka Pozwy sp. z o.o. pozwem wniesionym do Sądu Okręgowego w Warszawie przeciwko PGE GiEK S.A., PGE S.A. oraz PwC Polska sp. z o.o. (dalej jako Pozwani) wniosła o zasądzenie od Pozwanych na zasadzie in solidum, ewentualnie solidarnie na rzecz Pozwy sp. z o.o. odszkodowania w łącznej kwocie ponad 260 mln PLN wraz z odsetkami z tytułu rzekomo nieprawidłowego (jej zdaniem) ustalenia stosunku wymiany akcji PGE Elektrownia Opole S.A. na akcje PGE GiEK S.A. w procesie łączenia tych spółek. Pozew ten został do PGE S.A. doręczony 9 marca 2017 roku, zaś termin na złożenie odpowiedzi na pozew został wyznaczony przez sąd do 9 lipca 2017 roku.

Spółki z Grupy PGE nie uznają żądań Socrates Investment S.A., Pozwy sp. z o.o. oraz pozostałych akcjonariuszy występujących z zawezwaniami do prób ugodowych. Roszczenia te są bezzasadne. Zdaniem PGE S.A. cały proces konsolidacji był przeprowadzony rzetelnie i prawidłowo. Sama wartość akcji spółek podlegających połączeniu została określona przez niezależną spółkę PwC Polska sp. z o.o. Dodatkowo plany połączenia ww. spółek, w tym parytety wymiany akcji, były badane w zakresie poprawności i rzetelności przez wyznaczonego przez sąd rejestrowy biegłego, który nie stwierdził żadnych nieprawidłowości. Następnie sąd zarejestrował połączenia ww. spółek.

Na zgłoszone roszczenia Grupa PGE nie utworzyła rezerwy.

3.8.8. Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej

Na dzień 31 marca 2017 roku PGE S.A. oraz jednostki od niej zależne nie były stroną w postępowaniach dotyczących zobowiązań lub wierzytelności, których łączna wartość stanowiłaby co najmniej 10% kapitałów własnych Spółki.

Istotne postępowania toczące się przed sądami, organami właściwymi dla postępowania arbitrażowego oraz organami administracji publicznej zostały omówione w pkt 3.8.7 dotyczącym kwestii prawnych niniejszego sprawozdania oraz w nocie nr 19.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

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

W ramach Grupy w I kwartale 2017 roku PGE S.A. oraz jednostki zależne nie udzieliły poręczeń kredytów ani gwarancji innemu podmiotowi lub jednostce zależnej, gdzie wartość poręczeń lub gwarancji stanowi równowartość co najmniej 10 % kapitałów własnych Spółki.

3.8.10. Informacja dotycząca emisji, wykupu i spłaty nieudziałowych i kapitałowych papierów wartościowych

Informacje dotyczące emisji, wykupu i spłaty nieudziałowych i kapitałowych papierów wartościowych zostały opisane w pkt 1.2.1 niniejszego sprawozdania.

3.8.11. Działania związane z energetyką jądrową

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 S.A. posiada 70% w kapitale zakładowym PGE EJ1, a każdy z Partnerów Biznesowych po 10% w kapitale zakładowym PGE EJ1.

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). Środki na realizację Programu wnoszone są do PGE EJ1 w formie podwyższeń kapitału zakładowego. Zaangażowanie finansowe PGE S.A. w okresie Etapu rozwoju nie przekroczy wartości ok. 700 mln PLN.

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, środowiskowe i inne

W marcu 2017 roku rozpoczęły się badania lokalizacyjne i środowiskowe związane z przygotowaniem do budowy pierwszej polskiej elektrowni jądrowej. Prace prowadzone są w dwóch lokalizacjach „Lubiatowo-Kopalino” i „Żarnowiec” na terenach gmin Choczewo, Krokowa i Gniewino, w województwie pomorskim.

Badania koncentrują się na działaniach niezbędnych do sporządzenia raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko oraz raportu lokalizacyjnego. Zakończenie prac planowane jest w I półroczu 2020 roku.

Przedmiotem badań środowiskowych jest określenie wpływu przedsięwzięcia na środowisko na etapach przygotowania, budowy, eksploatacji i likwidacji elektrowni jądrowej.

Przedmiotem badań lokalizacyjnych jest uzyskanie danych do przeprowadzenia oceny terenu z punktu widzenia przydatności dla posadowienia elektrowni jądrowej, w tym weryfikacja czynników wykluczających możliwość uznania terenu za spełniający wymogi bezpieczeństwa jądrowego (występowanie tzw. wady zasadniczej). Wyniki prac są niezbędne w celu opracowania rozwiązań zapewniających bezpieczne funkcjonowanie elektrowni oraz ograniczenie do minimum jej oddziaływania na życie okolicznych mieszkańców i środowisko naturalne.

Badania prowadzone są przez spółkę PGE EJ1 przy głównym udziale wykonawcy programu badań, tj. spółki ELBIS sp. z o.o., wchodzącej w skład Grupy Kapitałowej PGE.

W ramach prac służących realizacji badań środowiskowych i lokalizacyjnych oraz przygotowania infrastruktury towarzyszącej projektowi w II kwartale 2017 roku planowane jest:

- pozyskanie sejsmicznych i otworowych danych archiwalnych (m.in. na potrzeby badań głębokiego podłoża) oraz uzyskanie wymaganych danych technicznych od dostawców technologii na potrzeby przygotowania raportu z oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko i raportu lokalizacyjnego,
- rozpoczęcie analiz dotyczących m.in. wody chłodzącej i zagrożeń zewnętrznych w lokalizacjach,
- rozpoczęcie uzgodnień ze spółką Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. w celu pozyskania informacji o lokalizacji punktu przyłączenia do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego,
- rozpoczęcie prac związanych z przygotowaniem specyfikacji dla studium korytarza wyprowadzenia mocy .

Akceptacja społeczna

Głównym celem działań w tym obszarze jest uzyskanie i utrzymanie wysokiego poziomu poparcia społecznego w planowanych lokalizacjach elektrowni jądrowej (docelowo w wybranej lokalizacji) umożliwiającego przeprowadzenie Programu budowy pierwszej polskiej elektrowni jądrowej oraz dostarczenie wiedzy na temat energetyki jądrowej i Programu wybranym grupom interesariuszy na poziomie ogólnopolskim i lokalnym.

W I kwartale 2017 roku prace w obszarze akceptacji społecznej koncentrowały się na kontynuacji działań w ramach Programu Wsparcia Rozwoju Gmin Lokalizacyjnych (PWRGL). W szczególności w I kwartale 2017 roku przyjęty został budżet PWRGL na 2017 rok.

W II kwartale 2017 roku planowana jest realizacja trzeciej edycji PWRGL oraz innych działań komunikacyjnych, mających na celu umacnianie partnerskich relacji PGE ze społecznością lokalną oraz władzami trzech gmin lokalizacyjnych poprzez wspieranie inicjatyw istotnych dla mieszkańców i rozwoju regionu.

Regulacje prawne dotyczące energetyki jądrowej

W I kwartale 2017 roku PGE S.A. uczestniczyło w konsultacjach społecznych dotyczących projektu ustawy o zmianie ustawy Prawo atomowe oraz konsultacji projektu ustawy - Kodeks urbanistyczno-budowlany.

Odszkodowania od WorleyParsons

W 2013 roku spółka PGE EJ 1 sp. z o.o. (dalej zwana „EJ 1”) 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 około 253 mln PLN netto (w tym zakres podstawowy około 167 mln PLN). Z tytułu opóźnienia w realizacji produktu umowy EJ 1 naliczyła WorleyParsons w 2013 roku karę umowną w kwocie około 7 mln PLN. Dodatkowo w związku z dalszym nienależytym wykonaniem usług w 2014 roku EJ 1 naliczyła kary umowne w łącznej kwocie około 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 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 około 15 mln PLN z tytułu zaległych kar umownych powiększonej o odsetki ustawowe z tytułu opóźnienia w zapłacie.

