

***Sprawozdanie Zarządu z działalności
Grupy Kapitałowej PGE Polska Grupa
Energetyczna S.A.
za okres 6 miesięcy***

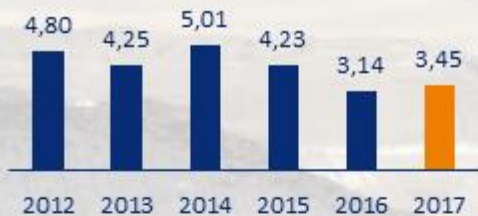
zakończony 30 czerwca 2017 roku

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	10
2.1. Aktualizacja strategii Grupy Kapitałowej	10
2.2. Realizacja kluczowych projektów w ramach celów strategicznych	11
3. Kluczowe wyniki finansowe GK PGE	19
3.1. Skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów	20
3.2. Kluczowe wyniki operacyjne GK PGE	24
3.3. Segment działalności - Energetyka Konwencjonalna	27
3.4. Segment działalności - Energetyka Odnawialna	31
3.5. Segment działalności - Dystrybucja	34
3.6. Segment działalności - Obrót	36
3.7. Pozostała Działalność	37
4. Ryzyka i szanse	38
4.1. Zarządzanie ryzykiem	38
5. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego oraz zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym	42
5.1. Umowa Inwestycyjna w sprawie inwestycji finansowej w Polską Grupę Górniczą sp. z o.o.	42
5.2. Inwestycja kapitałowa w Polimex-Mostostal S.A.	42
5.3. Wypowiedzenie umów na zakup praw majątkowych przez Enea S.A.	42
5.4. Złożenie oferty na zakup aktywów EDF w Polsce	42
5.5. Opis znaczących umów	42
5.6. Zmiany w składzie Zarządu i Rady Nadzorczej	42
5.7. Decyzje Prezesa URE w ramach realizacji Ustawy KDT	44
5.8. Kwestie prawne	44
5.9. Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej	44
5.10. Informacje o udzieleniu przez Spółkę lub przez jednostkę od niej zależną poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji	45
5.11. Informacja dotycząca emisji, wykupu i spłaty nieudziałowych i kapitałowych papierów wartościowych	45
5.12. Działania związane z energetyką jądrową	45
5.13. Sprzedaż 100% akcji EXATEL S.A. na rzecz Skarbu Państwa	47
5.14. Podział zysków 2016 roku	47
6. Transakcje z podmiotami powiązаныmi	48
7. Publikacja prognoz finansowych	48
8. Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych	48
9. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe	49
9.1. Otoczenie makroekonomiczne	49
9.2. Otoczenie regulacyjne	51
9.3. Rynki zaopatrzenia	62
10. Oświadczenia Zarządu	64
10.1. Oświadczenie w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego	64
10.2. Oświadczenie w sprawie podmiotu uprawnionego do badania sprawozdania finansowego	64
11. Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu	64
Słowniczek	65



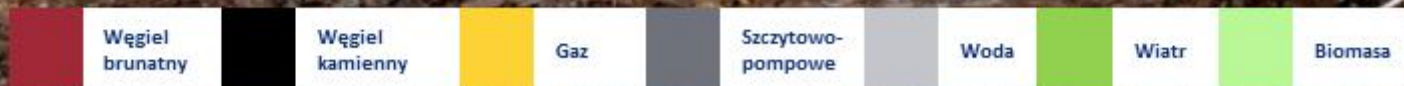
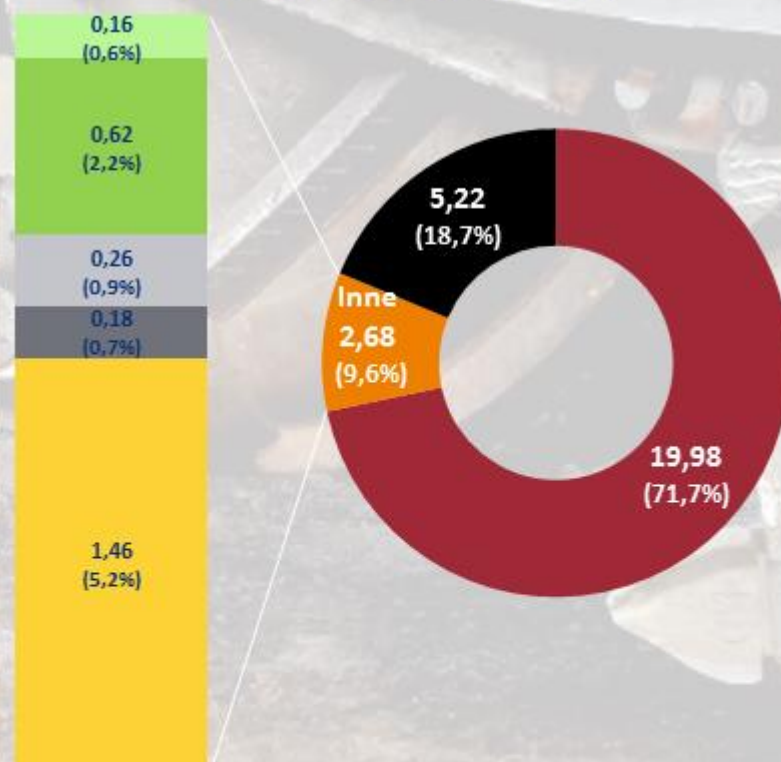
EBITDA
[MLD PLN] I PÓŁROCZE



PRODUKCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ NETTO
[TWh] I PÓŁROCZE



STRUKTURA PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ
[TWh]



* zysk netto skorygowany o odpisy aktualizujące aktywa trwałe

	ENERGETYKA KONWENCJONALNA	ENERGETYKA ODNAWIALNA	OBRÓT	DYSTRYBUCJA
Działalność	Wydobycie węgla brunatnego i wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w źródłach konwencjonalnych, przesyłanie i dystrybucja ciepła oraz działalność pomocnicza w powyższym zakresie	Wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych oraz w elektrowniach szczytowo-pompowych	Obrót hurtowy i detaliczny energią elektryczną na rynku krajowym i zagranicznym oraz produktami powiązаныmi, paliwami i uprawnieniami do emisji CO ₂	Świadczenie usług dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych za pomocą sieci i urządzeń elektroenergetycznych wysokich, średnich i niskich napięć
Kluczowe aktywa segmentu	4 elektrownie konwencjonalne 8 elektrociepłowni 2 kopalnie węgla brunatnego	14 farm wiatrowych 1 elektrownia fotowoltaiczna 29 elektrowni wodnych przepływowych 4 elektrownie szczytowo-pompowe, w tym 2 z dopływem naturalnym	-	286 482 km linii dystrybucyjnych
Wolumeny energii	Produkcja energii elektrycznej netto 26,83 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 1,05 TWh	Sprzedaż energii do odbiorców finalnych 19,77 TWh	Dystrybuowana energia 17,50 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]	5 650	369	7 630	3 175
EBITDA [mln PLN]	1 612	169	422	1 222
Udział w EBITDA Grupy	47%	5%	12%	35%
CAPEX [mln PLN]	1 906	28	5	629
Aktywa [mln PLN]	36 653	3 547	6 430	17 349

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”, „jednostka dominująca”).

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

- Energetyka Konwencjonalna
Przedmiotem działalności segmentu jest wydobycie 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. (obecnie jest to spółka akcyjna, a jej firma brzmi: PGE Inwest 13 S.A.)	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 Nowa Energia sp. z o.o. (poprzednia firma: PGE Inwest 15 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 PGE S.A. w zamian za wkład pieniężny. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.
PGE Centrum sp. z o.o. (poprzednia firma: PGE Inwest 6 sp. z o.o.)	22 maja 2017	(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 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 PGE S.A. w zamian za wkład pieniężny. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.

PGE Towarzystwo Funduszy Inwestycyjnych S.A.	2 czerwca 2017	(1)	750 000 PLN	12 maja 2017 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie 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% akcji w kapitale zakładowym.
		(2)	5 500 000 PLN	
		(3)	6 250 000 PLN	
PGE Ventures sp. z o.o. (poprzednia firma: PGE Inwest 7 sp. z o.o.)	Brak rejestracji w KRS	(1)	20 000 PLN	29 maja 2017 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.
		(2)	420 000 PLN	
		(3)	440 000 PLN	
PGE Nowa Energia sp. z o.o. (poprzednia firma: PGE Inwest 15 sp. z o.o.)	Brak rejestracji w KRS	(1)	5 220 000 PLN	30 maja 2017 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.
		(2)	2 000 000 PLN	
		(3)	7 220 000 PLN	

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 roku 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 7 czerwca 2017 roku podwyższenie kapitału zakładowego PGG zostało zarejestrowane w KRS	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. 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 S.A. 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.
PGG – objęcie przez PGE GiEK S.A. udziałów w podwyższonym kapitale zakładowym PGG	14 czerwca 2017 7 lipca 2017 roku podwyższenie kapitału zakładowego PGG zostało zarejestrowane w KRS	200 000 udziałów	Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników PGG podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego o kwotę 200 000 000 PLN do kwoty 3 616 718 200 PLN, poprzez ustanowienie nowych udziałów. PGE GiEK S.A. objęła 200 000 udziałów o wartości nominalnej 20 000 000 PLN, stanowiących 0,6% udziału w podwyższonym kapitale zakładowym PGG. Aktualnie PGE GiEK S.A. posiada łącznie 5 700 000 udziałów o wartości nominalnej 570 000 000 PLN stanowiących 15,76% 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 roku 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 Inwestorami oraz 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.
Polimex – nabycie akcji przez PGE S.A. (wezwanie do sprzedaży akcji)	28 kwietnia 2017	24 akcje	W związku z wymogami przepisów prawa dotyczących rynku kapitałowego, w wyniku ogłoszenia przez Inwestorów wezwania do sprzedaży akcji w liczbie powodującej osiągnięcie przez Inwestorów 66% ogółu głosów na Walnym Zgromadzeniu Polimex, Inwestorzy w dniu 28 kwietnia 2017 roku nabyli łącznie 96 akcji Polimex, w tym PGE nabyła 24 akcje tej spółki. W wyniku podwyższenia kapitału zakładowego Polimex, transakcji nabycia akcji od SPV Operator oraz wezwania do sprzedaży akcji, Inwestorzy posiadają łącznie 156 000 097 akcji stanowiących obecnie 65,93% udziału w kapitale zakładowym Polimex, w tym PGE S.A. posiada 39 000 025 akcji stanowiących 16,48% udziału w kapitale zakładowym.
EXATEL S.A. – sprzedaż akcji przez PGE S.A.	29 marca 2017	8 360 211 akcji	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 przez PGE S.A.	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.
EDF Polska S.A. oraz EDF Investment III B.V. – nabycie akcji przez PGE S.A. (warunkowa umowa sprzedaży akcji)	19 maja 2017 Obecnie brak spełnienia warunków zawieszających zawartych w umowie sprzedaży- akcje spółek nie zostały przeniesione na PGE S.A.		W dniu 19 maja 2017 roku PGE S.A. oraz EDF International SAS i EDF Investment III B.V. (razem „EDF”) podpisały warunkową umowę sprzedaży akcji („Umowa”) dotyczącą sprzedaży aktywów EDF w Polsce. Umowa dotyczy w szczególności („Transakcja”): nabycia 99,51% akcji EDF Polska S.A., nabycia 100% akcji EDF Investment III B.V., pośredniego nabycia 50% i 1 akcji ZEW Kogeneracja S.A. (akcje w posiadaniu EDF Polska S.A. i EDF Investment III B.V.) oraz nabycia akcji w spółkach zależnych od EDF Polska S.A. prowadzących działalność pomocniczą. Z uwagi na brak spełnienia warunków zawieszających, akcje spółek EDF Polska S.A. oraz EDF Investment III B.V. nie zostały przeniesione na PGE S.A. Zamknięcie Transakcji planowane jest nie później niż 2 stycznia 2018 roku. Po zamknięciu Transakcji, w myśl polskich przepisów dotyczących rynku kapitałowego, w konsekwencji nabycia akcji ZEW Kogeneracja S.A., PGE będzie zobligowana do ogłoszenia wezwania na sprzedaż akcji ZEW Kogeneracja S.A. w liczbie powodującej osiągnięcie 66% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu ZEW Kogeneracja S.A.

Przekształcenia spółek

Spółka przekształcana	Data transakcji/ rejestracji w KRS		Komentarz
PGE Inwest 13 sp. z o.o. po przekształceniu:	25 kwietnia 2017	750 akcji	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. posiadała 100% udziałów w kapitale zakładowym PGE Inwest 13 sp. z o.o.
PGE Inwest 13 S.A.	26 kwietnia 2017		26 kwietnia 2017 roku PGE S.A. podpisała Statut PGE Inwest 13 S.A. i powołała organy tej spółki.
	16 maja 2017 roku spółka została zarejestrowana w KRS		

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:

Lider wytwarzania, aktywnie wykorzystujący szanse rozwoju

Niezawodny i aktywny dostawca mediów i usług

Najbardziej efektywna i elastyczna grupa energetyczna w Polsce

Lider rozwoju nowych modeli biznesowych i segmentów działalności

2.2. Realizacja kluczowych projektów w ramach celów strategicznych

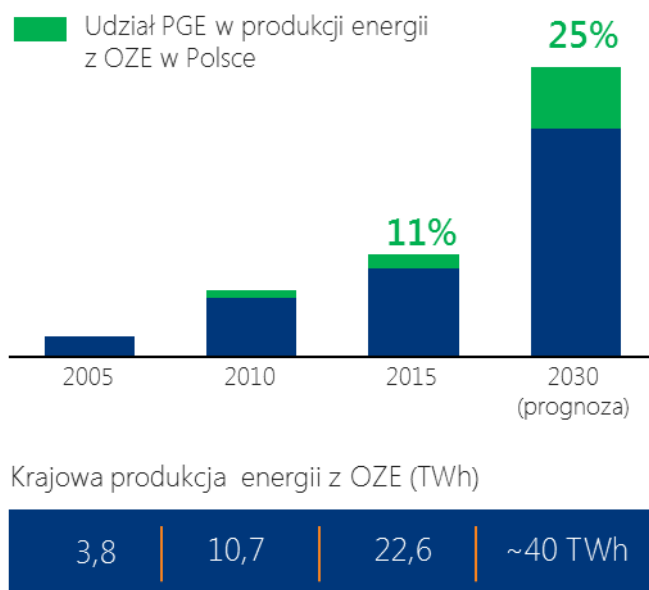
2.2.1. Lider wytwarzania, aktywnie wykorzystujący szanse rozwoju

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. Spółka będzie dokonywać w optymalnym zakresie modernizacji elektrowni i elektrociepłowni, aby odpowiadały nowym normom emisji przemysłowych BAT (ang. BAT - Best Available Technology). W maju br. Grupa PGE z sukcesem zakończyła negocjacje zakupu aktywów EDF w Polsce. W wyniku realizacji umowy warunkowej zainstalowane moce elektryczne Grupy PGE zwiększą się o 25% i osiągną poziom 15,95 GWe.

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 odnawialnych źródeł energii („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.

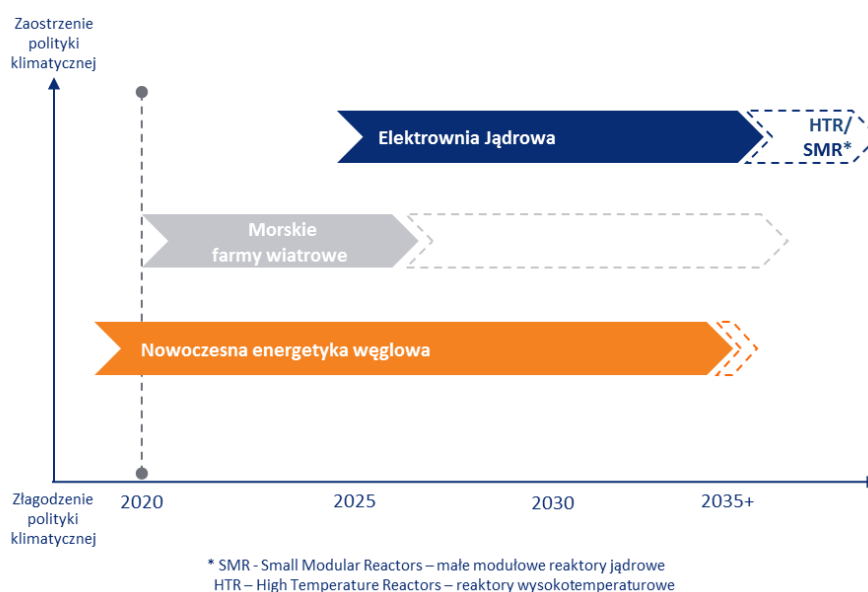
Rysunek: Aspiracja Grupy PGE w krajowej produkcji energii z OZE.



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 SAIPI 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 rozszerzać 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.