13 listopada 2015 roku do EJ 1 doręczono pozew WorleyParsons o zapłatę kwoty około 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 około 54 mln PLN została objęta złożonym 13 marca 2015 roku przez WorleyParsons żądaniem zapłaty kwoty około 92 mln PLN w związku z rozwiązaniem umowy. 24 marca 2017 roku do EJ 1 doręczono pismo rozszerzające powództwo WorleyParsons z kwoty około 59 mln PLN na kwotę około 104 mln PLN (tj. o kwotę około 45 mln PLN). Możliwym jest, iż WorleyParsons wystąpi z kolejnym powództwem o kwotę około 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.

29 marca 2017 roku odbyła się pomiędzy Stronami mediacja – na spotkaniu nie doszło do zawarcia ugody. EJ 1 oczekuje na wyznaczenie terminu rozprawy oraz terminu na ustosunkowanie się do pisma WorleyParsons rozszerzającego powództwo.

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

Ponadto, 20 maja 2016 roku EJ 1 złożyła do Sądu Rejonowego dla m.st. Warszawy w Warszawie wniosek o zawiązanie WorleyParsons do próby ugodowej w zakresie roszczeń EJ 1 w kwocie około 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.

3.8.12. Sprzedaż 100% akcji EXATEL S.A. na rzecz Skarbu Państwa

29 marca 2017 roku Zarząd PGE S.A. podpisał umowę sprzedaży 100% akcji EXATEL S.A. na rzecz Skarbu Państwa. Wartość sprzedaży akcji wyniosła 368,5 mln PLN. EXATEL S.A. jest operatorem telekomunikacyjnym, dostarczającym rozwiązania dla biznesu i administracji publicznej.

3.8.13. Podział zysków 2016 roku

Informacje o podziale zysków 2016 roku zostały zamieszczone w nocie nr 16.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

3.9. Transakcje z podmiotami powiązanymi

Informacje dotyczące transakcji z podmiotami powiązanymi zostały zamieszczone w nocie nr 21 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

3.10. Publikacja prognoz finansowych

PGE S.A. nie publikowała prognoz wyników finansowych.

3.11. Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych

3.11.1. 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%

3.11.2. 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 2016 rok posiadały następującą liczbę akcji:

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

Akcjonariusz	Liczba akcji na dzień publikacji raportu za 2016 rok (tj. 07.03.2017 roku) (szt.)	Zmiana liczby posiadanych akcji (szt.)	Liczba akcji na dzień przekazania raportu kwartalnego (tj. 11.05.2017 rok) (szt.)	Wartość nominalna akcji na dzień przekazania raportu kwartalnego (PLN)
Zarząd	-	-	-	-
Rada Nadzorcza	7	-	7	71,75
Jarosław Głowacki	7	-	7	71,75

Pozostali członkowie Zarządu i Rady Nadzorczej PGE S.A. nie posiadali akcji Spółki.

Członkowie Zarządu i Rady Nadzorczej PGE S.A. nie posiadali akcji i udziałów w jednostkach powiązanych z PGE S.A.

4. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe

4.1. Otoczenie makroekonomiczne

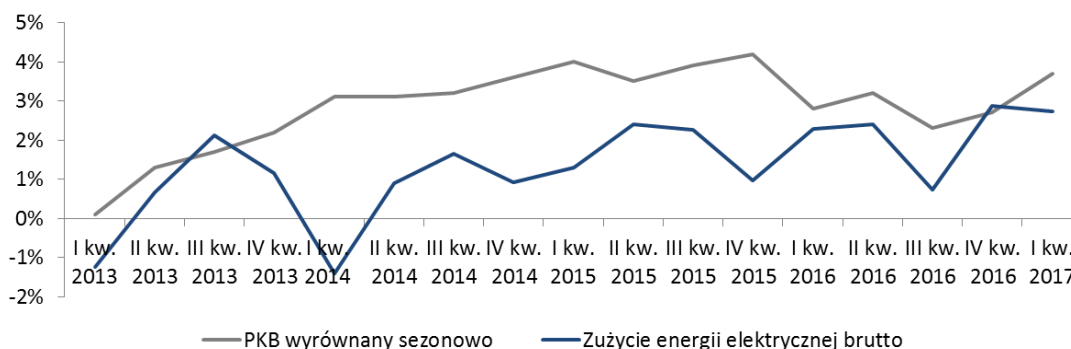
Głównym obszarem działalności Grupy PGE jest rynek polski, a krajowa sytuacja makroekonomiczna w istotny sposób oddziałuje na wyniki Grupy. Jednocześnie kondycja polskiej gospodarki pozostaje w dużym stopniu powiązana z koniunkturą w Unii Europejskiej i na rynkach międzynarodowych. Na wyniki finansowe Grupy wpływ ma zarówno sytuacja w poszczególnych segmentach gospodarki, jak i na rynkach finansowych, od których zależą 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. Z danych historycznych w długim okresie wynika jednak, że związek ten ulega osłabieniu w związku z malejącą ogólną energochłonnością gospodarki. W ciągu ostatnich 10 lat realny Produkt Krajowy Brutto Polski wzrósł około czterokrotnie silniej niż zapotrzebowanie na energię elektryczną brutto. 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 2017 roku odnotowano wzrost zużycia energii elektrycznej brutto o 2,73% w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego. Wzrost był wyższy niż przed rokiem, kiedy to zużycie energii wzrosło o 2,09% w porównaniu z analogicznym okresem w 2015 roku.

Tendencje gospodarcze w I kwartale 2017 roku pozostały ogólnie pozytywne. Mediana prognoz instytucji finansowych dla PKB w I kwartale 2017 roku wskazuje na wzrost o 3,7% w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego.

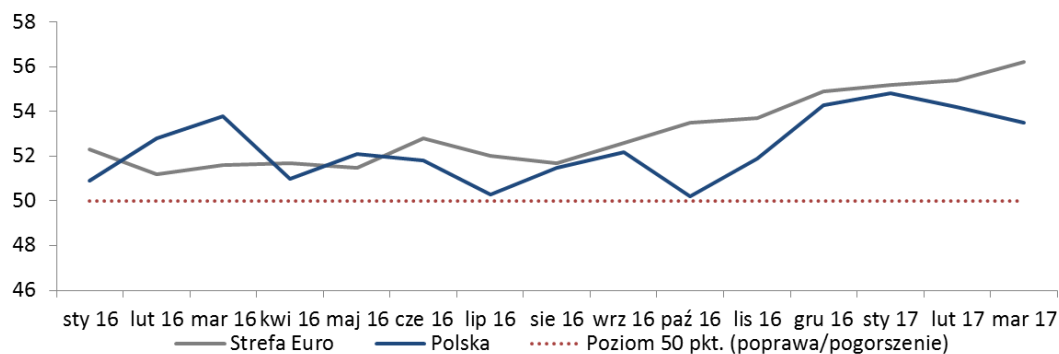
Rysunek: Dynamika PKB wyrównanego sezonowo i krajowego zużycia energii elektrycznej brutto.



Źródło: Prognozy PKB instytucji finansowych według ankiety GUS, PSE.

Wzrostowi gospodarczemu i rosnącemu zużyciu energii elektrycznej towarzyszyła optymistyczna sytuacja polskiego przemysłu, odpowiedzialnego za około 45% zużycia energii elektrycznej w kraju. Wskaźnik Purchasing Managers' Index („PMI”) dla przemysłu osiągnął w I kwartale 2016 roku średnio 52,5 pkt, a w I kwartale 2017 roku średnio 54,2 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 2016 roku osiągnął średnio 51,7 pkt, a w analogicznym okresie 2017 roku średnio 55,6 pkt.

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



Źródło: Markit Economics

Z punktu widzenia GK PGE korzystnym zjawiskiem jest również rosnąca dynamika produkcji przemysłowej ogółem. W I kwartale 2017 roku zanotowano wysoki wzrost na poziomie 7,3% r/r wobec 3,0% w analogicznym okresie poprzedniego roku. Zmiana była spowodowana wzrostem dynamiki przetwórstwa przemysłowego (8,1% r/r w I kwartale 2017 roku wobec 3,8% w I kwartale 2016 roku). Wzrosła jednocześnie wartość produkcji w całym sektorze energetycznym 3,6% r/r w I kwartale 2017 roku wobec -1,3% w I kwartale 2016 roku). Wartość produkcji przemysłowej zależy od ilości wyprodukowanych dóbr i poziomu cen. Wskaźnik cen producenta („PPI”) w I kwartale 2017 roku wyniósł 4,4% w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego. Wskaźnik CPI na koniec marca 2017 roku wyniósł 2,0% r/r.

Tabela: Kluczowe wskaźniki ekonomiczne związane z polską gospodarką.

Kluczowe wskaźniki (zmiana % r/r)	I kwartał 2017	I kwartał 2016
Produkt Krajowy Brutto ¹	3,7	3,9
Wskaźnik cen konsumenta (CPI) ²	2,0	-0,9
Wskaźnik cen produkcji sprzedanej przemysłu (PPI) ³	4,4	-1,7
Dynamika produkcji przemysłowej ogółem ³	7,3	3,0
Dynamika produkcji przemysłowej – przetwórstwo przemysłowe ³	8,1	3,8
Dynamika produkcji przemysłowej – sektor energetyczny ³	3,6	-1,3
Dynamika krajowego zużycia energii elektrycznej brutto ⁴	2,7	2,1
Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto (TWh) ⁴	43,9	42,6
EUR/PLN ⁵	4,32	4,36

Źródło: ¹ Dla PKB w I kwartale 2017 roku - ankieta GUS wśród instytucji finansowych, dla I kwartału 2016 roku dane GUS ² NBP, ³ GUS, ⁴ PSE S.A., ⁵ NBP

4.2. Otoczenie regulacyjne

Otoczenie regulacyjne

Krajowe

- prace nad nową Polityką Energetyczną Polski do roku 2050 („PEP 2050”)
- publikacja Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju (SOR) wskazującej wyzwania i projekty strategiczne dla obszaru energetyki
- zmiany w zakresie usług systemowych takie jak:
 - modyfikacja obecnego mechanizmu usługi systemowej - Operacyjna Rezerwa Mocy
 - uruchomienie kolejnych pakietów usług redukcji zapotrzebowania
- wdrożenie rynku mocy
- kolejne nowelizacje ustawy o odnawialnych źródłach energii, określające system wsparcia produkcji energii w źródłach odnawialnych
- poziom obowiązku umorzeń świadectw pochodzenia energii z OZE na kolejne lata
- parametry i harmonogram aukcji dla instalacji OZE oraz wysokość cen referencyjnych
- ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych – brak możliwości budowy nowych elektrowni w odległości mniejszej niż 10-krotność wysokości turbiny, odmienne rozstrzygnięcia w zakresie podstawy opodatkowania podatkiem od nieruchomości (maszt, czy cała instalacja wraz z turbiną)
- zmiana zasad uzyskiwania świadectw efektywności energetycznej oraz publikacja wykazu przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej
- wyniki postępowania wyjaśniającego toczącego się przed Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki („URE”) oraz sprawy sądowe w zakresie wydania świadectw pochodzenia energii wytworzonej z biomasy dla niektórych oddziałów PGE GiEK S.A.
- kwestia wdrożenia taryfy jakościowej w dystrybucji, w wyniku której poziom przychodu regulowanego jest uzależniony między innymi od wskaźników SAIDI i SAIFI oraz czasu przyłączenia
- możliwe odmienne rozstrzygnięcie sporów prawnych, z których najbardziej istotne przedstawiono w nocie 19.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego
- prace nad nowym projektem ustawy – Prawo wodne wprowadzającej opłaty za usługi wodne, w tym za korzystanie z wód do celów energetyki
- prace nad pakietem legislacyjnym, który ma doprowadzić do transformacji gospodarki linearnej w kierunku gospodarki o obiegu zamkniętym (*circular economy*) oraz może przyczynić się do zmiany klasyfikacji produktów ubocznych spalania węgla.

Zagraniczne

- regulacje pakietu klimatyczno-energetycznego wyznaczającego cele redukcji na lata 2021-2030; prawna realizacja koncepcji unii energetycznej, w tym m.in.:
 - wniosek legislacyjny w sprawie rewizji dyrektywy 2003/87/WE o systemie handlu uprawnieniami do emisji („EU ETS”), w tym postanowienia określające: wysokość liniowego wskaźnika redukcji emisji (LRF), podział uprawnień do emisji na sprzedawane na aukcji i alokowane bezpłatnie, skasowanie określonego wolumenu uprawnień, funkcjonowanie mechanizmu rezerwy stabilizacyjnej (MSR), wielkość i sposób redystrybucji środków, którymi będzie dysponować Fundusz Modernizacyjny, stosowanie mechanizmów kompensacyjnych – Funduszu Modernizacyjnego oraz bezpłatnego przydziału uprawnień do emisji;
 - wniosek legislacyjny w sprawie rewizji dyrektywy o odnawialnych źródłach energii („RED II”), w tym określenie sposobu realizacji kontrybucji Polski do 27% udziału źródeł odnawialnych („OZE”) w miksie energetycznym na poziomie UE do 2030 roku. Projekt zawiera m.in. propozycję przepisów, które znacząco ograniczają możliwość wykorzystania i dalszego wspierania biomasy;
 - wniosek legislacyjny dotyczący rozporządzenia w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej („EMR”) oraz wniosek legislacyjny dotyczący dyrektywy 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 ingerencję 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);
 - wniosek legislacyjny dotyczący rozporządzenia w sprawie zarządzania unią energetyczną („EU Governance”), które 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 finansowej zasilanej kontrybucjami ze strony państw członkowskich;

- wniosek legislacyjny w sprawie rewizji dyrektywy o efektywności energetycznej („EED”), w tym określenie sposobu realizacji kontrybucji Polski do 30% poprawy efektywności energetycznej na poziomie UE do 2030 roku.
- regulacje związane z ograniczeniem emisji zanieczyszczeń realizowane w ramach polityki środowiskowej, w tym:
 - proces rewizji najlepszych dostępnych technik („BAT”) – niepewność co do ostatecznego terminu publikacji konkluzji BAT, a co się z tym wiąże – daty dostosowania do nowych wymogów floty wytwórczej. Publikacja konkluzji BAT nastąpi przypuszczalnie w II połowie 2017 roku, w związku z tym data dostosowania do nowych wielkości emisji przypuszczalnie przypadnie najpóźniej na II połowę 2021 roku.

4.2.1. Ceny energii elektrycznej

Rynek krajowy - Ceny

Rynek Dnia Następnego

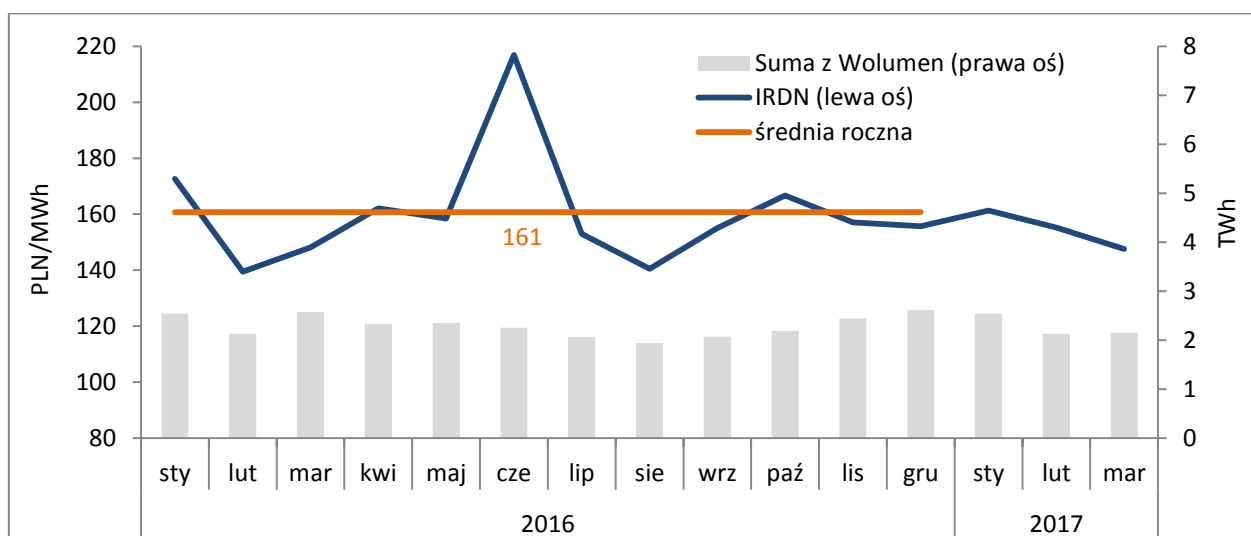
W I kwartale 2017 roku średnia cena na RDN („indeks IRDN”) wyniosła 155 PLN/MWh i była wyższa o 1% od notowanej w I kwartale poprzedniego roku średniej ceny 154 PLN/MWh.