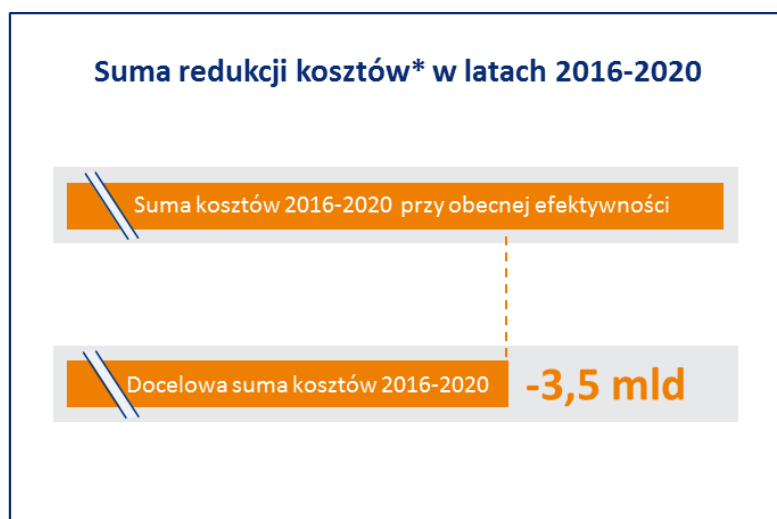
2.2.3. Najbardziej efektywna i elastyczna grupa energetyczna w Polsce

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 kontrolowanych w latach 2016-2020.



*Koszty kontrolowalne

Redukcja kosztów kontrolowanych 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, sprawne tworzenie 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. W ramach strategii zarządzania kapitałem ludzkim planowane jest wdrożenie korporacyjnych zasad zatrudniania, mobilności i wynagradzania, a także inne inicjatywy związane z optymalizacją kosztów pracy. 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, zwiększeniu mobilności pracowników, 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.

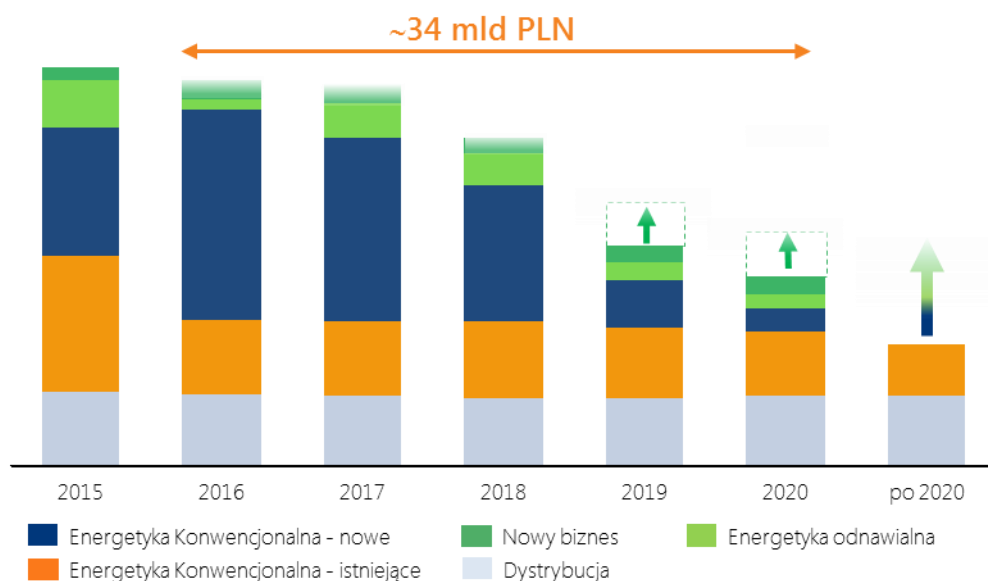
Grupa PGE zamierza budować markę lidera na rynku efektywności energetycznej. Nowa działalność typu ESCO (ang. ESCO – Energy Saving Company) zapewni klientom korzyści z tytułu m.in. obniżenia kosztów zużycia energii, zapewnienia ciągłości dostaw i poprawy wizerunku. Pozwoli to Grupie PGE na budowę długoterminowych, 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 Grupy.

Grupa PGE przeznaczy co najmniej 25 mln PLN rocznie na inwestycje kapitałowe w innowacyjne start-upy oraz inkubację i akcelerację projektów na najwcześniejszym etapie rozwoju. Działania w tych obszarach będą realizowane przez spółkę PGE Ventures sp. z o.o. („PGE Ventures”), - specjalistyczny fundusz CVC (ang. *corporate venture capital*) oraz spółkę PGE Nowa Energia sp. z o.o. („PGE Nowa Energia”)

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 półroczu 2017 roku

Inwestycje rozwojowe

Budowa nowych bloków w Elektrowni Opole

- budowa dwóch bloków energetycznych o mocy 900 MW każdy
- budżet: ok. 11 mld PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- dotychczas poniesione nakłady: ok. 7,6 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: montaż bloku 5 jest zaawansowany, rozpoczęły się pierwsze prace uruchomieniowe poszczególnych instalacji; w zakresie bloku 6 trwa przygotowanie do wykonania próby szczelności układów ciśnieniowych kotła, kontynuowany jest montaż turbozespołu; ogólne zaawansowanie prac w Projekcie na koniec czerwca 2017 roku wynosiło nieco powyżej 80%

Budowa nowego bloku w Elektrowni Turów

- **cel projektu:** budowa bloku energetycznego o mocy 490 MW
- budżet: ok. 4 mld PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- dotychczas poniesione nakłady: ok. 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 montaż konstrukcji stalowej kotła oraz rozpoczęto scalanie elementów ciśnieniowych kotła; na teren budowy dostarczono pierwsze elementy turbozespołu; rozpoczęło się również wznoszenie płaszczka chłodni kominowej

Budowa instalacji termicznego przetwarzania z odzyskiem energii w Elektrociepłowni Rzeszów

- **cel projektu:** budowa instalacji termicznego przetwarzania z odzyskiem energii o mocy ok. 8 MWe w kondensacji (4,6 MWe + 16,5 MWt w kogeneracji)
- budżet: ok. 293 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- dotychczas poniesione nakłady: ok. 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: prace związane ze wznoszeniem głównych budynków są na ukończeniu, zakończono montaż konstrukcji stalowej kotła oraz rozpoczęto scalanie elementów ciśnieniowych kotła; zakończono prace budowlane w pomieszczeniu turbozespołu

Inwestycje
modernizacyjno-
odtworzeniowe

Kompleksowa rekonstrukcja i modernizacja bloków 1-3 w Elektrowni Turów

- **cel projektu:** dostosowanie do przyszłych wymagań konkluzji BAT w zakresie dopuszczalnych emisji 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. Zakończyły się główne prace demontażowe na poszczególnych obiektach, instalacjach i urządzeniach będących w zakresie prac modernizacyjnych. Trwa modernizacja i remont układu paleniskowego wraz z częścią ciśnieniową kotła bloku, montaż części wysoko prężnej turbiny, zakończyła się produkcja wirnika generatora, kontynuowano montaż instalacji odprowadzania popiołu, wykonano demontaż zraszalnika z płyt azbestowo-cementowych na chłodni kominowej, kontynuowano prace modernizacyjne na rozdzielniach elektrycznych i wyprowadzeniu mocy w zakresie modernizacji systemów sterownia i nadzoru. Wykonawcy „wysp”: kocioł, turbina, generator, elektrofiltr przekazali dokumentację projektu podstawowego w zakresie modernizacji bloku nr 1
- budżet: 0,8 mld PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- paliwo: węgiel brunatny
- termin zakończenia: 2020 rok

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

- **cel projektu:** zapewnienie możliwości zagospodarowania odpadów paleniskowych powstałych podczas eksploatacji bloków 1-12 Elektrowni Bełchatów do wyczerpania zapasów węgla. W trakcie realizacji projektu zidentyfikowana została potrzeba objęcia bloku 14 nową technologią transportu i składowania odpadów paleniskowych
 - status: trwają prace związane z wypełnieniem i zabezpieczeniem składowiska 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 przyszłych 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 pozwoleń na budowę IOS i SCR (selektywna redukcja katalityczna NO_x). Generalni Wykonawcy instalacji IOS i SCR przekazali dokumentację projektów podstawowych. W zakresie realizacji SCR trwają roboty fundamentowe dotyczące instalacji dla kotła A i B. W zakresie realizacji IOS realizowany jest obecnie demontaż budynku rozdzielni, kontynuowane są prace przygotowawcze, wykonywanie wykopów pod fundamenty
- budżet projektu: 213 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- paliwo: węgiel kamienny
- termin zakończenia: SCR – 2017/2018 rok (kocioł A i B), 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: 5 lipca 2017 roku zawarto umowę na Rozbudowę IOS z Wykonawcą GE Power sp. z o.o. Trwa postępowanie przetargowe na wybór generalnego wykonawcy instalacji odazotowania spalin (deNO_x)
- budżet: 52 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania) dla instalacji odazotowania, wartość umowy z wykonawcą instalacji odsiarczania 44 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania).
- paliwo: węgiel kamienny
- termin zakończenia: 2018 rok

Projekt ograniczenia strat sieciowych

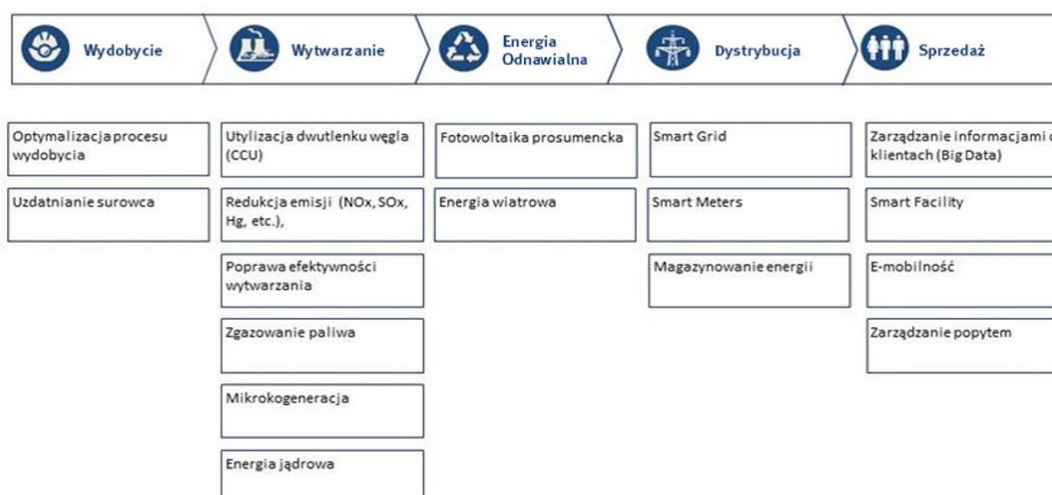
- **cel projektu:** zmniejszenie kosztów zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej
- podejmowane działania (projekt wieloletni):
 - wymiana transformatorów WN/SN, SN/nN na transformatory o niższych stratach, dopasowanie mocy transformatorów do poboru mocy
 - przebudowa i modernizacja 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 półroczu 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

- **cel projektu:** osiągnięcie maksymalnej marży na sprzedaży energii elektrycznej przy jednoczesnej minimalizacji ryzyka związanego z działalnością handlową
- **działania podjęte w I półroczu 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. Wykorzystywany był również kanał sprzedażowy do operatorów sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Realizacja planu kontraktowania uwzględniała kierunki działalności handlowej, sposoby zabezpieczania pozycji, limity ryzyka, otwartych pozycji handlowych i optymalizację produktową. Ponadto podjęto działania mające na celu usprawnienie sposobu funkcjonowania handlu hurtowego oraz dostosowanie 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”)
- **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 półroczu 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 2017 roku 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. Pracę rozpoczął zespół, który odpowiedzialny będzie za wdrożenie w GK PGE Oceny Pracowniczej. W pierwszym etapie wdrażana będzie Ocena Kompetencji dokonywana w oparciu o wypracowany Model Kompetencji. Zespół doprecyzował zapisy procedury oraz rozpoczął planowanie wdrożenia w poszczególnych LB. Ponadto w I półroczu 2017 roku toczyły się prace nad aktualizacją Strategii ZKL. Dokonano przeglądu statusu realizacji inicjatyw strategicznych pod kątem ogłoszonej aktualizacji Strategii GK PGE. W aktualizacji Strategii ZKL wskazano główne inicjatywy, które w kolejnych latach realizowane będą we wszystkich spółkach GK 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 sp z o.o. Spółka, poprzez współpracę z interesariuszami rynku start-upowego (małe firmy, akceleratorzy, 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. Dla umożliwienia kontynuacji rozwoju firm oraz pozyskiwania nowych rozwiązań z rynku (na późniejszym niż akceleracja etapie dojrzałości) uruchomiona została spółka PGE Ventures, pełniąca rolę funduszu inwestycyjnego GK PGE. Spółka ma inwestować środki własne PGE oraz pozyskane z narzędzi wsparcia – budżetu publicznego dostępnego za pośrednictwem Polskiego Funduszu Rozwojowego (PFR) i Narodowego Centrum Badań i Rozwoju (NCBiR).

Innowacyjność

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

Kluczowe projekty realizowane w I półroczu 2017 roku

Zaangażowanie w strukturę kapitałową wspierające rozwój nowych technologii i rozwiązań oraz małych firm	<ul style="list-style-type: none">● cel projektu: wdrożenie nowego modelu rozwijania i implementacji nowych rozwiązań, pozwalającego na zarządzanie przedsięwzięciami podwyższonego ryzyka z jednoczesnym skróceniem czasu dostarczania nowych rozwiązań na rynek (do działalności własnej lub sprzedaży innym podmiotom)● główne działania:<ul style="list-style-type: none">▪ uruchomiona została spółka PGE Ventures dedykowana jako fundusz kapitałowy (VC) do prowadzenia działalności inwestycyjnej w oparciu o środki własne oraz pozyskane z budżetu publicznego (PFR Ventures). Proces rekrutacji oraz zawarcie pierwszych umów inwestycyjnych przewidywane jest na II połowę 2017 roku▪ przygotowano główne założenia działań akceleracyjnych prowadzonych przez spółkę PGE Nowa Energia oraz uzgodniono zasady współpracy pomiędzy spółkami (PGE Nowa Energia i PGE Ventures) umożliwiające optymalizację i zachowanie ciągłości na kolejnych etapach rozwoju małych firm
Elektromobilność	<ul style="list-style-type: none">● cel projektu: propagowanie i rozwój w Polsce transportu elektrycznego oraz uzyskanie przez GK PGE doświadczenia i niezbędnych kompetencji do pełnienia roli operatora infrastruktury ładowania samochodów elektrycznych oraz dostawcy usługi ładowania samochodów elektrycznych● główne działania dotyczą transportu indywidualnego – samochody osobowe wykorzystywane do celów zawodowych i prywatnych.<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. Na przełomie III i IV kwartału 2017 roku planowane jest uruchomienie pierwszej publicznej, szybkiej stacji ładowania w Łodzi, a kolejnych stacji w następnych miesiącach. Ponadto PGE rozszerzyła pilotażowy projekt „e-Mobility” o kolejne lokalizacje. 13 kwietnia 2017 roku został podpisany list intencyjny pomiędzy PGE Polską Grupą Energetyczną S.A. i Wojewodą Małopolskim, a 26 maja 2017 roku list intencyjny pomiędzy PGE Polską Grupą Energetyczną S.A., Marszałkiem Województwa Podkarpackiego i Urzędem Miasta Rzeszowa. Obie umowy dotyczą współpracy przy rozwijaniu infrastruktury ładowania oraz tworzenia systemu zachęcającego podmioty publiczne i prywatne do korzystania z pojazdów elektrycznych.
Recykling	<ul style="list-style-type: none">● cel projektu: wypracowanie i wdrożenie nowej technologii recyklingu akumulatorów litowych, w szczególności stosowanych w systemowych magazynach energii oraz do zasilania pojazdów elektrycznych w celu pozyskania strategicznych materiałów ze zużytych akumulatorów litowych: kobaltu, niklu oraz miedzi. Projekt bezpośrednio wspiera założenia Ministerstwa Rozwoju dotyczące transformacji w kierunku gospodarki o obiegu zamkniętym, jak również wymogi polskiej legislacji określające konieczność zbierania i utylizacji zużytych akumulatorów. Projekt posiada potencjał biznesowy ze względu na przewidywany wzrost światowego rynku akumulatorów litowych, związany z tym wzrost ilości odpadów bateryjnych oraz zwiększone zapotrzebowanie rynków na produkty odzyskiwane ze zużytych akumulatorów.● główne działania: PGE S.A. zawarła konsorcjum z RDLS sp. z o.o., spółką 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 NCBiR. Projekt został rekomendowany przez NCBiR do dofinansowania ze środków publicznych Programu Badawczego Sektora Elektroenergetycznego (PBSE).

3. Kluczowe wyniki finansowe GK PGE

Kluczowe dane finansowe	Jedn.	I półrocze 2017	I półrocze 2016	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	mIn PLN	10 620	13 666	-22%
Zysk z działalności operacyjnej (EBIT)	mIn PLN	1 932	952	103%
Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację (EBITDA)	mIn PLN	3 445	3 143	10%
Skorygowany zysk netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej*	mIn PLN	1 531	1 267	21%
Rekompensaty KDT	mIn PLN	83	401	-79%
<i>Przychody z tytułu rekompensat KDT</i>	<i>mIn PLN</i>	<i>0</i>	<i>253</i>	<i>-</i>
<i>Korekta rozrachunków z tytułu KDT (pozostała działalność operacyjna)</i>	<i>mIn PLN</i>	<i>83</i>	<i>148</i>	<i>-44%</i>
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	2 595	3 690	-30%
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	mIn PLN	3 282	2 857	15%
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	mIn PLN	-591	-4 601	87%
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	mIn PLN	-242	354	-
Skorygowany zysk netto na akcję*	PLN	0,82	0,68	21%
Marża EBITDA	%	32%	23%	
Kluczowe dane finansowe		Stan na dzień 30 czerwca 2017 roku	Stan na dzień 31 grudnia 2016 roku	zmiana %
Kapitał obrotowy	mIn PLN	5 336	5 702	-6%
Zadłużenie netto/LTM EBITDA**	x	0,61	0,70	

* Zysk netto skorygowany o odpisy aktualizujące aktywa trwałe

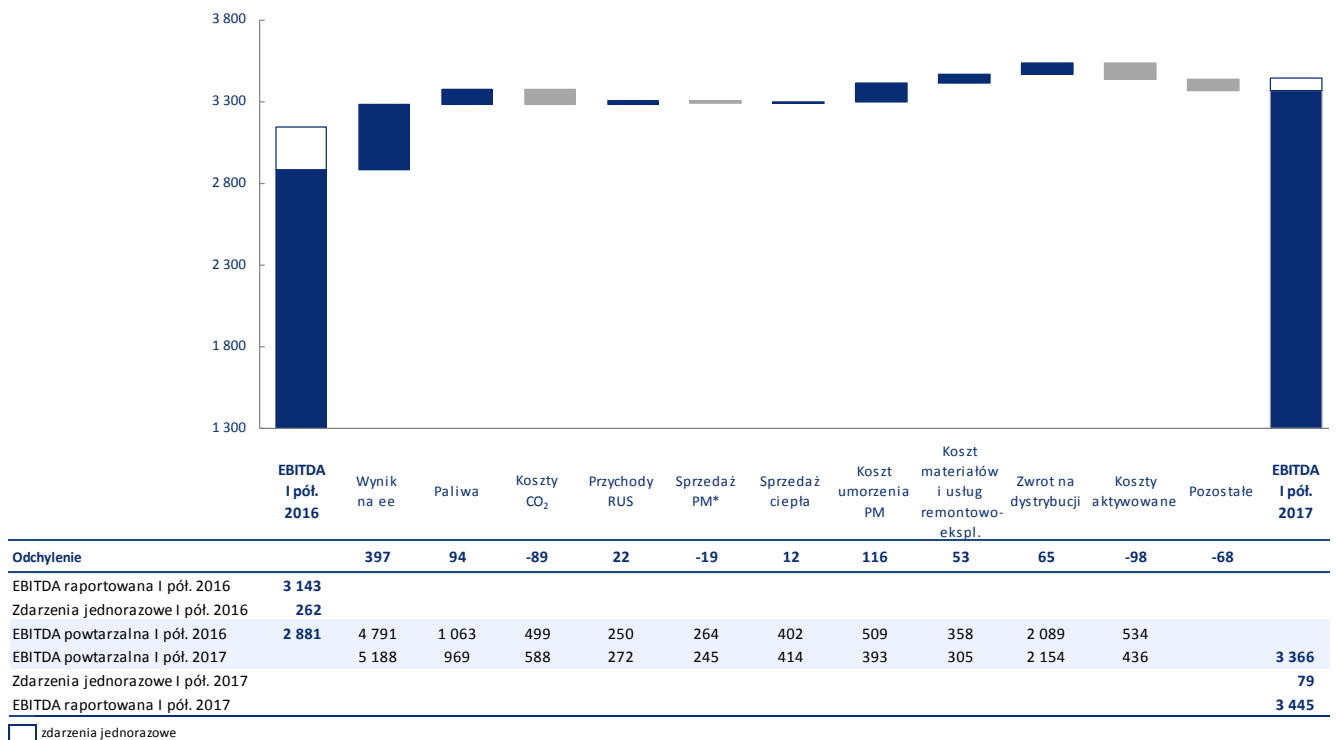
**LTM EBITDA - EBITDA z ostatnich 12 miesięcy od dnia sprawozdawczego

Tabela: Wpływ na wynik EBITDA zdarzeń o charakterze jednorazowym.

Zdarzenia jednorazowe		I półrocze 2017	I półrocze 2016	zmiana %
Rekompensaty KDT		83	401	-79%
Program Dobrowolnych Odejść		-4	-21	-81%
Przeszacowanie wartości zapasów praw majątkowych		0	-118	-
Razem		79	262	-70%

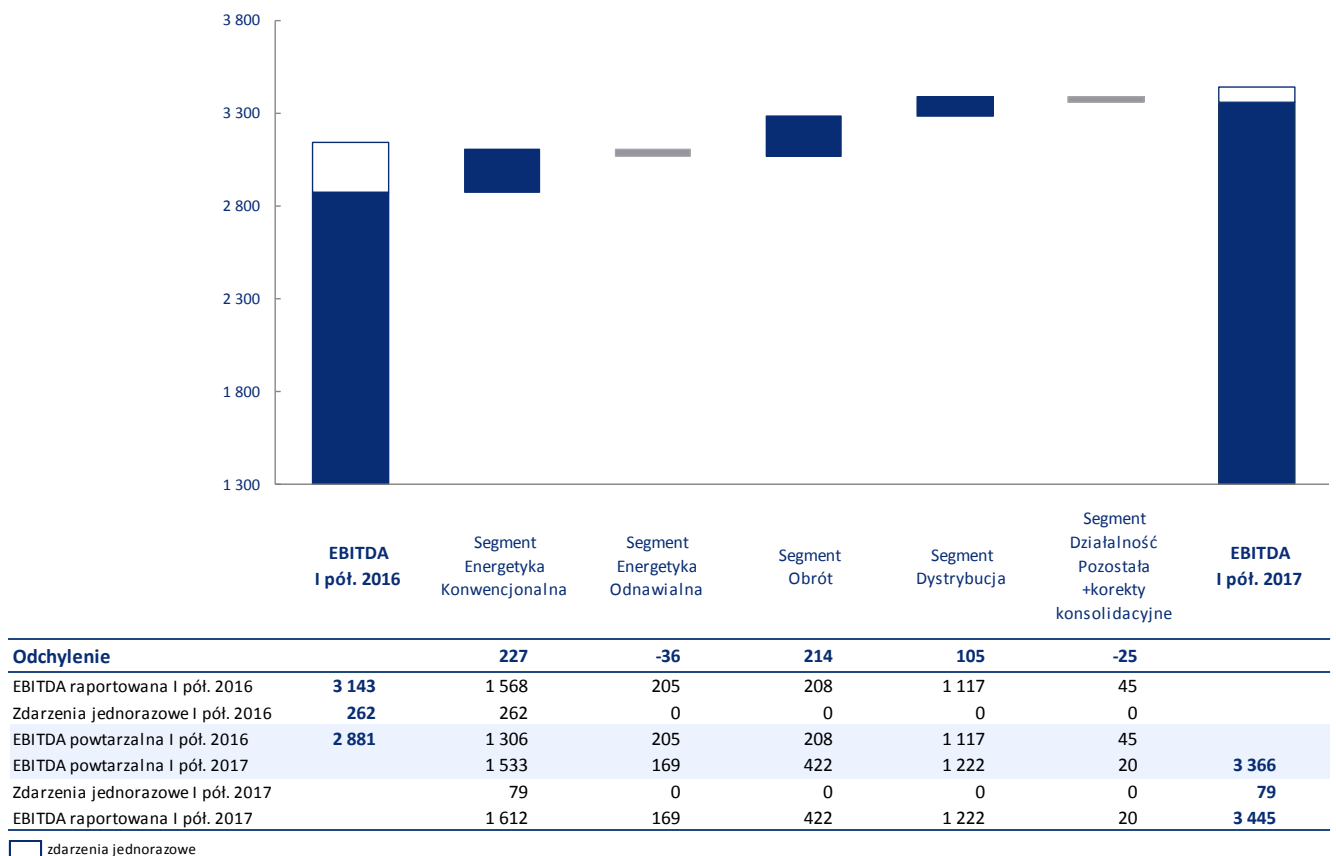
3.1. Skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów

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



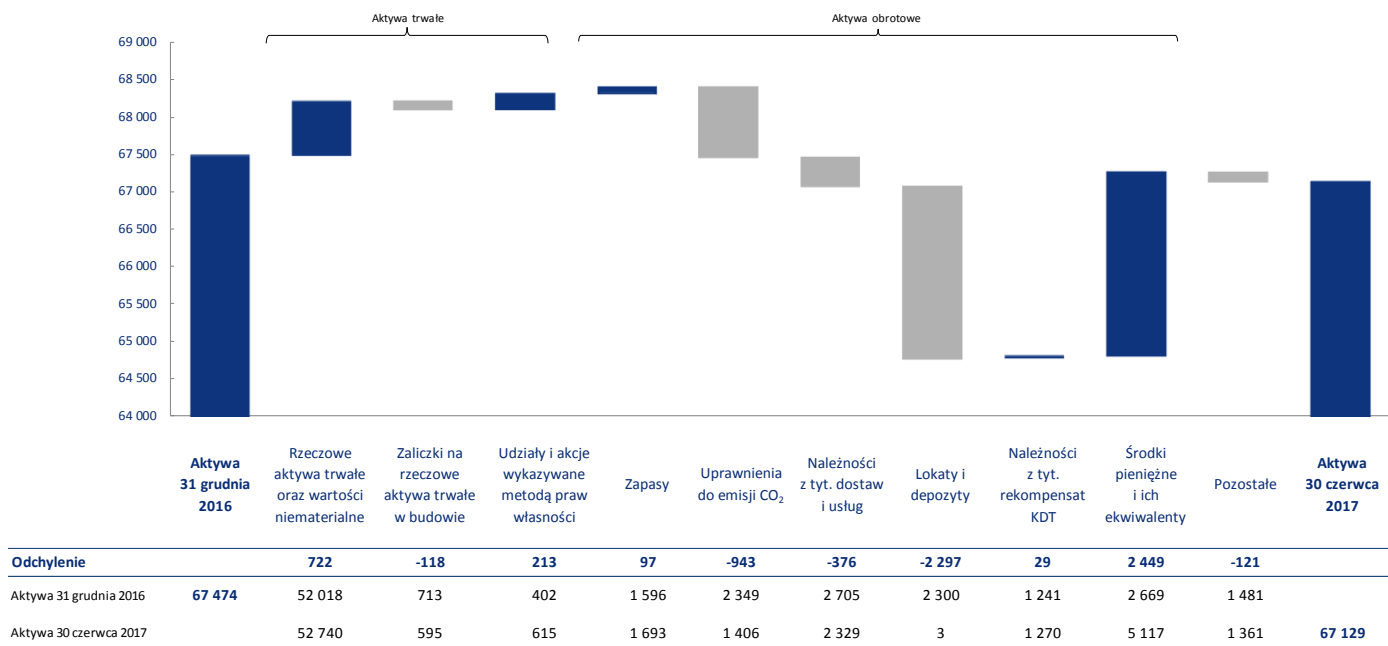
*Oczyszczono o wartość przeszacowania zapasów praw majątkowych w Elektrociepłowni Szczecin

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

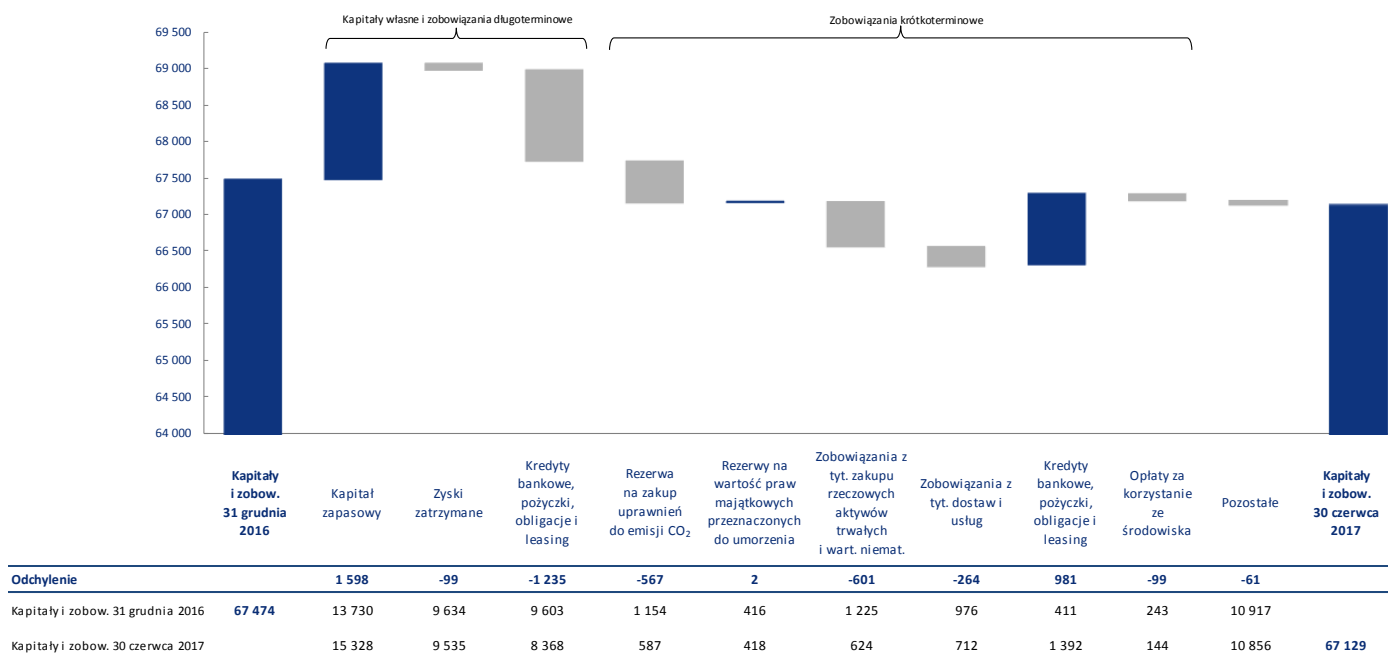


3.1.1. Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej

Rysunek: Kluczowe odchylenia Aktywów (w mln PLN).

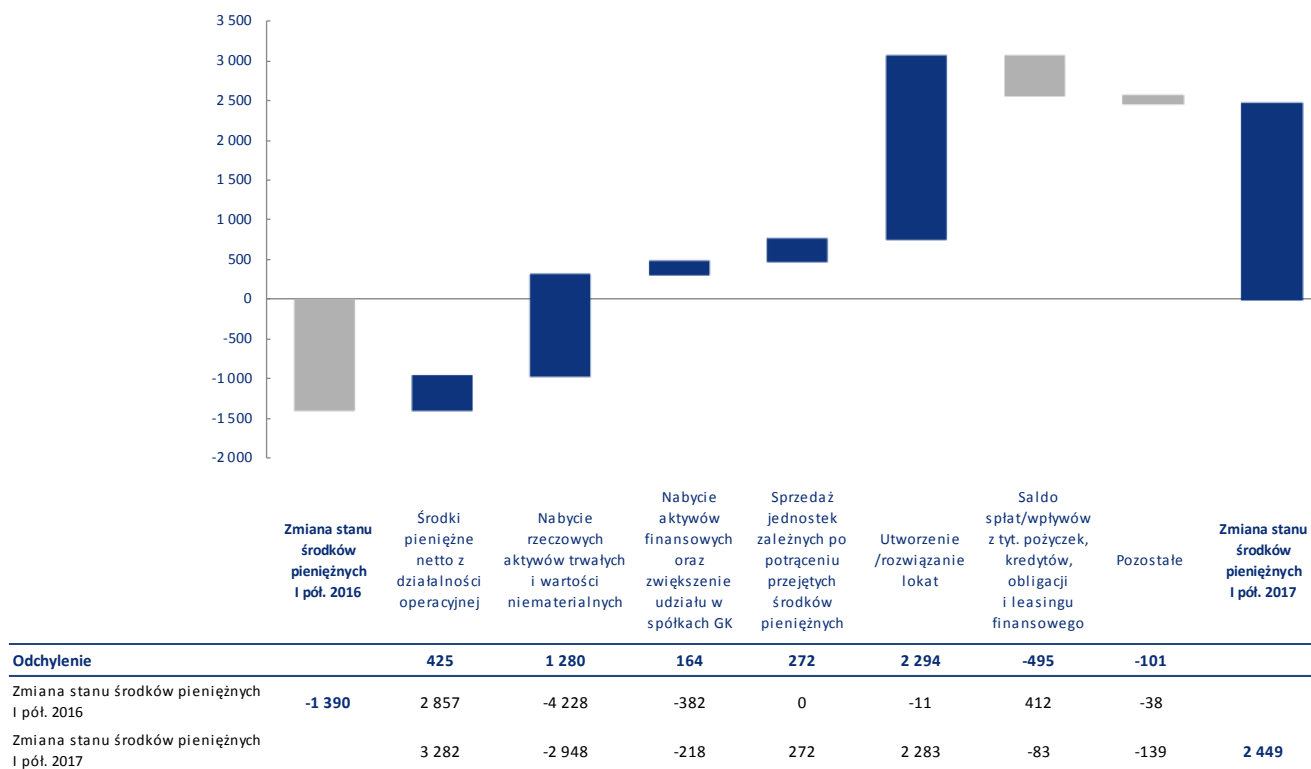


Rysunek: Kluczowe odchylenia Kapitałów i Zobowiązań (w mln PLN).