Z perspektywy średniej kwartalnej wpływ kluczowych czynników cenotwórczych był neutralny:

- porównywalne ceny węgla: PSCMI1 (I kwartał 2017 roku) 8,89 PLN/GJ wobec 8,81 PLN/GJ w analogicznym okresie ubiegłego roku (+1% r/r),
- porównywalne saldo ubytków remontowych w Krajowym Systemie Energetycznym,
- wzrost krajowego zapotrzebowania przy jednoczesnym pojawieniu się możliwości eksportowych skutkujących względną równowagą transgranicznej wymiany handlowej (zbliżone wolumeny importu i eksportu) oraz łagodnym wzroście generacji wiatrowej (+5% r/r),
- umiarkowany spadek kosztu emisji CO₂: w I kwartale 2017 roku średnie ceny uprawnień EUA (obowiązujące na grudzień 2017 roku) wyniosły 5,19 EUR/t¹ wobec 5,72 EUR/t w analogicznym okresie roku poprzedniego (-9% r/r).

Stabilny poziom cen r/r to statystyka uśredniona dla całego kwartału, natomiast poszczególne miesiące 2017 roku różniły się od odpowiedników z 2016 roku (ilustruje to poniższy wykres), zmienność między miesiącami związana jest głównie z czynnikiem pogodowym, wahania te były szczególnie wyraźne w okresie bazowym ze względu na nieprzeciętnie wysoki poziom wietrzności w lutym 2016 roku.

Rysunek: Miesięczne notowania na RDN w latach 2016–2017 (TGE)*.



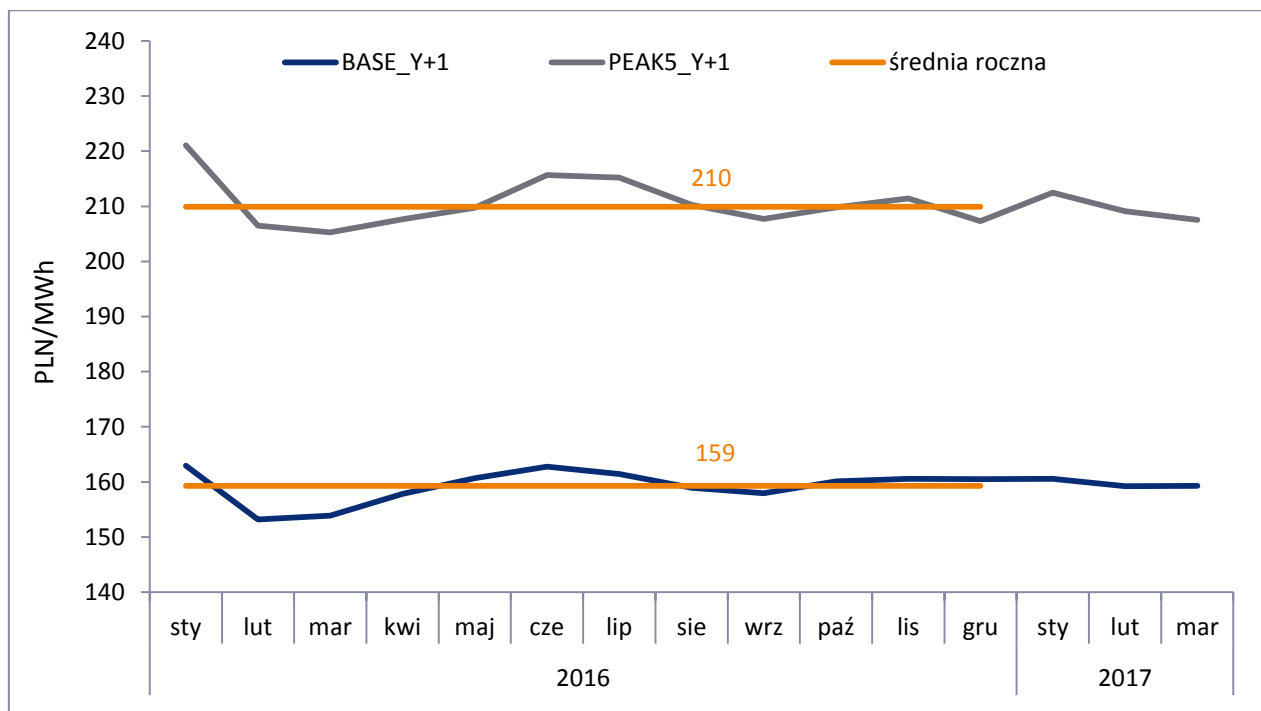
¹ Średnia ważona wolumenem

*średniomiesięczny poziom indeksu (IRDN) obliczony w oparciu o notowania godzinowe, ważony wolumenem obrotu.

Rynek Transakcji Terminowych

Średnia cena kontraktów typu pasmo roczne („BASE_Y-18”) wyniosła w I kwartale 2017 roku 160 PLN/MWh, w analogicznym okresie ubiegłego roku kontrakt „BASE_Y-17” kosztował średnio 157 PLN/MWh (wzrost 2% r/r). Wolumen obrotu w kontraktach BASE_Y-18 odnotowany w I kwartale 2017 roku wyniósł 7,0 TWh – jest to wynik o 35% niższy od wolumenu obrotu na kontrakcie BASE_Y-17 odnotowanego w I kwartale 2016 roku. Średnia cena kontraktów szczytowych („PEAK5_Y-18”) w I kwartale 2017 roku wyniosła 210 PLN/MWh, w analogicznym okresie ubiegłego roku cena kontraktu („PEAK5_Y-17”) kształtowała się na tym samym poziomie (0% r/r). Wolumen obrotu w kontraktach PEAK5_Y-18 w I kwartale 2017 roku wyniósł 0,6 TWh – jest to wynik o 42% niższy od wolumenu obrotu na kontrakcie PEAK5_Y-17 odnotowanego w I kwartale 2016 roku.

Rysunek: Miesięczne notowania na RTT w latach 2016–2017 (TGE)*.



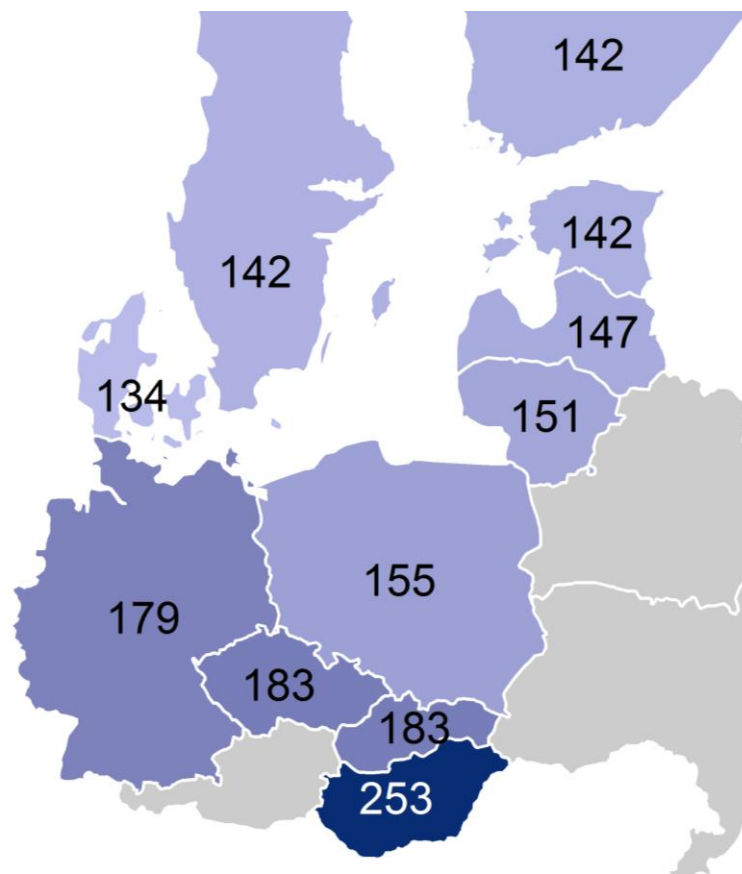
*średniomiesięczny poziom indeksów dla kontraktów terminowych na rok następny (Y+1), typu pasmo i szczyt, obliczony w oparciu o notowania godzinowe, ważony wolumenem obrotu.