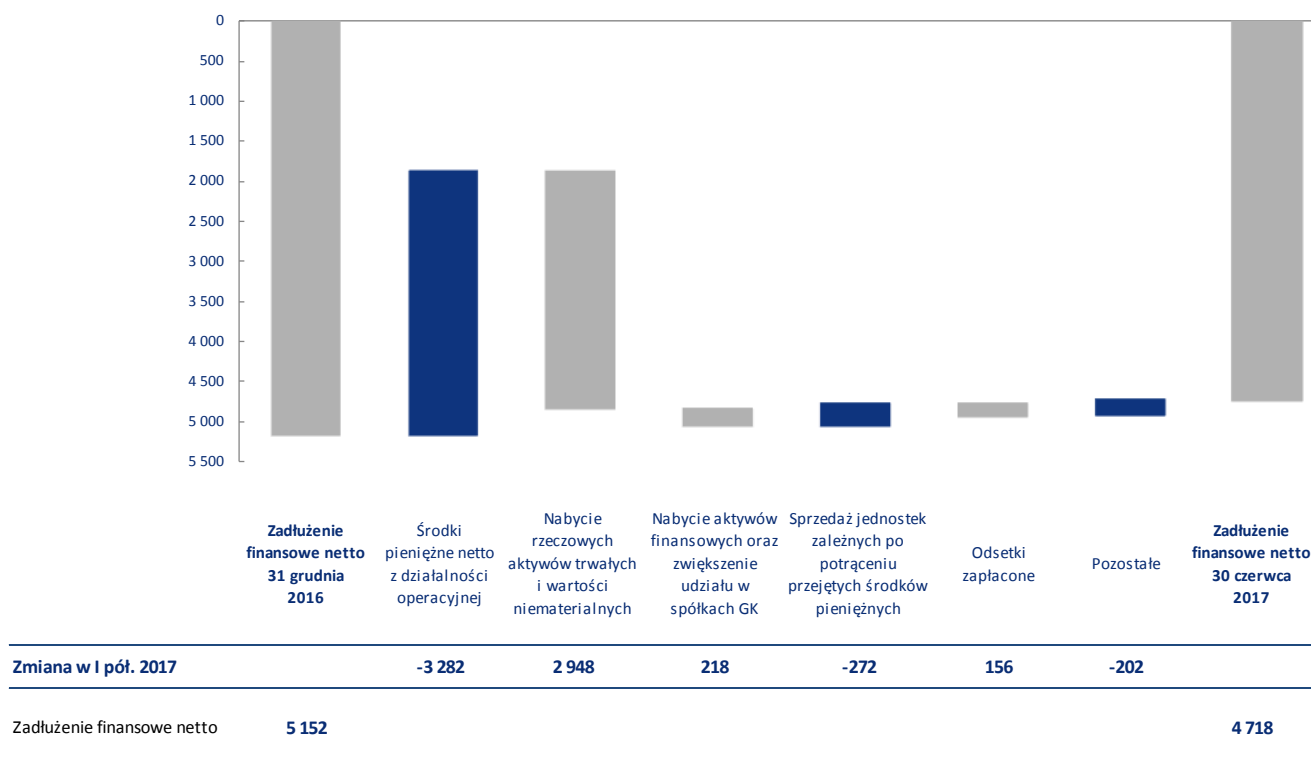


3.1.2. Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych

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



Rysunek: Zadłużenie finansowe netto w I półroczu 2017 roku (w mln PLN).



3.1.3. Kluczowe wyniki finansowe w segmentach działalności

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

w mln PLN	I półrocze 2017	I półrocze 2016	zmiana %
Energetyka Konwencjonalna	5 650	5 652	0%
Energetyka Odnawialna	369	370	0%
Obrót	7 630	8 047	-5%
Dystrybucja	3 175	2 922	9%
Pozostała Działalność	251	333	-25%
RAZEM	17 075	17 324	-1%
Korekty konsolidacyjne	-6 455	-3 658	-76%
RAZEM PO KOREKTACH	10 620	13 666	-22%

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

w mln PLN	EBITDA	EBIT	Nakłady inwestycyjne	Aktywa segmentu*
	I półrocze 2017			
Energetyka Konwencjonalna	1 612	855	1 906	36 653
Energetyka Odnawialna	169	37	28	3 547
Obrót	422	409	5	6 430
Dystrybucja	1 222	642	629	17 349
Pozostała działalność	20	-31	53	609
RAZEM	3 445	1 912	2 621	64 588
Korekty konsolidacyjne	0	20	-26	-5 325
RAZEM PO KOREKTACH	3 445	1 932	2 595	59 263

*por. nota 4.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego

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

w mln PLN	EBITDA	EBIT	Nakłady inwestycyjne	Aktywa segmentu*
	I półrocze 2016			
Energetyka Konwencjonalna	1 568	915	2 855	33 603
Energetyka Odnawialna	205	-720	95	3 849
Obrót	208	195	7	4 651
Dystrybucja	1 117	557	713	16 814
Pozostała działalność	33	-29	68	1 042
RAZEM	3 131	918	3 738	59 959
Korekty konsolidacyjne	12	34	-48	-3 032
RAZEM PO KOREKTACH	3 143	952	3 690	56 927

*por. nota 4.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego

3.2. Kluczowe wyniki operacyjne GK PGE

Tabela: Kluczowe wielkości operacyjne.

Kluczowe wielkości	Jedn.	I półrocze 2017	I półrocze 2016	zmiana %	2016
Wydobycie węgla brunatnego	mln ton	25,02	21,68	15%	47,68
Produkcja energii elektrycznej netto	TWh	27,88	25,42	10%	53,67
Sprzedaż ciepła	mln GJ	10,61	10,18	4%	18,06
Sprzedaż energii do odbiorców finalnych*	TWh	19,77	21,43	-8%	42,91
Dystrybucja energii elektrycznej**	TWh	17,50	16,91	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 półrocze 2017	I półrocze 2016	zmiana %	2016
SPRZEDAŻ W TWh, z czego:	32,03	50,63	-37%	104,35
Sprzedaż do odbiorców finalnych*	19,80	21,46	-8%	42,96
Sprzedaż na rynku hurtowym, w tym:	10,80	28,12	-62%	59,13
<i>Sprzedaż na krajowym rynku hurtowym - giełda</i>	<i>6,84</i>	<i>25,22</i>	<i>-73%</i>	<i>53,15</i>
<i>Sprzedaż na krajowym rynku hurtowym - pozostały</i>	<i>3,78</i>	<i>2,85</i>	<i>33%</i>	<i>5,83</i>
<i>Sprzedaż do klientów zagranicznych</i>	<i>0,18</i>	<i>0,05</i>	<i>260%</i>	<i>0,15</i>
Sprzedaż na rynku bilansującym	1,43	1,05	36%	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), B 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 Elektrociepłowni Gorzów.

Zakup energii elektrycznej

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

Wolumen zakupu	I półrocze 2017	I półrocze 2016	zmiana %	2016
ZAKUP W TWh, z czego:	6,37	27,69	-77%	55,43
Zakupy na krajowym rynku hurtowym - giełda	1,05	21,21	-95%	42,84
Zakupy na krajowym rynku hurtowym - pozostały	2,26	2,39	-5%	5,23
Zakupy poza granicami kraju	0,04	0,04	0%	0,06
Zakupy na rynku bilansującym	3,02	4,05	-25%	7,30

W związku z obniżeniem tzw. „obligo giełdowego”, w I półroczu 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 półrocze 2017	I półrocze 2016	zmiana %	2016
PRODUKCJA ENERGII W TWh, z czego:	27,88	25,42	10%	53,67
Elektrownie opalane węglem brunatnym	19,93	16,85	18%	37,26
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	0,00	0,00	-	0,00
Elektrownie opalane węglem kamiennym	4,81	5,47	-12%	10,71
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	0,06	0,18	-67%	0,30
Elektrociepłownie węglowe	0,52	0,53	-2%	0,98
Elektrociepłownie gazowe	1,46	1,31	11%	2,33
Elektrociepłownie biomasowe	0,10	0,24	-58%	0,43
Elektrownie szczytowo-pompowe	0,18	0,26	-31%	0,45
Elektrownie wodne	0,26	0,24	8%	0,43
Elektrownie wiatrowe	0,62	0,52	19%	1,08

Główny wpływ na poziom produkcji energii elektrycznej w I półroczu 2017 roku w porównaniu do I półrocza 2016 roku miała wyższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem brunatnym na skutek krótszego o 8 381 h czasu postoju bloków Elektrowni Bełchatów w remontach i modernizacjach. W trakcie I półrocza 2016 roku bloki nr 3 i 6 w Elektrowni Bełchatów przechodziły remonty średnie, a blok nr 10 był modernizowany. Dodatkowo średnie obciążenie bloków w Elektrowni Bełchatów w I półroczu 2017 roku było wyższe o 15,4 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 z dłuższego o 3 803 h czasu postoju bloków w remontach. Niższa produkcja w Elektrowni Opole jest następstwem postoju bloku nr 3 w remoncie średnim od 3 marca 2017 roku do 4 maja 2017 roku. Spadek produkcji w Elektrowni Dolna Odra wynika z postoju bloku nr 5 w remoncie średnim od 31 maja 2017 roku do 17 czerwca 2017 roku oraz postoju bloku nr 7 w remoncie średnim od 3 kwietnia 2017 roku. Dodatkowo niższa produkcja w Elektrowni Dolna Odra jest następstwem niższego średniego obciążenia bloków tej elektrowni o 18,0 MW.

Spadek produkcji w elektrociepłowniach biomasowych wynika z ograniczenia produkcji w Elektrociepłowni Szczecin, co jest następstwem wypowiedzenia przez ENEA S.A. umowy na zakup PM. Dodatkowo niższy wolumen współspalania biomasy w elektrowniach opalanych węglem kamiennym wynika z zaprzestania produkcji we współspalaniu w Elektrowni Opole na skutek spadku opłacalności produkcji w tej technologii.

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

Wyższa produkcja w elektrowniach wiatrowych wynika głównie z korzystniejszych warunków meteorologicznych w porównaniu do I półrocza 2016 roku.

Produkcja w elektrowniach wodnych na nieznacznie wyższym poziomie w porównaniu do I półrocza 2016 roku wynika głównie z korzystniejszych warunków hydrologicznych.

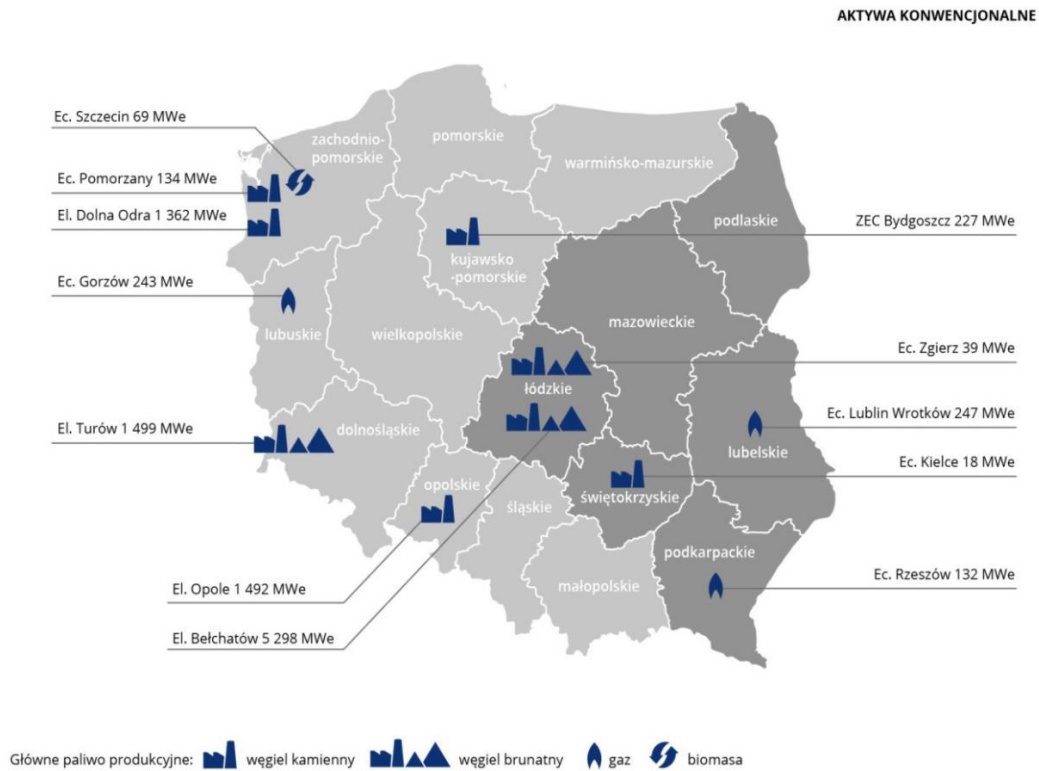
Spadek produkcji w elektrowniach szczytowo-pompowych wynika z charakteru pracy jednostek wytwórczych, które w I półroczu 2017 roku były wykorzystywane w mniejszym stopniu przez PSE S.A.

3.2.2. Sprzedaż ciepła

W I półroczu 2017 roku wolumen sprzedanego ciepła wyniósł w Grupie PGE 10,61 mln GJ i był wyższy o 0,43 mln GJ w porównaniu do wolumenu sprzedanego ciepła w I półroczu 2016 roku. Wyższa sprzedaż ciepła wynika z większego zapotrzebowania na ciepło spowodowanego niższymi średnimi temperaturami zewnętrznymi.

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.

mln PLN	I półrocze 2017	I półrocze 2016	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	5 650	5 652	0%
EBIT	855	915	-7%
EBITDA	1 612	1 568	3%
Nakłady inwestycyjne	1 906	2 855	-33%

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



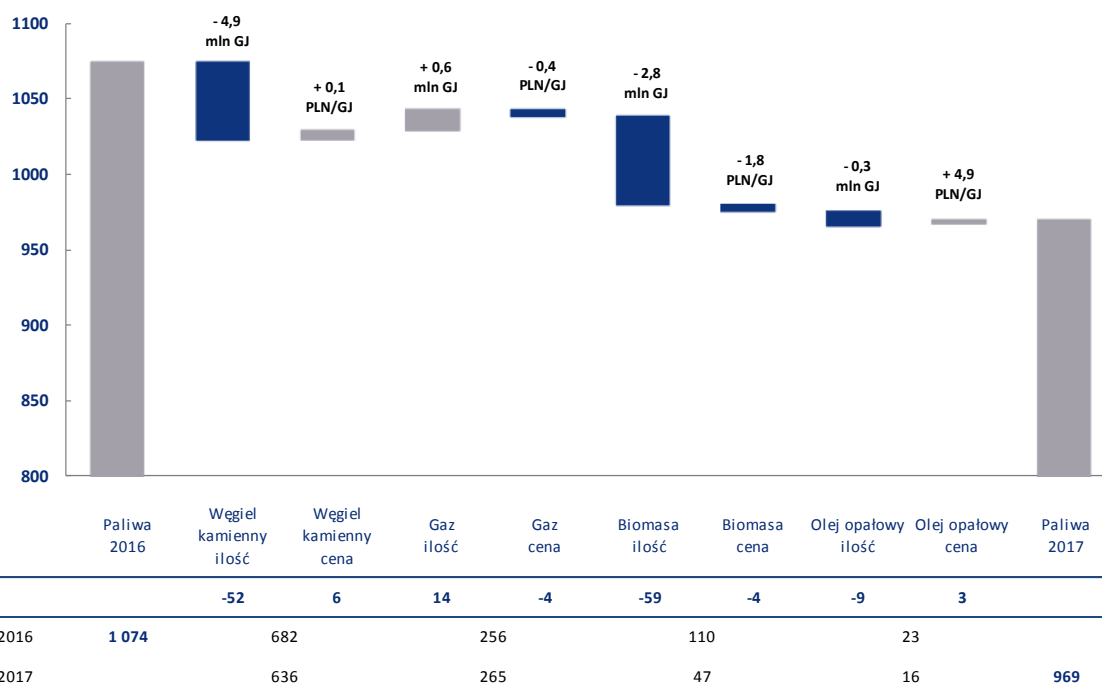
	EBITDA 2016	Przychody ze - ilość	Przychody ze - cena	Rekompensaty KDT	Sprzedaż PM	Przychody RUS	Koszty paliw	Koszty CO ₂	Koszty remontów i eksploatacji	Koszty osobowe	Pozostałe	Koszty aktywowane	EBITDA 2017
Odchylenie		336	-80	-318	122	26	105	-89	31	-13	24	-100	
EBITDA I pół. 2016	1 568	4 164	401	76	125	1 074	499	263	1 356	493			
EBITDA I pół. 2017		4 420	83	198	151	969	588	232	1 369	393			1 612

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wyniki segmentu Energetyka Konwencjonalna w I półroczu 2017 roku w porównaniu do wyników I półrocza 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 półroczu 2017 roku ukształtowała się na poziomie 163 PLN/MWh, natomiast w I półroczu 2016 roku wyniosła 166 PLN/MWh. Dodatkowo marża zrealizowana na odsprzedaży energii elektrycznej była niższa o niecałe 6 PLN/MWh.
- **Niższe przychody z KDT**. W I półroczu 2017 roku ujęto w pozostałych przychodach operacyjnych 83 mln PLN, co jest efektem wyroków Sądu Apelacyjnego w sprawie ustalenia wysokości korekty rocznej za 2009 rok dla Elektrociepłowni Lublin Wrotków i Elektrociepłowni Gorzów. W okresie porównywalnym przychody z rekompensat KDT, prezentowane w działalności operacyjnej, wyniosły 253 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 PM**, co jest głównie efektem niższych przychodów z PM w I półroczu 2016 roku na skutek przeszacowania wartości zapasu PM w Elektrociepłowni Szczecin (-118 mln PLN).

- **Wyższe przychody z RUS**, głównie wyższe przychody z tytułu Operacyjnej Rezerwy Mocy ("ORM") na skutek wyższych stawek oraz wyższego wolumenu ORM na skutek niższego obciążenia sprzedażowego Elektrowni Opole, Elektrowni Dolna Odra oraz bloku nr 1 w Elektrowni Bełchatów.
- **Niższe koszty zużycia paliw**, głównie węgla kamiennego i biomasy. Jest to głównie efekt niższej produkcji energii elektrycznej w elektrowniach opalanych węglem kamiennym i elektrociepłowniach biomasowych oraz w technologii współspalania (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.
- **Niższe koszty remontów i eksploatacji**, głównie z powodu mniejszego niż w okresie porównywalnym zakresu rzeczowego przeprowadzonych prac.
- **Wyższe koszty osobowe** na skutek wzrostu wartości rezerwy na świadczenia pracownicze w PGE GiEK S.A. oraz jako efekt realizacji porozumień płacowych w spółkach wsparcia PGE GiEK S.A.
- **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).



3.3.2. Nakłady inwestycyjne

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

w mln PLN	I półrocze 2017	I półrocze 2016	zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	1 660	2 541	-35%
▪ Rozwojowe	1 221	1 798	-32%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	439	743	-41%
Zakupy gotowych dóbr inwestycyjnych	30	29	3%
Środki transportu	1	4	-75%
Pozostałe	11	12	-8%
RAZEM	1 702	2 586	-34%
Aktywowane koszty usuwania nadkładu w kopalniach	204	269	-24%
RAZEM z aktywowanymi kosztami usuwania nadkładu	1 906	2 855	-33%

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

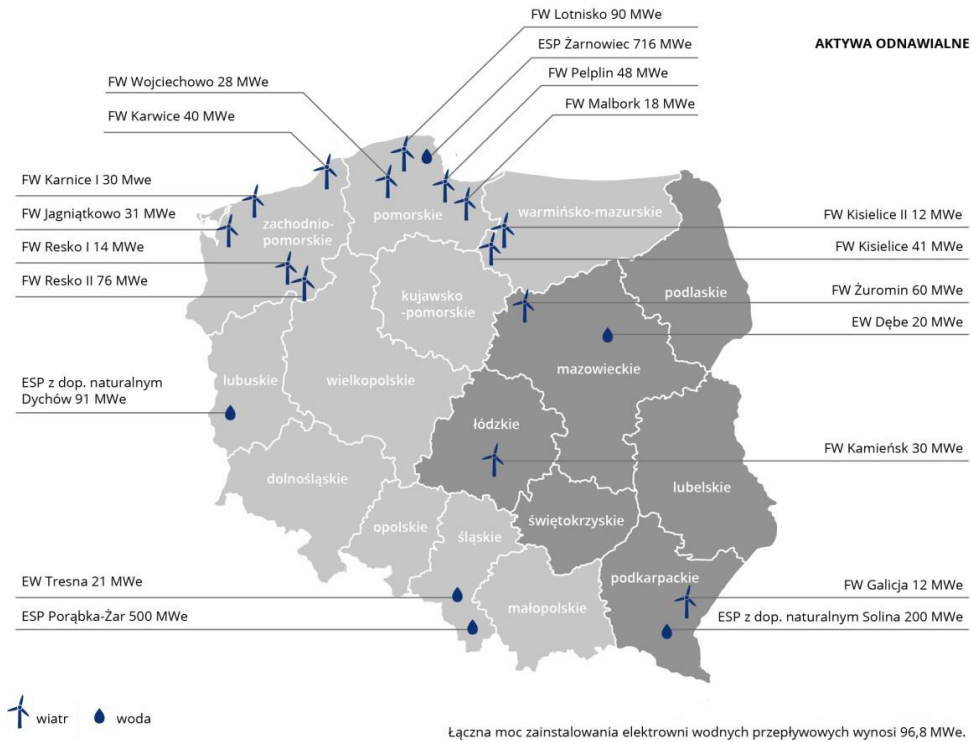
■ budowa bloków 5 i 6 w Elektrowni Opole	1 018 mln PLN;
■ budowa bloku 11 w Elektrowni Turów	129 mln PLN;
■ budowa bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Gorzów	58 mln PLN;
■ modernizacja bloków 1-3 w Elektrowni Turów	55 mln PLN;
■ zmiana technologii składowania odpadów paleniskowych w Elektrowni Bełchatów	35 mln PLN;
■ kompleksowa rekonstrukcja i modernizacja bloków 7-12 w Elektrowni Bełchatów	33 mln PLN;
■ instalacja transportu popiołu oraz suspensji z bloku 14 w Elektrowni Bełchatów	17 mln PLN;
■ budowa instalacji termicznego przetwarzania z odzyskiem energii w Elektrociepłowni Rzeszów	12 mln PLN;
■ dostosowanie bloku nr 3 w Elektrowni Opole do BAT – modernizacja instalacji SNCR	8 mln PLN.

Kluczowe rozstrzygnięcia w I półroczu 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.
- 31 stycznia 2017 roku przekazano do eksploatacji blok gazowo-parowy w Elektrociepłowni Gorzów.
- 13 marca 2017 roku Prezydent Miasta Szczecina 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
- 1 czerwca 2017 roku podpisano umowę na zabudowę instalacji SNCR na bloku nr 2 w Elektrowni Bełchatów celem dostosowania do wymagań Konkluzji BAT.
- 9 czerwca 2017 roku Wojewódzki Sąd Administracyjny w Warszawie uchylił decyzję Ministra Środowiska w sprawie Pozwolenia Zintegrowanego dla Elektrowni Opole uwzględniającą eksploatację bloków 5 i 6 w Elektrowni Opole i przekazał sprawę do ponownego rozpoznania przez ten organ. Przygotowywana jest skarga kasacyjna do NSA.
- 22 czerwca 2017 roku zawarta została umowa na budowę zbiornika ziemnego, przeznaczonego na magazyn gipsu, zlokalizowanego na zwałowisku wewnętrznym KWB Bełchatów.
- 30 czerwca 2017 roku wystąpiono z wnioskiem do Podkarpackiego Urzędu Marszałkowskiego o wydanie pozwolenia zintegrowanego dla Instalacji Termicznego Przetwarzania z Odzyskiem Energii (ITPOE) w Elektrociepłowni Rzeszów.

3.4. Segment działalności - Energetyka Odnawialna

Rysunek: Główne aktywa segmentu Energetyka Odnawialna.

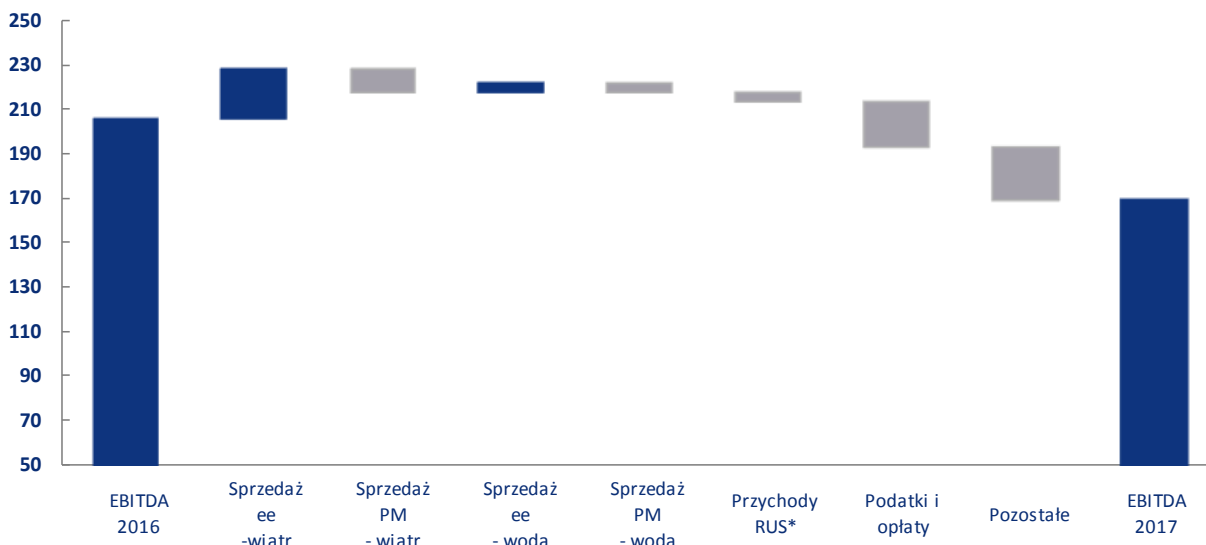


3.4.1. Kluczowe wielkości finansowe

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Energetyka Odnawialna.

mIn PLN	I półrocze 2017	I półrocze 2016	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	369	370	0%
EBIT	37	-720	-
EBITDA	169	205	-18%
Nakłady inwestycyjne	28	95	-71%

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



Odchylenie	23	-11	4	-4	-4	-20	-24	
EBITDA I pół. 2016	205	80	55	41	6	124	29	
EBITDA I pół. 2017		103	44	45	2	120	49	169

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

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

- **Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej z elektrowni wiatrowych** wynika głównie z wyższego wolumenu sprzedaży energii elektrycznej o 142 GWh w porównaniu do I półroczu 2016 roku.
- **Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej z elektrowni wodnych** spowodowany jest głównie wzrostem wolumenu sprzedaży energii elektrycznej o 17 GWh oraz wyższą ceną o 3 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 62 PLN/MWh w I półroczu 2017 roku w stosunku do I półroczu 2016 roku, co wpłynęło na spadek przychodów o około (-) 25 mln PLN w porównaniu do poprzedniego roku; (ii) korekty wyceny sprzedanych praw majątkowych oraz aktualizacji wyceny zapasu co wpłynęło na wzrost przychodów o około (+) 10 mln PLN.
- **Niższe przychody ze sprzedaży regulacyjnych usług systemowych** (umowa z PSE S.A.) wynikające głównie z korekty przychodów za rok 2016 oraz niższą stawkę rozliczeniową.
- **Wzrost podatków i opłat** związany jest głównie ze zmianą regulacji prawnych w zakresie podstawy opodatkowania farm wiatrowych. Niekorzystny wpływ na wynik EBITDA z tego tytułu wyniósł około 17 mln PLN.
- **Niekorzystne odchylenie w pozycji pozostałe** wynika głównie z niższych przychodów z pozostałej działalności operacyjnej, głównie w efekcie jednorazowego rozliczenia dotacji (21 mln PLN) wynikającego z dokonanych odpisów aktualizujących wartość aktywów rzeczowych na koniec I półroczu 2016 roku.

3.4.2. Nakłady inwestycyjne

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

w mln PLN	I półrocze 2017	I półrocze 2016	zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	25	94	-73%
▪ Rozwojowe	10	73	-86%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	15	21	-29%
Pozostałe	3	1	200%
RAZEM	28	95	-71%

3.5. Segment działalności - Dystrybucja

Rysunek: Obszar sieci dystrybucyjnej PGE.

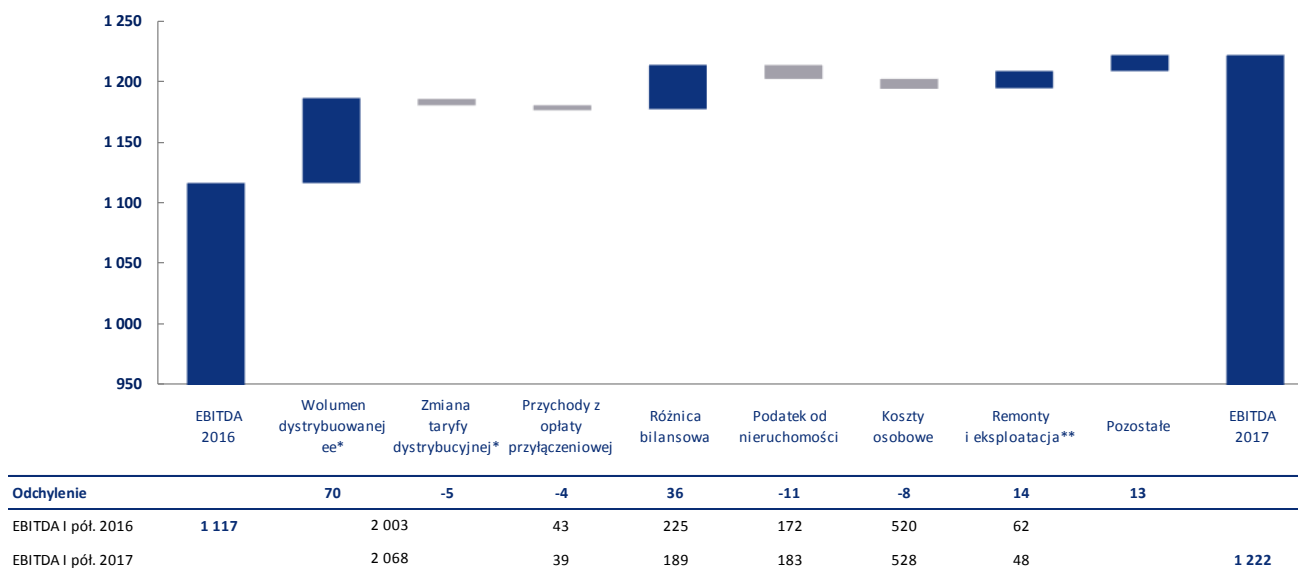


3.5.1. Kluczowe wielkości finansowe

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Dystrybucja.

mln PLN	I półrocze 2017	I półrocze 2016	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	3 175	2 922	9%
EBIT	642	557	15%
EBITDA	1 222	1 117	9%
Nakłady inwestycyjne	629	713	-12%

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



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

** Koszty materiałów oraz usług remontowo-eksploatacyjnych

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

- **Wzrost wolumenu dystrybuowanej energii** o 590 GWh, wynikający m.in. z większej liczby odbiorców wg punktu poboru energii (o około 42,4 tys.) w porównaniu do I półrocza 2016 roku oraz wzrostu aktywności gospodarczej na obszarze działania PGE Dystrybucja S.A. odbiorców z grup A i B.
- **Nieznaczny spadek średniej stawki** o około 0,3 PLN/MWh bez uwzględniania opłaty przejściowej i OZE.
- **Spadek przychodów z opłaty przyłączeniowej** wynika z mniejszej aktywności inwestycyjnej potencjalnych klientów, głównie na średnim napięciu.
- **Niższe koszty energii na pokrycie różnicy bilansowej** w wyniku spadku wolumenu różnicy bilansowej o 90 GWh oraz ujęcia doszacowania energii na pokrycie różnicy bilansowej.
- **Wzrost kosztów podatku od nieruchomości** w związku ze wzrostem majątku sieciowego w porównaniu do I półrocza 2016 roku.
- **Wzrost kosztów osobowych** wynika głównie z prowadzonego procesu zmiany wynagrodzeń.
- **Niższe koszty remontów i eksploatacji** w związku z efektywniejszym wykorzystaniem własnych zasobów i przesunięciem części prac na kolejne miesiące.
- **pozytywne odchylenie w pozycji pozostałe** wynika głównie ze spadku kosztów teleinformatycznych o 4 mln PLN oraz uzyskania pozytywnego wyniku na pozostałej działalności operacyjnej (wzrost o 9 mln PLN).