Rynek międzynarodowy

Rynek hurtowy (porównanie rynków dnia następnego)

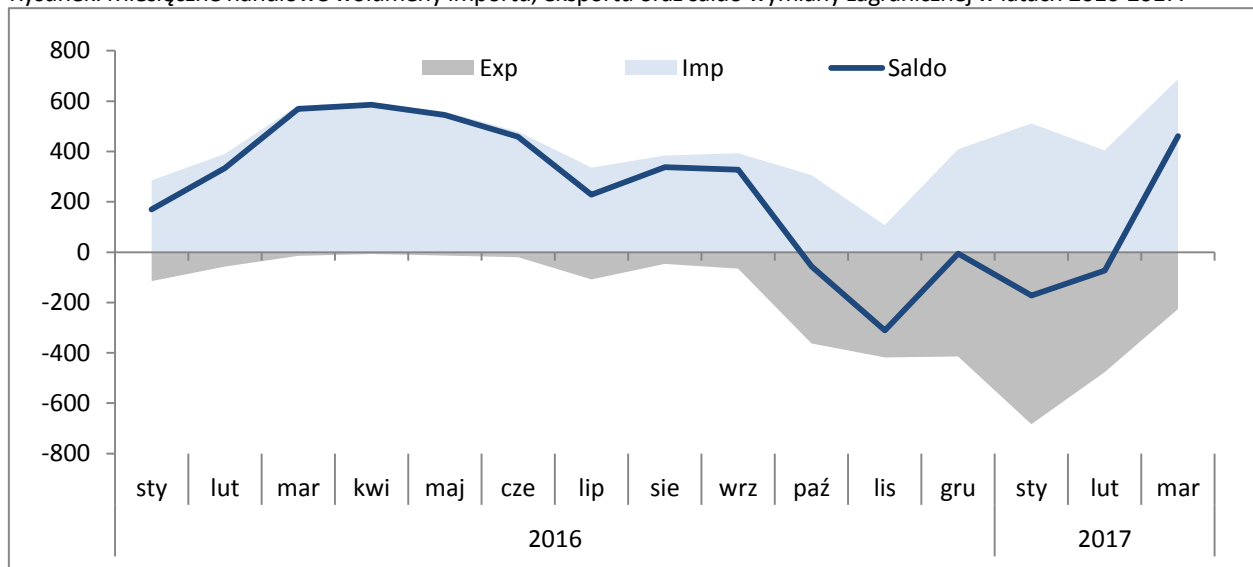
Na tle krajów ościennych Polska wyróżniała się stabilnością cen energii na rynku spot (+2% r/r). Niskie temperatury w Europie Zachodniej oraz problemy francuskich elektrowni atomowych przełożyły się na wzrost cen w Niemczech (+63% r/r) oraz w Czechach (+59% r/r). W rezultacie poprawiła się konkurencyjność polskiego eksportu energii elektrycznej: cena w Polsce była o 24 PLN/MWh niższa od średniej ceny w Niemczech oraz o 28 PLN/MWh niższa od średniej ceny w Czechach. Szwecja, pomimo wzrostu średniej ceny o 33% r/r zachowała przewagę cenową – tamtejsza energia była tańsza średnio o 13 PLN/MWh, a Szwecja pozostała dla Polski rynkiem importowym. Ceny energii na Litwie obniżyły się o 7% r/r, wskutek czego tamtejsza energia była tańsza średnio o 4 PLN/MWh niż w Polsce. Podsumowując: droga energia na zachodzie i południu oraz tania energia na północy działała stabilizująco na ceny w Polsce.

Rysunek: Porównanie średnich cen energii elektrycznej na rynku polskim oraz rynkach ościennych w I kwartale 2017 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EURO 4,32 PLN).



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

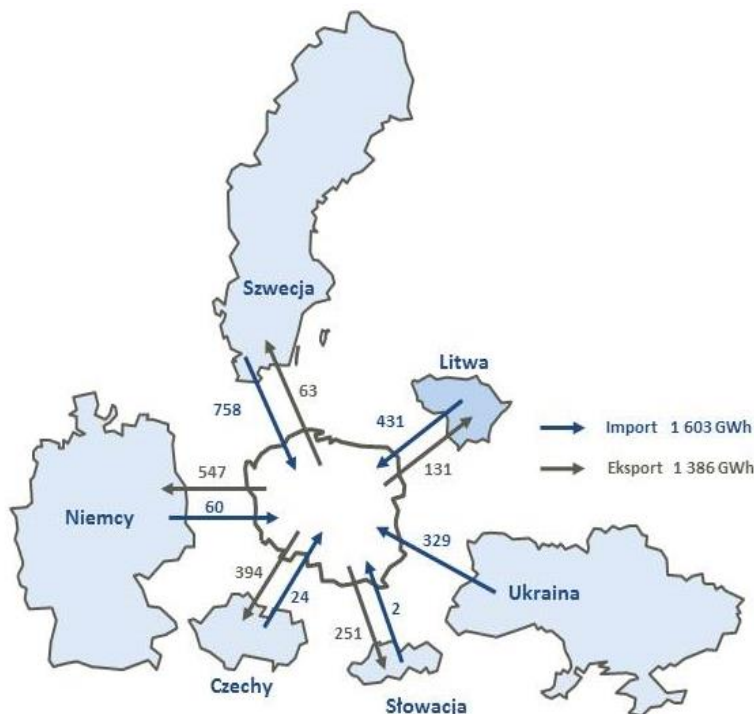
Rysunek: Miesięczne handlowe wolumeny importu, eksportu oraz saldo wymiany zagranicznej w latach 2016-2017.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE.

W I kwartale 2017 roku saldo wymiany handlowej wyniosło 0,22 TWh. Składające się na nie wolumen importu 1,60 TWh i wolumen eksportu 1,39 TWh były bliskie równowagi. Suma wartości bezwzględnych importu i eksportu, blisko 3 TWh, wskazuje na intensyfikację wymiany handlowej (tak wysokich obrotów w trakcie bieżącej dekady nie obserwowano), jednak fakt ten związany jest z czynnikiem nadzwyczajnym, jakim były problemy techniczne we Francji, przy równoczesnych niskich temperaturach w Europie. W I kwartale 2017 roku energia była przeważnie importowana z kierunku północnego i wschodniego, a eksportowana w kierunku południowym i zachodnim – przepływy te wynikały z rozpiętości cen pomiędzy poszczególnymi rynkami.

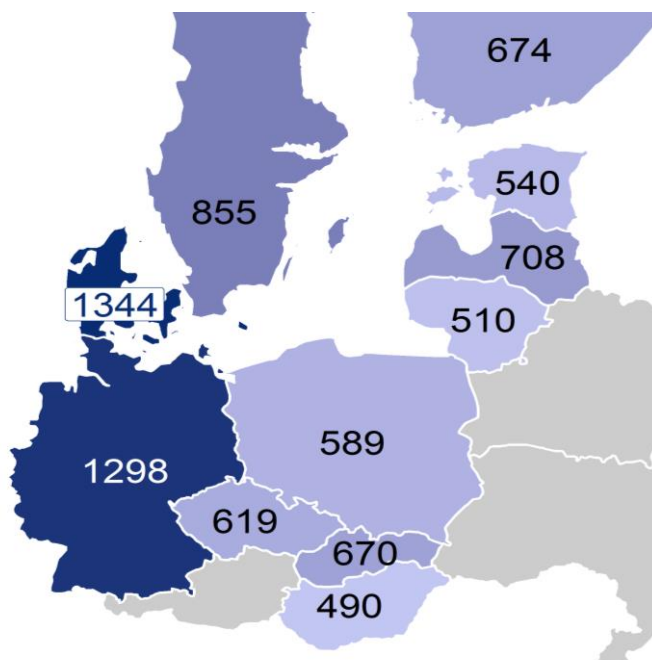
Rysunek: Geograficzna struktura wymiany handlowej w I kwartale 2017 roku (GWh).