3.5.2. Nakłady inwestycyjne

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

w mln PLN	I półrocze 2017	I półrocze 2016	zmiana %
Sieci SN i nN	193	227	-15%
Stacje 110/SN i SN/SN	68	61	11%
Linie 110 kV	13	18	-28%
Przyłączanie nowych odbiorców (PNO)	226	268	-16%
Zakup transformatorów i liczników	71	61	16%
Teleinformatyka, telemechanika i łączność	38	57	-33%
Pozostałe	20	21	-5%
RAZEM	629	713	-12%

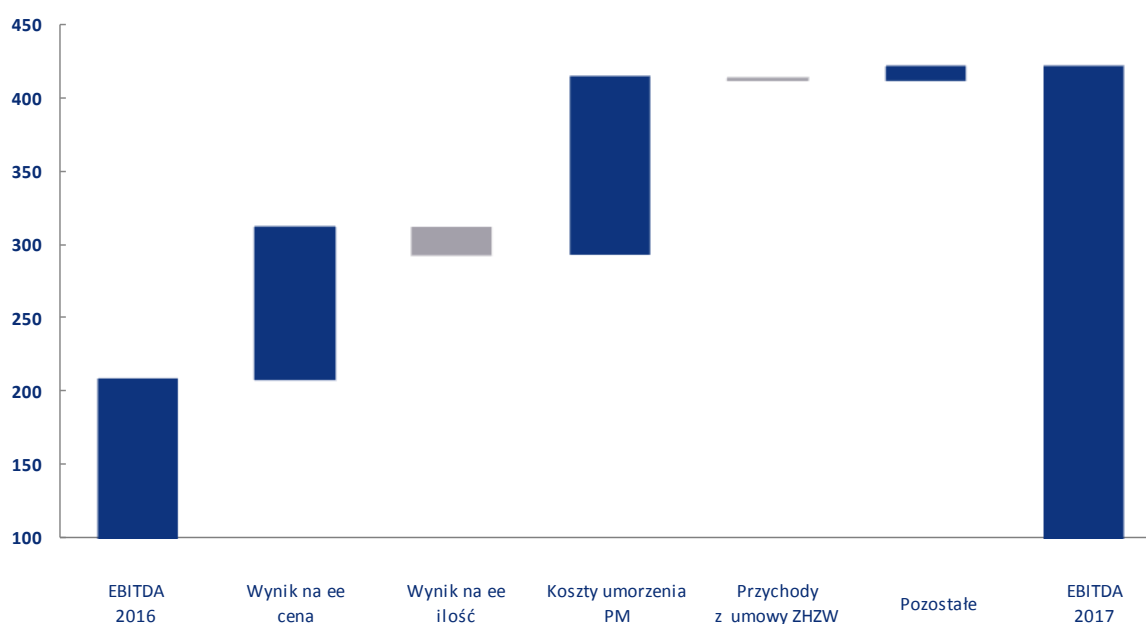
3.6. Segment działalności - Obrót

3.6.1. Kluczowe wielkości finansowe

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Obrót.

mIn PLN	I półrocze 2017	I półrocze 2016	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	7 630	8 047	-5%
EBIT	409	195	110%
EBITDA	422	208	103%
Nakłady inwestycyjne	5	7	-29%

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



Odchylenie	104	-18	120	-2	10	
EBITDA I pół. 2016	208	682	499	227	202	
EBITDA I pół. 2017		768	379	225	192	422

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

- **Wyższy wynik na energii elektrycznej** wynika ze zmiany polityki sprzedażowej nastawionej na maksymalizację marży.
- **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.
- **Zmniejszenie przychodów z tytułu umowy o Zarządzanie Handlowe Zdolnościami Wytwórczymi („ZHZW”)** wynikające z niższego o 0,6 TWh wolumenu obrotu energii elektrycznej objętej zarządzaniem. Spadek przychodów od PGE GiEK S.A. wyniósł 3 mln PLN, natomiast od PGE EO S.A. przychody wzrosły o 1 mln PLN.
- **Odchylenie w pozycji pozostałe** wynika z niższego poziomu kosztów działalności operacyjnej o 8 mln PLN oraz wyższego wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 1 mln PLN.

3.7. Pozostała Działalność

3.7.1. Kluczowe wielkości finansowe

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Pozostała Działalność.

mIn PLN	I półrocze 2017	I półrocze 2016	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	251	333	-25%
EBIT	-31	-29	-7%
EBITDA	20	33	-39%
Nakłady inwestycyjne	53	68	-22%

Spadek wyniku EBITDA segmentu Pozostała Działalność o 13 mln PLN związany był głównie z zawartą 29 marca 2017 roku umową sprzedaży 100% akcji spółki EXATEL S.A. na rzecz Skarbu Państwa. Dodatkowo EXATEL S.A. w I kwartale 2017 roku uzyskał niższy wynik EBITDA spowodowany realizacją niższej marży na usługach dzierżawy łączy w porównaniu do I kwartału 2016 roku.

3.7.2. Nakłady inwestycyjne

Nakłady inwestycyjne w ramach Pozostałej Działalności w I półroczu 2017 roku wyniosły 53 mln PLN w porównaniu do 68 mln PLN poniesionych w I półroczu 2016 roku.

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

- PGE EJ 1 sp. z o.o. – na rozwój projektu jądrowego 19 mln PLN;
- PGE Systemy S.A. – na rozwój infrastruktury teleinformatycznej oraz oprogramowania 18 mln PLN;
- EXATEL S.A. – na rozwój infrastruktury telekomunikacyjnej 15 mln PLN.

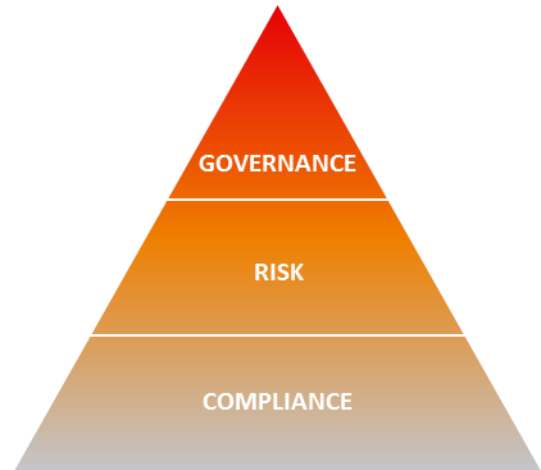
4. Ryzyka i szanse

4.1. Zarządzanie ryzykiem

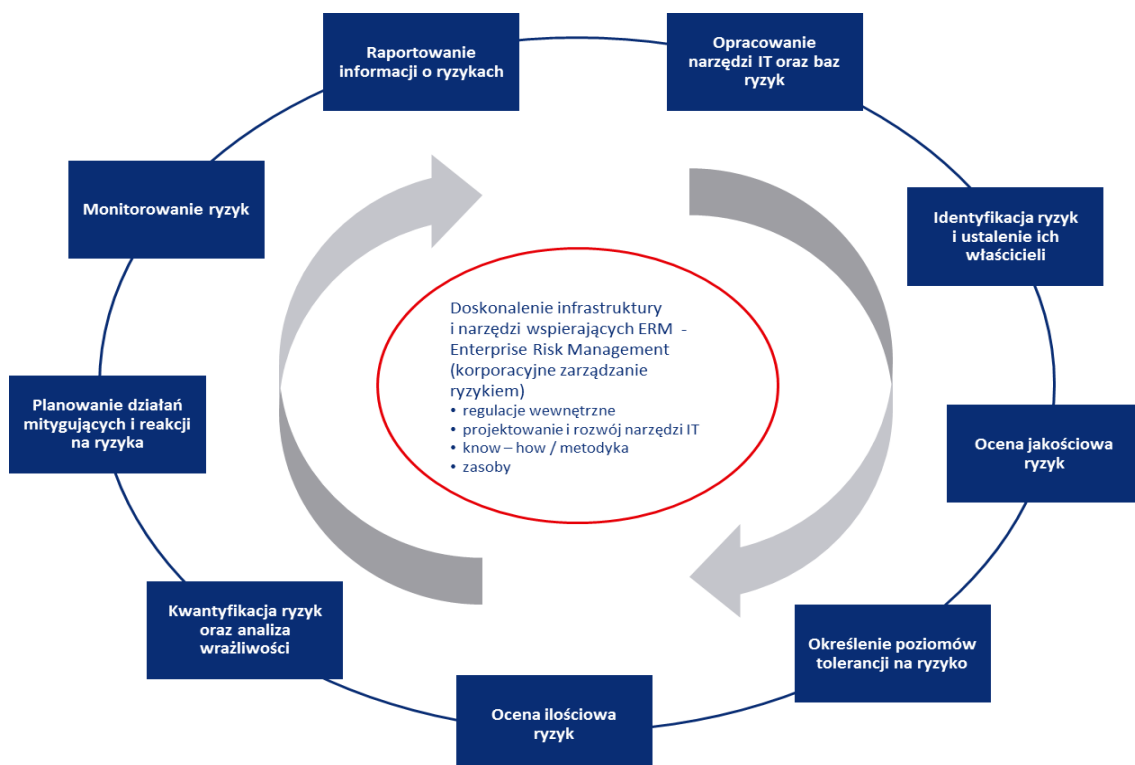
PGE S.A., jako Centrum Korporacyjne zarządzające Grupą, kreuje i wdraża rozwiązania w zakresie architektury zintegrowanego zarządzania ryzykiem w GK PGE. W szczególności kształtuje polityki, standardy i praktyki zarządzania ryzykiem w GK PGE, opracowuje i rozwija wewnętrzne narzędzia IT wspomagające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

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

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



Grupa Kapitałowa PGE konsekwentnie rozwija kompleksowy system zarządzania ryzykami. W I półroczu 2017 roku uruchomiono proces oceny i analizy ryzyk długoterminowych w kluczowych spółkach Grupy. Mechanizmy identyfikacji obszarów narażonych na ryzyko oraz sposoby pomiaru jego poziomu podlegają ciągłej weryfikacji i doskonaleniu, dzięki czemu istotne ryzyka dotyczące poszczególnych segmentów działalności są utrzymywane w ustalonych granicach poprzez ograniczanie negatywnych skutków tych zagrożeń oraz podejmowanie działań wyprzedzających lub naprawczych, zgodnie z przyjętym cyklem.



4.1.1. Czynniki ryzyka i działania mitygujące

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

Poziom ryzyka	Perspektywa ryzyka					
	niski	średni	wysoki	spadek	wzrost	stabilna
poziom niski	ryzyko, które nie stwarza zagrożenia i może być tolerowane,					
poziom średni	ryzyko, co do którego powinna być przygotowana odpowiednia reakcja, oparta na analizie kosztów i korzyści,					
poziom wysoki	ryzyko nietolerowalne, wymagające podjęcia bezzwłocznej i aktywnej reakcji na ryzyko, zmierzającej do jednoczesnego zmniejszenia możliwych skutków oraz prawdopodobieństwa jego wystąpienia.					
Ryzyka rynkowe i produktowe	Ceny rynkowe energii elektrycznej oraz produktów powiązanych - wynikające z braku pewności co do przyszłych poziomów i zmienności rynkowych cen towarów w odniesieniu do otwartej pozycji kontraktowej, w szczególności w zakresie energii elektrycznej oraz produktów powiązanych (praw majątkowych, uprawnień do emisji CO ₂).					
związane z cenami i wolumenami oferowanych produktów i usług						
Ryzyka majątkowe	Awarie - związane z eksploatacją i degradacją w czasie urządzeń i obiektów energetycznych (prace utrzymaniowo-remontowe, diagnostyka).					
związane z rozwojem i utrzymaniem majątku						
Ryzyka operacyjne	Produkcja energii elektrycznej i ciepła - związana z planowaniem produkcji i wpływem czynników kształtujących możliwości produkcyjne.					
związane z realizacją bieżących procesów gospodarczych						
Ryzyka regulacyjno – prawne	Zmiany prawne w systemach wsparcia - związane z niepewnością co do przyszłego kształtu systemu wsparcia produkcji energii certyfikowanej.					
związane z wypełnieniem wymogów zewnętrznego i wewnętrznego otoczenia prawnego						

do rewizji BAT/BREF) mogą przełożyć się na zmianę poziomu wydatków inwestycyjnych Grupy PGE.

Nieuregulowane stany prawne - związane z trudnościami w pozyskiwaniu terenów lub dostępu do nich w ramach prowadzenia nowych inwestycji (w szczególności w segmencie Dystrybucji).



Koncesje - wynikająca z ustawowego obowiązku posiadania koncesji w związku z prowadzoną działalnością.



Działania dyskryminujących - związane ze stosowaniem przez Grupę praktyk ograniczających lub eliminujących konkurencję, naruszających prawa i interesy konsumentów.



Ryzyka finansowe

związane z prowadzoną gospodarką finansową

Kredytowe - związane z niewypłacalnością kontrahenta, częściową i/lub nieterminową spłatą należności lub innym odstępstwem od warunków kontraktowych (np. brakiem realizacji dostawy/odbioru towaru oraz brakiem płatności powiązanych odszkodowań i kar umownych).



Płynności finansowej - związane z możliwością utraty zdolności do obsługi bieżących zobowiązań i pozyskiwania źródeł finansowania działalności biznesowej.



Stopy procentowej - wynikające w szczególności z negatywnego wpływu zmian rynkowych stóp procentowych na przepływy pieniężne Grupy PGE generowane przez zmiennoprocentowe aktywa i zobowiązania finansowe.



Walutowe - rozumiane w szczególności jako ryzyko, na jakie narażone są przepływy pieniężne GK PGE denominowane w walucie innej niż waluta funkcjonalna z tytułu niekorzystnych wahań kursów walutowych.



Poniżej przedstawiono najważniejsze działania mitygujące ryzyka w Grupie PGE wraz z opisem najważniejszych narzędzi służących zarządzaniu danym ryzykiem.

Ryzyka rynkowe i produktowe

Oddziaływanie: Sfera przychodowa oraz oferowane produkty i usługi

Działania: Grupa PGE stosuje zasady zarządzania ryzykiem rynkowym (cenowym/wolumenowym) obejmujące ustalenie globalnego apetytu na ryzyko, limity ryzyka oparte o miary „at risk” oraz zarządzanie skonsolidowaną ekspozycją na ryzyko cen towarów poprzez mechanizmy zabezpieczania poziomów ryzyka przekraczających akceptowalny poziom. Zasady te określają jednolite założenia organizacji procesu w kontekście strategii handlowych i planowania średnioterminowego. GK PGE stosuje zasady dotyczące strategii zabezpieczania kluczowych ekspozycji w obszarze obrotu energią elektryczną i produktami powiązаныmi odpowiadające apetytowi na ryzyko w horyzoncie średnioterminowym. Poziom zabezpieczenia pozycji ustalany jest z uwzględnieniem wyników pomiaru ryzyka cen energii elektrycznej i produktów powiązanych. Docelowe poziomy zabezpieczenia określone są z uwzględnieniem sytuacji finansowej Grupy, w szczególności biorąc pod uwagę założone cele wynikające z przyjętej strategii.

Grupa PGE bada, monitoruje oraz analizuje rynki energii elektrycznej i produktów powiązanych w celu optymalnego wykorzystania możliwości wytwórczych i sprzedażowych.

Nowe produkty wprowadzane na rynek detaliczny są aktywnie promowane m.in. poprzez ogólnopolskie akcje marketingowe. Utrzymując rozbudowane portfolio produktowe i koncentrując działania na dopasowaniu ofert do rynku, Grupa dywersyfikuje kanały dotarcia do klientów końcowych oraz różnicuje grupy docelowe uwzględniając potencjał wolumenowy odbiorców. Działania mające na celu utrzymanie dotychczasowych klientów oparte są na modelu zdywersyfikowanego portfela ofert lojalizujących oraz działaniach o charakterze pozyskaniowym. W katalogu znajdują się również specjalne oferty dedykowane dla klientów uprzednio utraconych na rzecz konkurencji, a także oferty tzw. branżowe dedykowane dla konkretnych rodzajów działalności gospodarczej. GK PGE wprowadza również tzw. oferty łączone. W trosce o klientów szczególny nacisk skierowany jest na wysoką jakość obsługi poprzez budowanie kompetencji wśród pracowników oraz kształtowanie relacji w obszarze klientów biznesowych i indywidualnych. Dzięki wdrażaniu narzędzi wspomagających te procesy Grupa efektywnie zarządza strumieniami informacji, co przekłada się bezpośrednio na komfort w relacjach z klientami oraz lepsze planowanie i organizację samej sprzedaży.

Ryzyka operacyjne

Oddziaływanie: Sfera kosztowa
Działania: Wyniki Grupy PGE są w sposób istotny uzależnione od ponoszonych kosztów w ramach prowadzonej działalności. Grupa optymalizuje je m.in. poprzez monitorowanie cen i stanu zapasów paliw oraz zabezpieczenie ich dostaw w postaci długoterminowych kontraktów z dostawcami oraz formuł ustalania cen. Przeglądy, remonty i modernizacje posiadanego majątku optymalizują czas życia urządzeń i wymaganą dyspozycyjność kluczowych składników. Na poziom kosztów ma wpływ zapewnienie częściowo bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂ i zakup brakujących uprawnień przy założeniu zabezpieczania poziomu marży na sprzedaży. Prowadzony jest również intensywny i skuteczny dialog w celu uniknięcia eskalacji ewentualnych sporów ze stroną społeczną oraz wypracowania jak najkorzystniejszych rozwiązań w obszarze zatrudnienia i związanych z tym kosztów w ramach GK PGE.

Ryzyka majątkowe

Oddziaływanie: Sfera aktywów
Działania: Grupa PGE aktywnie realizuje strategię rozwoju i unowocześniania swoich mocy wytwórczych. Dywersyfikuje dotychczasową strukturę źródeł produkcyjnych z uwagi na technologię generacji energii. Aktualnie GK PGE prowadzi dwie kluczowe inwestycje (Opole, Turów), szereg inwestycji sieciowych, a także realizuje przedsięwzięcia modernizacyjno - odtworzeniowe. Na bieżąco prowadzone są prace eksploatacyjne i remontowe. Na wypadek awarii oraz szkód w majątku zostały ubezpieczone najważniejsze aktywa wytwórcze. Systematycznie poprawiana jest niezawodność dostaw energii do odbiorców końcowych.

Ryzyka regulacyjno – prawne

Oddziaływanie: Sfera zapewnienia zgodności z regulacjami
Działania: Działalność Grupy PGE podlega licznym przepisom i regulacjom krajowym oraz międzynarodowym. Monitoring wprowadzanych i proponowanych zmian prawnych zapewnia, że działalność prowadzona w podstawowych segmentach biznesowych odbywa się zgodnie z przepisami oraz, że GK PGE dysponuje rozwiązaniami uwzględniającymi ewentualne zmiany w otoczeniu prawnym. PGE S.A. jest jednym z członków Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej, który otworzył swoje biuro w Brukseli. Poprzez działania Komitetu aktywnie wpływa na działania w procedowaniu i kształtowaniu unijnych przepisów, a także prowadzi dialog z instytucjami UE. Grupa dostosowuje regulacje wewnętrzne oraz praktyki postępowania tak, aby prowadzona działalność była zgodna z regulacjami branżowymi i obowiązującymi przepisami. Wydobycie paliw kopalnych, produkcja oraz dystrybucja energii elektrycznej i ciepła wiąże się z ingerencją w środowisko, dlatego Grupa ciągle udoskonala działania na rzecz ochrony i poprawy stanu środowiska wdrażając rozwiązania technologiczne i organizacyjne zapewniające sprawne i efektywne zarządzanie tym obszarem.

Ryzyka finansowe

Oddziaływanie: Sfera gospodarki finansowej
Działania: Grupa PGE kontroluje ryzyko kredytowe związane z transakcjami handlowymi. Przed zawarciem transakcji przeprowadzana jest ocena scoringowa kontrahenta, w oparciu o którą ustalany jest limit kredytowy, który jest regularnie aktualizowany i monitorowany. Ekspozycje przekraczające ustalone limity są zabezpieczane zgodnie z obowiązującą w Grupie Polityką zarządzania ryzykiem kredytowym. W Grupie PGE obowiązuje centralny model finansowania, zgodnie z którym co do zasady finansowanie zewnętrzne pozyskiwane jest przez PGE S.A. Spółki zależne w Grupie korzystają z różnych źródeł finansowania wewnątrzgrupowego, a ryzyko utraty płynności monitorowane jest przy pomocy narzędzi okresowego planowania w zakresie prowadzonej działalności operacyjnej, inwestycyjnej i finansowej. W zakresie ryzyka walutowego i stopy procentowej Grupa PGE przyjęła wewnętrzne zasady zarządzania tymi ryzykami. Spółki z Grupy PGE zawierają transakcje pochodne w zakresie instrumentów opartych o stopę procentową i/lub walutę (IRS, CCIRS) wyłącznie w celu zabezpieczenia zidentyfikowanej ekspozycji na ryzyka.

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

5.1. 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.

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

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

5.3. Wypowiedzenie umów na zakup praw majątkowych przez Enea S.A.

Wypowiedzenie umów na zakup praw majątkowych przez Enea S.A. zostało omówione w nocie nr 19.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

5.4. 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.

5.5. Opis znaczących umów

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

5.6. Zmiany w składzie Zarządu i Rady Nadzorczej

Zmiany w Zarządzie w I półroczu 2017 roku

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;
- Pani Marty Gajęckiej, Wiceprezes ds. Rozwoju Rynku i Relacji Międzynarodowych;
- Pana Bolesława Jankowskiego, Wiceprezesa Zarządu ds. Handlu;
- Pana Marka Pastuszko, Wiceprezesa Zarządu ds. Korporacyjnych;
- Pana Pawła Śliwy, 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 Śliwy i powierzeniu mu funkcję 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.

Na dzień 30 czerwca 2017 roku Zarząd funkcjonował w następującym składzie:

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

20 czerwca 2017 roku Pan Bolesław Jankowski złożył rezygnację z funkcji Wiceprezesa Zarządu PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. ds. Międzynarodowych z dniem 1 lipca 2017 roku.

Na dzień publikacji niniejszego sprawozdania Zarząd funkcjonował w następującym składzie:

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

Zmiany w składzie Rady Nadzorczej

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

26 czerwca 2017 roku Skarb Państwa reprezentowany przez Ministra Energii, w drodze pisemnego oświadczenia składanego Zarządowi Spółki, odwołał ze składu Rady Nadzorczej Pana Radosława Osińskiego. Natomiast 27 czerwca 2017 roku Pan Radosław Osiński został powołany przez Zwyczajne Walne Zgromadzenie do pełnienia funkcji Członka Rady Nadzorczej.

Na dzień 30 czerwca 2017 roku oraz na dzień publikacji niniejszego sprawozdania Rada Nadzorcza funkcjonowała w następującym składzie:

Imię i nazwisko członka Rady Nadzorczej	Pełniona funkcja
Anna Kowalik	Przewodnicząca Rady Nadzorczej
Witold Kozłowski	Członek 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
Radosław Osiński	Członek Rady Nadzorczej - członek zależny
Mieczysław Sawaryn	Członek Rady Nadzorczej - członek niezależny
Artur Składanek	Członek Rady Nadzorczej - członek niezależny

Na dzień 30 czerwca 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.	
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. do 26.06.2017 r. Przewodniczący od 25.10.2016 r. do 26.06.2017 r.	Członek od 13.09.2016 r. do 26.06.2017 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.	

5.7. 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.

5.8. Kwestie prawne

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

Informacje dotyczące pozwów o stwierdzenie nieważności uchwał Walnych Zgromadzeń PGE S.A. zostały omówione w nocie 19.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

5.8.2. Kwestia odszkodowania dotyczącego konwersji akcji

Informacje w sprawie odszkodowań dotyczących konwersji akcji zostały omówione w nocie 19.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

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

Na dzień 30 czerwca 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 postępowań arbitrażowych oraz organami administracji publicznej zostały omówione w nocie nr 19.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

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

W ramach Grupy w I półroczu 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.

5.11. 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 oraz w nocie nr 18.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

5.12. 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 EJ 1”, „EJ 1”), PGE S.A. posiada 70% w kapitale zakładowym PGE EJ 1, a każdy z Partnerów Biznesowych po 10% w kapitale zakładowym PGE EJ 1.

Zgodnie z Umową Wspólników, zawartą 3 września 2014 roku, Strony zobowiązały się wspólnie, w proporcji do posiadanych udziałów, sfinansować działania w ramach fazy wstępnej Programu (Etap rozwoju). Środki na realizację Programu wnoszone są do PGE EJ 1 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 do końca 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 EJ 1 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 III 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 prac związanych z przygotowaniem specyfikacji dla studium korytarza wyprowadzenia mocy oraz prac dot. punktu przyłączenia do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

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

W III kwartale 2017 roku planowane jest podpisanie i realizacja kolejnych umów w ramach PWRGL w celu umacniania 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 półroczu 2017 roku PGE S.A. uczestniczyło w konsultacjach społecznych dotyczących projektu ustawy o zmianie ustawy Prawo atomowe, projektu ustawy - Kodeks urbanistyczno-budowlany oraz projektu ustawy - Prawo wodne.

Odszkodowania od WorleyParsons

W 2013 roku spółka PGE 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 około 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 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 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. Postanowieniem z 15 maja 2017 roku Sąd Okręgowy w Warszawie wyznaczył termin posiedzenia na 13 września 2017 roku, natomiast termin na ustosunkowanie się do pisma WorleyParsons rozszerzającego powództwo nie został jeszcze wyznaczony.

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

Ponadto 20 maja 2016 roku EJ 1 złożyła do Sądu Rejonowego dla m.st. Warszawy w Warszawie wniosek o zawezwanie WorleyParsons do próby ugodowej w zakresie roszczeń EJ 1 w kwocie 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. Na posiedzeniu 8 czerwca 2017 roku Sąd stwierdził brak doręczenia odpisu wniosku amerykańskiemu spółkom WorleyParsons, w związku z czym odroczył posiedzenie bez terminu. 3 lipca 2017

roku pełnomocnik spółki otrzymał informację, że odpis wniosku został doręczony spółkom amerykańskim, w związku z czym należy spodziewać się wyznaczenia nowego terminu posiedzenia.

5.13. 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.

5.14. Podział zysków 2016 roku

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

6. Transakcje z podmiotami powiązаныmi

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

7. Publikacja prognoz finansowych

PGE S.A. nie publikowała prognoz wyników finansowych.

8. Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych

8.1.1. 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.

Akcyonariusz	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%

8.1.2. 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 I półrocze 2017 roku posiadały następującą liczbę akcji:

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

Akcyonariusz	Liczba akcji na dzień publikacji raportu za I kwartał 2017 roku (tj. 11.05.2017 r.) (szt.)	Zmiana liczby posiadanych akcji (szt.)	Liczba akcji na dzień przekazania raportu półrocznego (tj. 08.08.2017 r.) (szt.)	Wartość nominalna akcji na dzień przekazania raportu półrocznego (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.

Tabela: Akcje i udziały w jednostkach powiązanych z PGE S.A. posiadane i zarządzane bezpośrednio przez osoby zarządzające i nadzorujące Spółkę.

Akcyonariusz	Liczba akcji na dzień publikacji raportu za I kwartał 2017 roku (tj. 11.05.2017 r.) (szt.)	Zmiana liczby posiadanych akcji (szt.)	Liczba akcji na dzień przekazania raportu półrocznego (tj. 08.08.2017 r.) (szt.)	Wartość nominalna akcji na dzień przekazania raportu półrocznego (PLN)
Zarząd	-	-	-	-
Rada Nadzorcza	200	-199	1	2,00
Jarosław Głowacki *	200	- 199	1	2,00

*akcje spółki Polimex – Mostostal S.A.

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

9. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe

9.1. Otoczenie makroekonomiczne

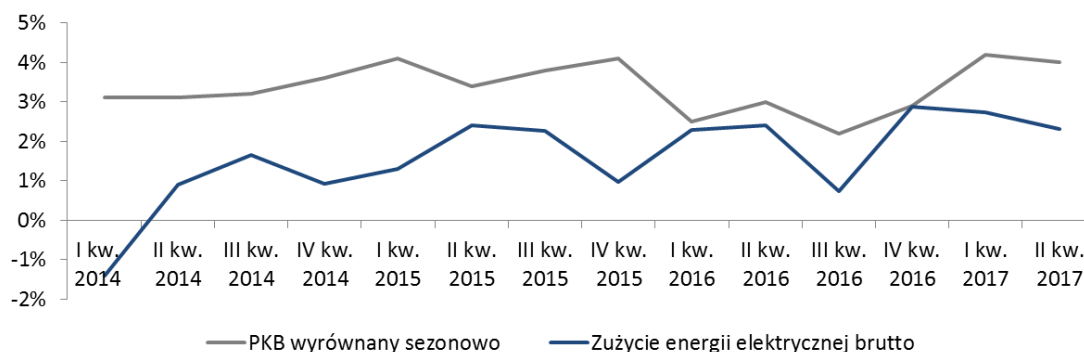
Głównym obszarem działalności Grupy PGE jest rynek polski, a krajowa sytuacja makroekonomiczna w istotny sposób oddziałuje na wyniki Grupy. Jednocześnie kondycja polskiej gospodarki pozostaje w dużym stopniu powiązana z koniunkturą w Unii Europejskiej i na rynkach międzynarodowych. Na wyniki finansowe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

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

W I półroczu 2017 roku odnotowano wzrost zużycia energii elektrycznej brutto o 2,3% w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego. Wzrost był wyższy niż przed rokiem, kiedy to zużycie energii wzrosło o 2,2% w porównaniu z analogicznym okresem w 2015 roku.

Tendencje gospodarcze w I półroczu 2017 roku pozostały ogólnie pozytywne. Mediana prognoz instytucji finansowych dla PKB w I połowie 2017 roku wskazuje na wzrost o 3,8% w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego.

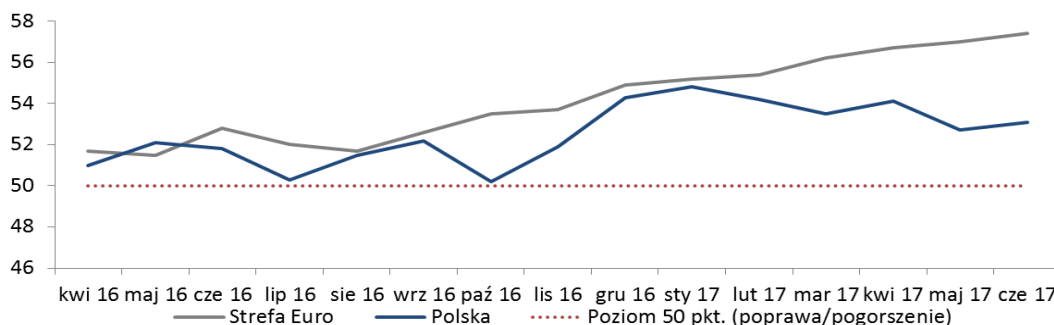
Rysunek: Dynamika PKB wyrównanego sezonowo i krajowego zużycia energii elektrycznej brutto.



Źródło: Prognozy PKB instytucji finansowych według ankiety GUS, PSE

Wzrostowi gospodarstwu 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 połowie 2016 roku średnio 52,1 pkt, a w I połowie 2017 roku średnio 53,7 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 połowie 2016 roku osiągnął średnio 51,9 pkt, a w analogicznym okresie 2017 roku średnio 56,3 pkt.

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



Źródło: Markit Economics

Korzystne zjawiska w polskim przemyśle potwierdzone są również przez wskaźnik dynamiki produkcji przemysłowej ogółem. W I półroczu 2017 roku zanotowano wzrost na poziomie 4,2% r/r wobec 5,7% w analogicznym okresie poprzedniego roku. Zmiana była spowodowana niższym wzrostem dynamiki przetwórstwa przemysłowego (6,2% r/r

w I półroczu 2017 roku wobec 7,3% w analogicznym okresie 2016 roku). Wzrosła jednocześnie wartość produkcji w całym sektorze energetycznym 3,8% r/r w I półroczu 2017 roku wobec -3,8% w analogicznym okresie poprzedniego roku). Wartość produkcji przemysłowej zależy od ilości wyprodukowanych dóbr i poziomu cen. Wskaźnik cen producenta („PPI”) w I półroczu 2017 roku wyniósł 3,6% w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego. Wskaźnik CPI na koniec czerwca wyniósł 1,5% r/r.

Tabela: Kluczowe wskaźniki ekonomiczne związane z polską gospodarką.

Kluczowe wskaźniki (zmiana % r/r)	I półrocze 2017	I półrocze 2016
Produkt Krajowy Brutto ¹	3,8	3,0
Wskaźnik cen konsumenta (CPI) ²	1,5	-0,8
Wskaźnik cen produkcji sprzedanej przemysłu (PPI) ³	3,6	-1,1
Dynamika produkcji przemysłowej ogółem ³	4,2	5,7
Dynamika produkcji przemysłowej – przetwórstwo przemysłowe ³	6,2	7,3
Dynamika produkcji przemysłowej – sektor energetyczny ³	3,8	-3,8
Dynamika krajowego zużycia energii elektrycznej brutto ⁴	2,3	2,2
Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto (TWh) ⁴	83,5	81,6
EUR/PLN ⁵	4,27	4,37

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

9.2. Otoczenie regulacyjne

Otoczenie regulacyjne

Krajowe

- prace nad Krajowym Planem Działań dotyczącym efektywności energetycznej dla Polski 2017, 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)
- wprowadzenie mechanizmu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji
- zmiana zasad uzyskiwania świadectw 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
- prace nad ustawą o elektromobilności, która ma ułatwić powstanie infrastruktury do ładowania pojazdów elektrycznych

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, sposób redystrybucji bezpłatnego przydziału uprawnień do emisji. Obecnie trwają ostateczne uzgodnienia stanowisk Komisji Europejskiej, Parlamentu Europejskiego oraz Rady w ramach tzw. „trilogów”
 - 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 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”) – Konkluzje BAT oczekują na akceptację Kolegium Komisarzy i przetłumaczenie na języki urzędowe UE, po czym nastąpi ich oficjalna publikacja. 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

9.2.1. Ceny energii elektrycznej

Rynek krajowy - Ceny

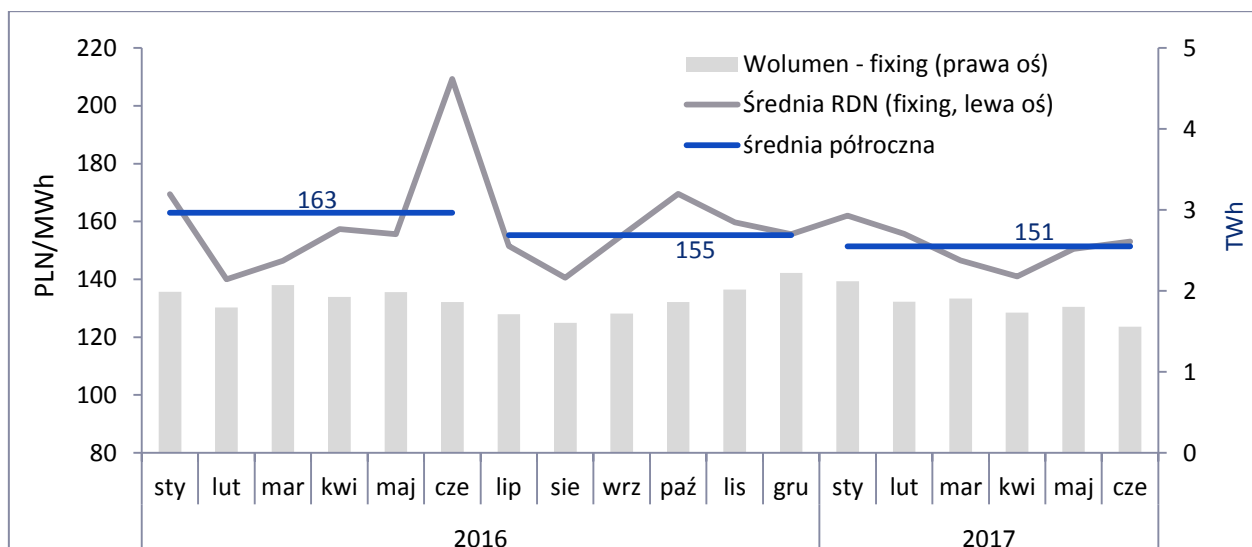
Rynek Dnia Następnego

W I półroczu 2017 roku średnia cena energii na Rynku Dnia Następnego („RDN”)¹ wyniosła 151 PLN/MWh i była niższa o 7% od notowanej w I półroczu poprzedniego roku średniej ceny 163 PLN/MWh. Wyniki I półrocza zdeterminowane zostały głównie przez sytuację na rynku w II kwartale, kiedy to średnia cena RDN wyniosła 148 PLN/MWh i była niższa o 15% w ujęciu r/r (w I kwartale poziom cen był zbliżony r/r).