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE.

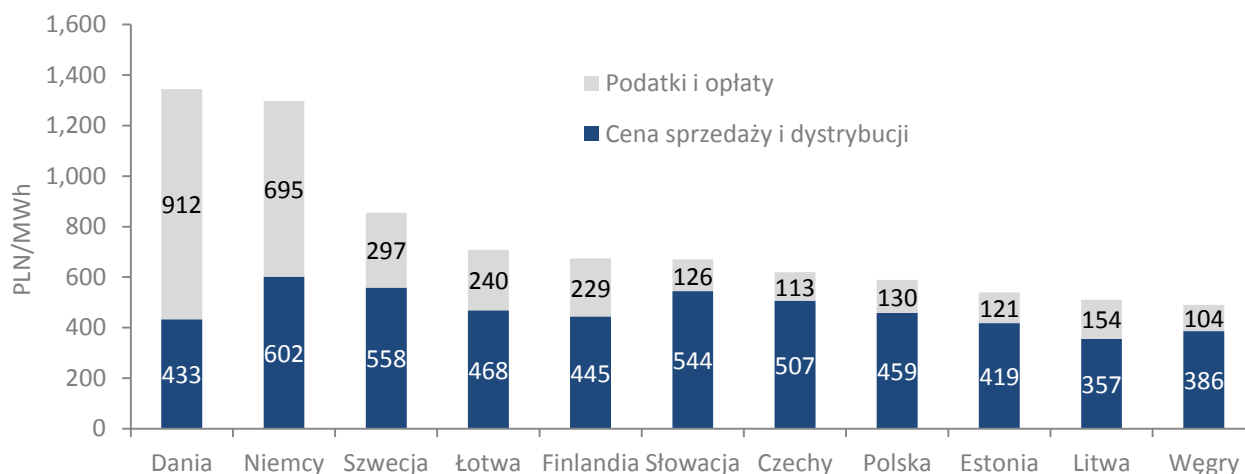
Rynek detaliczny

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 II półroczu 2016 roku² dodatkowe obciążenia dla odbiorcy indywidualnego w Polsce stanowiły 22% ceny energii elektrycznej, w porównaniu do średniej dla Unii Europejskiej wynoszącej 29%. W Danii i Niemczech udział narzutów w cenie energii elektrycznej przekraczał 50%.



Źródło: opracowanie własne na podstawie Energy prices in the EU. Eurostat, the statistical office of the European Union. Kurs EUR 4,36 PLN

Rysunek: Udział narzutów w cenach energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w II półroczu 2016 roku (ceny w PLN/MWh, przeliczone wg średniego kursu EURO 4,36 PLN).



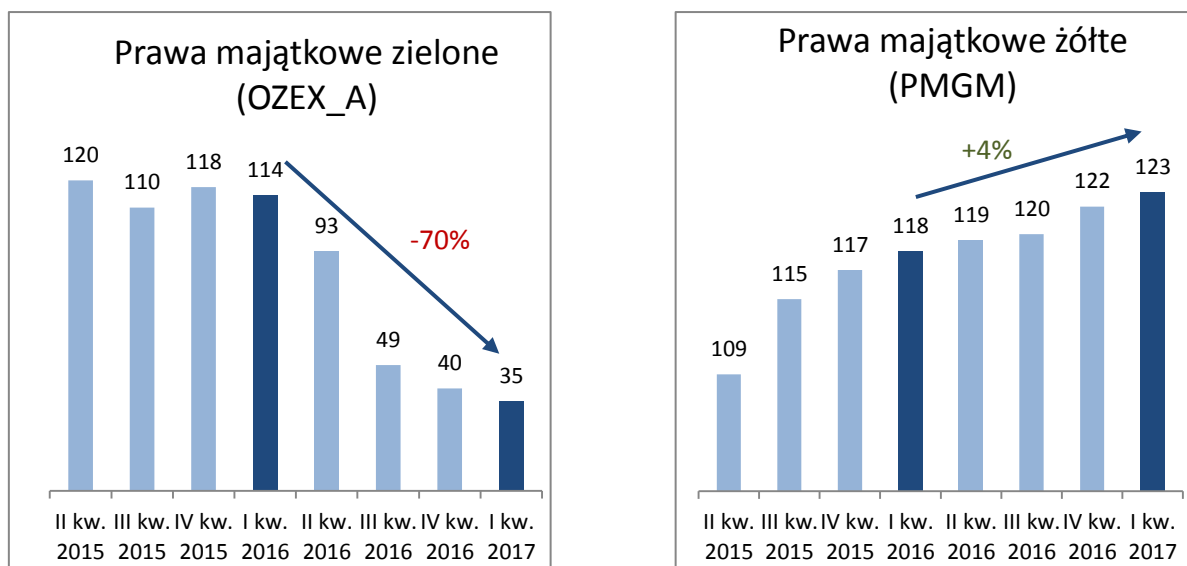
Źródło: opracowanie własne na podstawie Energy prices in the EU. Eurostat, the statistical office of the European Union. Kurs EUR 4,36 PLN

² Dane Eurostat publikowane są w odstępach półrocznych.

4.2.2. Ceny praw majątkowych

Wśród praw majątkowych największe znaczenie dla wyników finansowych Grupy PGE mają prawa majątkowe pochodzące z odnawialnych źródeł energii („OZEX_A”) oraz prawa majątkowe kogeneracyjne żółte („PMGM”). W I kwartale 2017 roku średnia cena zielonych certyfikatów osiągnęła poziom 35 PLN/MWh i była o 70% niższa w ujęciu r/r. Główną przyczyną presji cenowej jest nadpodaż zielonych certyfikatów wyprodukowanych w latach poprzednich połączona z rosnącą produkcją energii ze źródeł odnawialnych. W 2017 roku obowiązek umorzeń PMOZE został ustalony na poziomie 15,40%, natomiast obowiązek umorzeń certyfikatów biogazowych PMOZE-BIO na poziomie 0,60%. Dla certyfikatów PMOZE i PMOZE-BIO zastosowanie ma jedna opłata zastępcza, która w 2017 roku pozostaje na poziomie zeszlatorocznym: 300,03 PLN/MWh. Średnia cena certyfikatu PMOZE-BIO w I kwartale 2017 roku wyniosła 328 PLN/MWh (cena przewyższała opłatę zastępczą). W świetle obowiązujących przepisów ustawy OZE oraz interpretacji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nie można wywiązać się z obowiązku umorzeń PMOZE-BIO za II półrocze 2016 roku poprzez wniesienie opłaty zastępczej – rozliczenie się przy pomocy opłaty zastępczej warunkowane jest relacją wartości opłaty zastępczej do średnioważonej rocznej ceny prawa majątkowego). Średnia cena żółtych certyfikatów w I kwartale 2017 roku osiągnęła poziom 123 PLN/MWh i była wyższa o 4% w porównaniu ze średnią ceną w I kwartale ubiegłego roku. Obowiązek umorzeń żółtych certyfikatów w 2017 roku został podniesiony z 6% do 7%, natomiast opłata zastępcza została obniżona ze 125 PLN/MWh do 120 PLN/MWh).

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-14, PMGM-15, PMGM-16, PMGM-17.

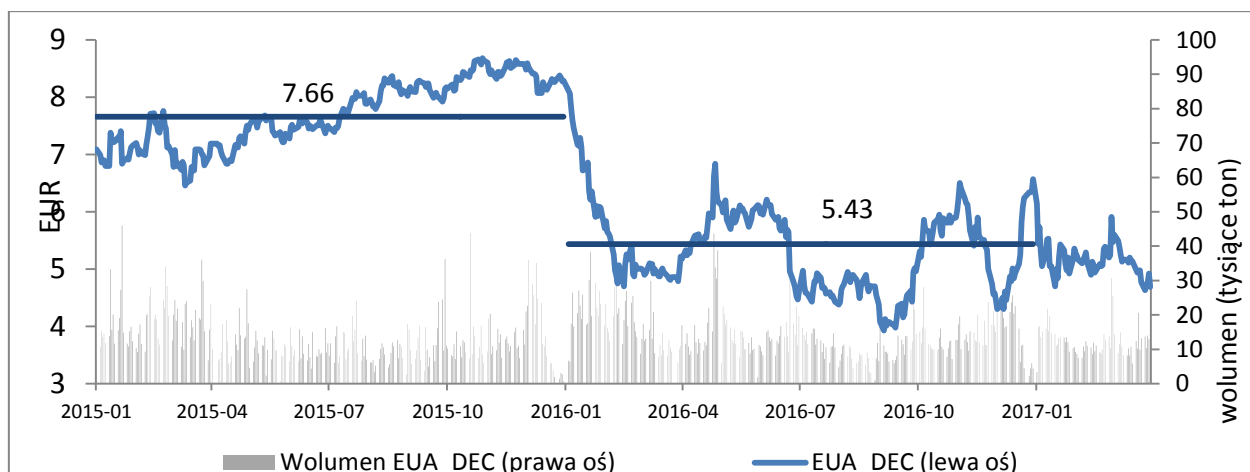
4.2.3. Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla

Na rynku dostępne są dwa rodzaje uprawnień do emisji – European Union Allowances (EUA) oraz jednostki Certified Emission Reductions (CER). Jednostki CER mogą być umarzone przez przedsiębiorstwa jedynie w ograniczonym zakresie, w okresie rozliczeniowym 2013-2020 do wysokości 11% przydziału uprawnień przyznanych w ramach Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień do emisji z lat 2008-2012.

W I kwartale 2017 roku ceny uprawnień do emisji EUA wyniosły średnio 5,19 EUR/t i były niższe o 9% od analogicznego okresu w roku ubiegłym (5,72 EUR/t). Spadek notowań w stosunku do roku 2016 może być związany z zakończeniem trzyletniego okresu backloadingu, a co za tym idzie zwiększeniem podaży uprawnień EUA na rynku pierwotnym. Średnia ilość uprawnień oferowana na aukcji w tym okresie wyniosła 4,4 mln ton. W analogicznym okresie 2016 roku było to 3,5 mln ton.

Najwyższe ceny wystąpiły w styczniu 2017 roku i wyniosły średnio 5,23 EUR/t. Wpływ na poziom tych cen miała grudniowa zwyżka, spowodowana wysokimi cenami energii w Europie oraz paliw na światowych rynkach. W kolejnych dniach następował powolny spadek notowań. W lutym ceny osiągnęły średnią 5,16 EUR/t. Po przedstawieniu 28 lutego 2017 roku przez Radę ds. Środowiska projektu reformy europejskiego systemu handlu emisjami (EU ETS) notowania EUA na początku marca wzrosły do 5,91 EUR/t. Po takim jednorazowym wzroście, ceny rozpoczęły powolny spadek i osiągnęły średnią miesiąca na poziomie 5,17 EUR/t.

Rysunek: Ceny uprawnień do emisji CO₂.



Źródło: Bloomberg, opracowanie własne

W I kwartale 2017 roku ceny uprawnień do emisji EUA, w kontraktach terminowych na grudzień 2017 roku, kształtowały się w przedziale 4,63-6,14 EUR/t. W tym samym okresie jednostki CER, w kontraktach terminowych na grudzień 2017 roku, wyceniano na poziomie 0,26-0,29 EUR/t.

Obecnie trwają dalsze prace nad nowelizacją dyrektywy odnośnie Europejskiego Systemu Handlu Uprawnieniami (EU-ETS). Nowe regulacje prawne dotyczą kolejnego okresu rozliczeniowego, czyli po 2020 roku. Ostateczna wersja dyrektywy zostanie opublikowana po przegłosowaniu przez Radę i Parlament Europejski.

4.2.4. 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 2017 rok oraz na produkcję energii za 2016 rok wpłynęły na konta instalacji PGE, natomiast przydziały dla wytwórców energii elektrycznej na 2017 rok Grupa otrzyma do końca kwietnia 2018 roku, po weryfikacji sprawozdań rzeczowo-finansowych z inwestycji ujętych w Krajowym Planie Inwestycyjnym.

Jednocześnie w kwietniu 2017 roku zakończony został proces umarzania uprawnień wynikający z emisji CO₂ za 2016 rok.

Tabela: Emisja CO₂ z głównych instalacji Grupy w I kwartale 2017 roku w porównaniu do przydziału uprawnień do emisji CO₂ na 2017 rok (w Mg).

Operator	Emisja CO ₂ w I kwartale 2017 roku*	Przydział uprawnień do emisji CO ₂ na 2017 rok**
Elektrownia Bełchatów	10 099 609	7 788 822
Elektrownia Turów	1 883 073	3 135 350
Elektrownia Opole	1 426 896	1 802 162
Zespół Elektrowni Dolna Odra	1 255 924	1 484 923
Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz	277 169	347 386
Elektrociepłownia Lublin Wrotków	219 285	202 222
Elektrociepłownia Gorzów	144 067	158 071
Elektrociepłownia Rzeszów	126 781	94 345
Elektrociepłownia Kielce	85 124	64 141
Elektrociepłownia Zgierz	55 386	26 016
RAZEM	15 573 314	15 103 438

*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 2018 roku

4.2.5. Rozwiązanie kontraktów długoterminowych KDT

W związku z rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii („KDT”), zgodnie z Ustawą KDT, wytwórcy będący wcześniej stronami tychże umów uzyskali prawo do otrzymywania rekompensat na pokrycie tzw. kosztów osieroconych. Koszty osierocone stanowiły wydatki wytwórcy wynikające z nakładów poniesionych przez tego wytwórcę do 1 maja 2004 roku na majątek związany z wytwarzaniem energii elektrycznej, niepokryte przychodami uzyskanymi ze sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych na rynku konkurencyjnym po przedterminowym rozwiązaniu umowy długoterminowej. Ustawa KDT ogranicza całkowitą kwotę środków, które mogą być wypłacone wszystkim wytwórcom na pokrycie kosztów osieroconych, zdyskontowanych na dzień 1 stycznia 2007 roku, do kwoty 11,6 mld PLN, w tym dla PGE przypada 6,3 mld PLN.

Tabela: Podstawowe dane dotyczące wytwórców Grupy objętych Ustawą KDT.

Wytwórca	Czas obowiązywania KDT	Maksymalna kwota kosztów osieroconych i dodatkowych (w mln PLN)
Elektrownia Turów	do 2016	2 571
Elektrownia Opole	do 2012	1 966
Zespół Elektrowni Dolna Odra	do 2010	633
Elektrociepłownia Lublin Wrotków	do 2010	617
Elektrociepłownia Rzeszów	do 2012	422
Elektrociepłownia Gorzów	do 2009	108
RAZEM		6 317

W założonym przepisami Ustawy KDT terminie, tj. do 31 grudnia 2007 roku, spółka PGE S.A. podpisała umowy rozwiązujące długoterminowe umowy sprzedaży mocy i energii z wytwórcami będącymi stronami obowiązujących wówczas KDT. Tym samym wytwórcy uzyskali prawo do otrzymywania środków na pokrycie kosztów osieroconych.

W grudniu 2016 roku zakończył się okres korygowania dla wytwórców objętych systemem rekompensat w PGE GiEK S.A.

5 kwietnia 2017 roku PGE GiEK S.A. otrzymała informację o wszczęciu postępowania w sprawie ustalenia wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych za 2016 rok. 10 kwietnia 2017 roku PGE GiEK S.A. otrzymała informację o wszczęciu postępowania w sprawie ustalenia wysokości korekty końcowej kosztów osieroconych.