- Do spadków notowań cen energii elektrycznej na RDN w II kwartale 2017 roku przyczynił się wzrost generacji wiatrowej – podaż energii z tej technologii w II kwartale 2017 roku wzrosła aż o 1,0 TWh, czyli o 47% r/r.
- Spadki notowań na RDN w II kwartale 2017 roku wynikają także z tzw. efektu wysokiej bazy roku ubiegłego. Zjawisko to było szczególnie zauważalne w czerwcu 2016 roku, kiedy to wysokie ceny związane były ze zmianami w strukturze podaży i mniejszej dyspozycyjności jednostek opalanych węglem brunatnym. W konsekwencji nastąpił wzrost produkcji w jednostkach o wyższym koszcie zmiennym, a tym samym ukształtowanie się ceny rynkowej na wyższym poziomie. W II kwartale 2017 roku ubytki remontowe w jednostkach opalanych węglem brunatnym były o 1/3 mniejsze r/r, przyczyniając się do spadku cen energii.
- Kolejnym czynnikiem, który przyczynił się do spadków cen spot (r/r) była niższa o 18% cena uprawnień do emisji CO₂, która w II kwartale 2017 roku wyniosła średnio 4,79 EUR za tonę, wobec poziomu 5,81 EUR notowanego przed rokiem, wsparta dodatkowo przez aprecjację złotego (kurs EUR w II kwartale 2017 roku wynosił 4,22 PLN wobec 4,37 przed rokiem).
- Nieznaczną przeciwwagą dla wyżej wymienionych czynników były notowania cen węgla – średni poziom Polskiego Indeksu Rynku Węgla Energetycznego (PSCMI1) w II kwartale 2017 roku wzrósł o 2,6% do 9,1 PLN/GJ wobec notowanego w analogicznym okresie poziomu 8,9 PLN/GJ.

¹ Statystyka wyliczona dla danych z Fixingu

Rysunek: Miesięczne notowania na Rynku Dnia Następnego w latach 2016–2017 (TGE)*



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

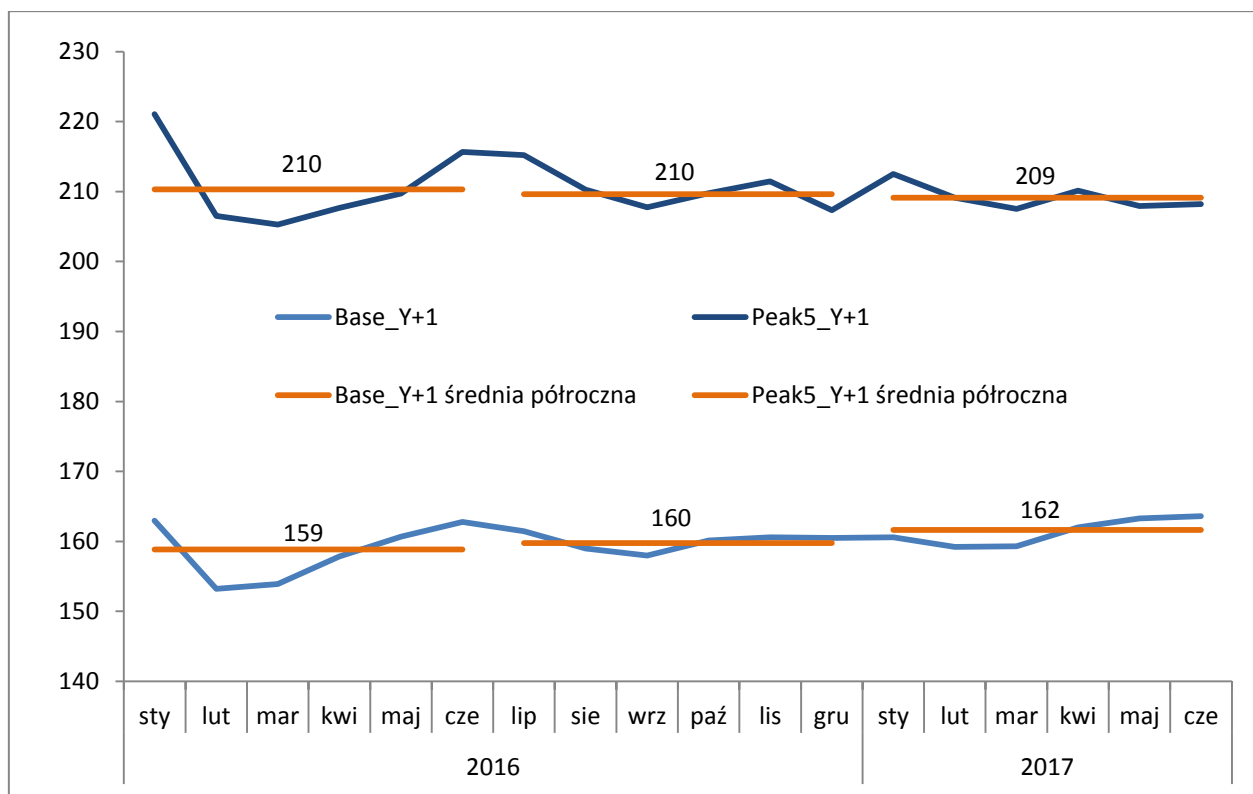
Rynek Transakcji Terminowych

Średnia cena kontraktów typu pasmo roczne („BASE_Y-18”) wyniosła w II kwartale 2017 roku 163 PLN/MWh, w analogicznym okresie ubiegłego roku kontrakt „BASE_Y-17” kosztował średnio 161 PLN/MWh (wzrost 2% r/r). Wolumen obrotu w kontraktach BASE_Y-18 odnotowany w II kwartale 2017 roku wyniósł 10,0 TWh – jest to wynik o 10% niższy od wolumenu obrotu na kontrakcie BASE_Y-17 odnotowanego w II kwartale 2016 roku. Średnia cena kontraktów szczytowych („PEAK5_Y-18”) w I kwartale 2017 roku wyniosła 209 PLN/MWh, w analogicznym okresie ubiegłego roku cena kontraktu („PEAK5_Y-17”) kształtowała się na poziomie 211 PLN/MWh(-1% r/r). Wolumen obrotu w kontraktach PEAK5_Y-18 w II kwartale 2017 roku wyniósł 1,0 TWh – jest to wynik o 9% niższy od wolumenu obrotu na kontrakcie PEAK5_Y-17 odnotowanego w II kwartale 2016 roku.

W całym I półroczu 2017 roku średnia cena kontraktów typu pasmo roczne („BASE_Y-18”) wyniosła 162 PLN/MWh i była wyższa o 2% od notowań kontraktu „BASE_Y-17” w I półroczu 2016 roku (159 PLN/MWh). Wzrost cen na rynku terminowym był negatywnie skorelowany z trendem na rynku spot (opisanym w poprzednim paragrafie). Zjawisko to tłumaczyć można specyfiką rynku spot, który jest bardziej podatny na wydarzenia o charakterze doraźnym (pogoda, awarie) i charakteryzuje się większą zmiennością (przykład: nietypowy czerwiec 2016 roku i jego wpływ na statystyki RDN). Natomiast na rynku terminowym wyceniany jest zestaw czynników fundamentalnych, które na rok do przodu cechuje względna stabilność (zmienności charakterystyczne dla rynku spot w dłuższym okresie rozkładają się równomiernie na wszystkie dni pokrywane przez dany instrument terminowy).

Wolumen obrotu w kontraktach BASE_Y-18 odnotowany w I półroczu 2017 roku wyniósł 17,0 TWh – jest to wynik o 22% niższy od wolumenu obrotu na kontrakcie BASE_Y-17 odnotowanego w I półroczu 2016 roku. Średnia cena kontraktów szczytowych („PEAK5_Y-18”) w I półroczu 2017 roku kształtowała się na poziomie 209 PLN/MWh, co oznacza 1% spadek względem I półroczu 2016 roku, kiedy średnia cena analogicznego kontraktu („PEAK5_Y-17”) wynosiła 210 PLN/MWh. Wolumen obrotu w kontraktach PEAK5_Y-18 w I półroczu 2017 roku wyniósł 1,7 TWh – jest to wynik o 26% niższy od wolumenu obrotu na kontrakcie PEAK5_Y-17 odnotowanego w I półroczu 2016 roku.

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



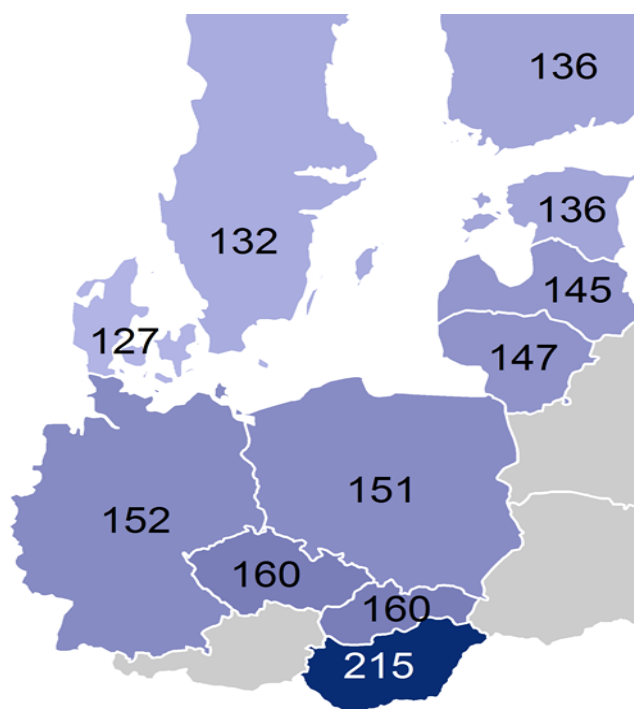
*Średniomiesięczny poziom indeksów dla kontraktów terminowych na rok następnny (Y+1), typu pasmo i szczyt, obliczony w oparciu o notowania godzinowe, ważony wolumenem obrotu.

Rynek międzynarodowy

Rynek hurtowy (porównanie rynków dnia następnego)

W I półroczu 2017 roku różnice w cenach energii między Polską a krajami ościennymi były mniejsze niż w ubiegłym roku. Równoległe do opisanych wyżej spadków cen energii w Polsce (RDN), średnie ceny na kluczowych rynkach ościennych wzrastały: w Szwecji o 18% r/r, w Niemczech o 39% r/r, w Czechach o 37% r/r. W I połowie ubiegłego roku ceny energii w tych trzech krajach były niższe o około 50 PLN/MWh niż w Polsce, natomiast w I półroczu 2017 roku rozpiętość cen między rynkiem szwedzkim a polskim zmniejszyła się do 19 PLN/MWh, ceny na rynku niemieckim i polskim były bardzo podobne a ceny na rynku czeskim były wyższe niż w Polsce o około 9 PLN/MWh. Na poniższej mapie regionu zaobserwować można ogólną prawidłowość w rozkładzie cen (taniej na północy, drożej na południu), która znajduje odzwierciedlenie w kierunku wymiany transgranicznej.

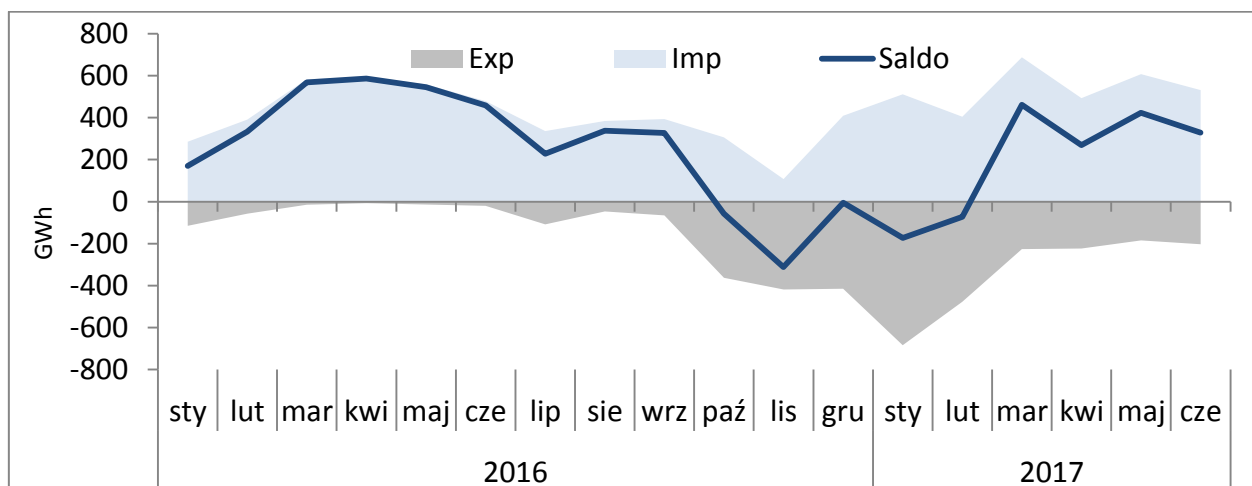
Rysunek: Porównanie średnich cen energii elektrycznej na rynku polskim oraz rynkach ościennych w I półroczu 2017 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,27 PLN).



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

Wymiana handlowa

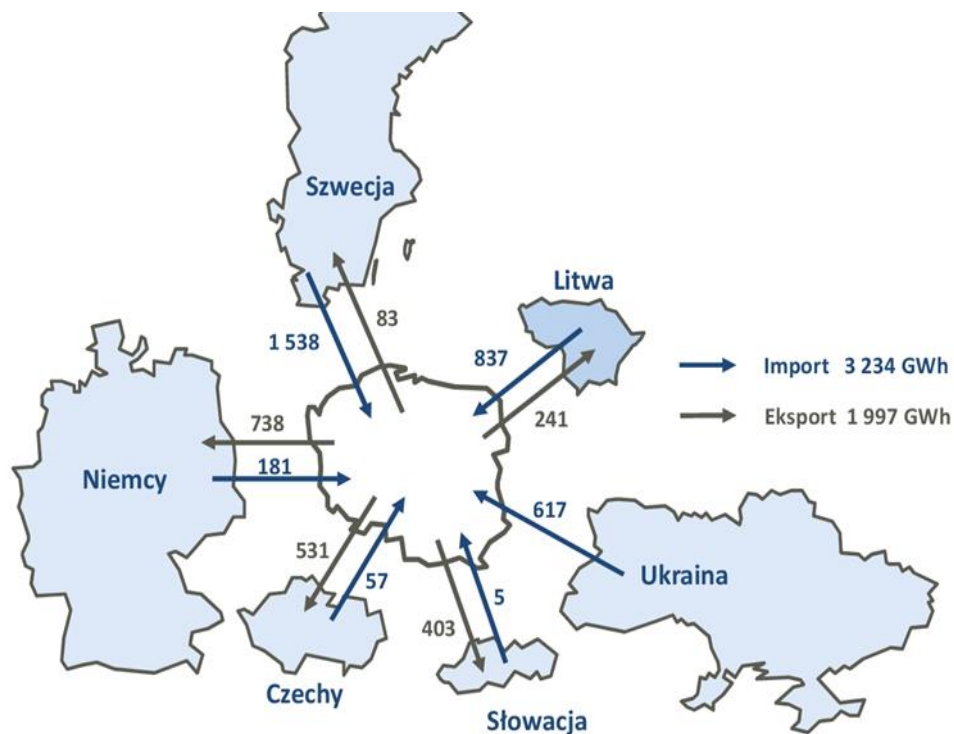
Rysunek: Miesięczne handlowe wolumeny importu, eksportu oraz saldo wymiany zagranicznej w latach 2016-2017.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE.

Kierunek wymiany handlowej jest ściśle zależny od aktualnej relacji cen (która fluktuuje z każdą godziną) tj., gdy ceny w Polsce są wyższe od cen za granicą, skutkuje to importem energii. W I półroczu 2017 roku Polska była importerem netto. Saldo wymiany handlowej wyniosło 1,23 TWh, złożył się na to import 3,23 TWh oraz eksport 2,00 TWh. O ile w I kwartale 2017 roku import i eksport były porównywalne (1,60 TWh vs. 1,39 TWh), o tyle II kwartał był już pod wpływem importu (1,63 TWh vs. 0,61 TWh). Wzrost importu netto (w II kwartale w porównaniu do I kwartału) ma związek z czynnikiem pogodowym. Polska energetyka, oparta w większości na wytwarzaniu konwencjonalnym, cechuje się mniejszą sezonowością w stosunku do hydroelektrowni w krajach ościennych. Odwilż w Alpach uwolniła wolumeny produkcji w elektrowniach wodnych (oblodzonych w trakcie zimy). W II kwartale 2017 roku polski rynek utracił obserwowaną w I kwartale przewagę cenową względem południowych sąsiadów (średnie ceny spot w Niemczech i Czechach spadły k/k o 30% i