Zgodnie z zapisami Ustawy KDT proces ustalenia wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych za 2016 rok powinien się zakończyć do 31 lipca 2017 roku, natomiast proces ustalenia wysokości korekty końcowej kosztów osieroconych - 31 sierpnia 2017 roku. W sytuacji braku kwestii spornych w powyższych procesach, wydane decyzje przez Prezesa URE ostatecznie zakończą uczestnictwo wytwórców PGE GiEK w systemie rekompensat.

Wpływ rekompensat kosztów osieroconych na wyniki osiągnięte przez Grupę PGE został opisany w nocie nr 22.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

4.3. Rynki zaopatrzenia

4.3.1. Koszty zakupu paliw

Tabela: Ilość i koszt zakupu paliw na potrzeby produkcyjne od dostawców zewnętrznych w I kwartale 2017 roku oraz 2016 roku

Rodzaj paliwa	I kwartał 2017		I kwartał 2016	
	Ilość (w tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (w tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	1 308	290	1 193	263
Gaz (tys. m ³)	242 934	179	211 842	181
Biomasa	133	24	267	57
Olej opałowy (lekki i ciężki)	7	10	11	8
RAZEM		503		509

W I kwartale 2017 roku koszty zakupu głównych paliw od dostawców spoza Grupy wyniosły 503 mln PLN i były niższe o 6 mln PLN w porównaniu do wykonania w I kwartale 2016 roku. Największy wpływ na zmianę kosztów zakupu głównych paliw w GK PGE miały przede wszystkim węgiel kamienny oraz biomasa.

Biomasa

- niższy wolumen zakupu o 50% (-29 mln PLN)
- niższa średnia cena o 16% (-4 mln PLN)

Niższy wolumen zakupu biomasy jest efektem niższej produkcji energii elektrycznej ze spalania i współspalania biomasy ze względu na spadek opłacalności wykorzystania tego surowca (bardzo niskie ceny PM, wypowiedzenie umowy przez spółkę Enea S.A. na zakup PM).

Węgiel kamienny

- wyższy wolumen zakupu o 10% (+25 mln PLN)

Wyższy wolumen zakupu węgla kamiennego wynika z potrzeby odbudowy zapasu tego surowca.

- wyższa średnia cena o 1% (+2 mln PLN)

Wyższa cena węgla kamiennego wynika głównie z sytuacji na krajowym i międzynarodowym rynku wydobywczym.

Gaz

- wyższy wolumen zakupu o 15% (+27 mln PLN)

Zwiększony wolumen zużycia gazu wynika ze wzrostu zapotrzebowania na paliwo jednostek kogeneracyjnych obsługiwanych przez PGE GiEK SA. Dodatkowy wpływ na większy odbiór gazu miał fakt przekazania do eksploatacji nowego bloku parowo-gazowego w Oddziale EC Gorzów.

- niższa średnia cena o 14% (-29 mln PLN)

Niższe notowania cen gazu na rynku hurtowym z dostawą w I kwartale 2017 roku pozwoliły na obniżenie kosztów zakupu paliwa dla jednostek PGE GiEK S.A.

Olej opałowy

- niższy wolumen zakupu o 36% (-3 mln PLN)

Niższy wolumen zakupu oleju opałowego w I kwartale 2017 roku w stosunku do analogicznego okresu w 2016 roku spowodowany był niższą liczbą rozruchów bloków energetycznych związanych z awariami, remontami planowymi i wezwaniem przez OSP.

- wyższa średnia cena o 98% (+5mln PLN)

Na znaczne zwiększenie średniej ceny zakupu oleju opałowego miał wpływ wzrost cen ropy naftowej i produktów rafineryjnych na świecie oraz stosunkowo wysoki kurs USD (1Q 2017 do 1Q 2016).

W I kwartale 2017 roku około 71% 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 w 2016 roku udział produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego w łącznej produkcji GK PGE był niższy i wyniósł 65%.

4.3.2. 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 2017”, który został przygotowany i opublikowany przez Prezesa URE.

15 grudnia 2016 roku Prezes URE zatwierdził Taryfę PGE Dystrybucja S.A. dla usług dystrybucji energii elektrycznej na okres od 1 stycznia 2017 roku do 31 grudnia 2017 roku.

Taryfa została wprowadzona do stosowania 1 stycznia 2017 roku.

Stawki opłat za usługi dystrybucji zatwierdzone przez Prezesa URE na 2017 rok spowodowały zmiany średnich stawek w poszczególnych grupach taryfowych (liczonych dla przychodów i wolumenu w danym roku taryfowym) w porównaniu z 2016 rokiem:

- grupa taryfowa A – spadek o 0,15%;
- grupa taryfowa B – wzrost o 5,89%;
- grupa taryfowa C+R – wzrost o 3,77%;
- grupa taryfowa G – wzrost o 6,23%.

Zmiana stawek usług dystrybucyjnych uwzględnia znaczący wzrost opłaty przejściowej (od ok. 80% dla grup taryfowych B do 106% dla odbiorców o największym zużyciu w grupach taryfowych G) związanej z kosztami likwidacji kontraktów długoterminowych oraz opłaty OZE (o ok. 47%) związanej z mechanizmami wspierania wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. Opłaty te wpływają na wzrost przychodu regulowanego i stawek opłat dystrybucyjnych, ale w całości przekazywane są do podmiotów odpowiedzialnych za realizację instrumentów wsparcia. Nie wpływają więc na zyski spółek dystrybucyjnych.

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

- grupa taryfowa A – bez zmian;
- grupa taryfowa B – spadek o 0,55%;
- grupa taryfowa C+R – spadek o 0,22%;
- grupa taryfowa G – wzrost o 0,64%.

Elementy regulacji jakościowej, które wprowadzone były w 2016 roku są kontynuowane w 2017 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;
- Czas Przekazywania Danych Pomiarowo-Rozliczeniowych, który zostanie wprowadzony do regulacji jakościowej od 2018 roku.

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 2017 roku będzie uwzględniony w taryfie na 2019 rok. Zgodnie z przyjętymi przez URE założeniami, kara nie może przekroczyć 2% przychodu regulowanego i wielkości 15% kwoty zwrotu z kapitału w danym roku.

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 spadła o około 1% w stosunku do cen obowiązujących w I kwartale 2016 roku.

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 11 maja 2017 roku.

Warszawa, 11 maja 2017 roku

Podpisy członków Zarządu PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

Prezes Zarządu **Henryk Baranowski**

Wiceprezes Zarządu **Bolesław Jankowski**

Wiceprezes Zarządu **Wojciech Kowalczyk**

Wiceprezes Zarządu **Marek Pastuszko**

Wiceprezes Zarządu **Paweł Śliwa**

Wiceprezes Zarządu **Ryszard Wasilek**

Wiceprezes Zarządu **Emil Wojtowicz**

Słowniczek

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 OSP.
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 = około 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 OSP (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 ciepłego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 15 godzin oraz przez wytwórcę wodnego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 5 godzin, przy znamionowych warunkach pracy, potwierdzona testami
Moc zainstalowana	formalna wartość mocy czynnej, zapisana w dokumentacji projektowej instalacji wytwórczej jako maksymalna możliwa do uzyskania, potwierdzona protokołami odbioru tej instalacji (wartość historyczna – niezmienna w czasie)
MSR	rezerwa stabilizacyjna rynku (dotyczy CO ₂)
MW	jednostka mocy w układzie SI, $1 \text{ MW} = 10^6 \text{ W}$
MWe	megawat mocy elektrycznej
MWt	megawat mocy cieplnej
Nm ³	normalny metr sześcienny; jednostka rozliczeniowa spoza układu SI oznaczająca ilość suchego gazu zawartą w objętości 1m ³ przy ciśnieniu 1013 hPa oraz temperaturze 0°C
NOx	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 OSP 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
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 OSP, 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 tylko wyłączeń w sieci średniego (SN) i wysokiego napięcia (WN).
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 tylko wyłączeń w sieci średniego (SN) i wysokiego napięcia (WN).
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
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
Wysokosprawna kogeneracja	wytwarzanie energii elektrycznej lub mechanicznej i ciepła użytkowego w kogeneracji, które zapewnia oszczędność energii pierwotnej zużywanej w: (i) jednostce kogeneracji w wysokości nie mniejszej niż 10% w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego; lub (ii) jednostce kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej poniżej 1 MW w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego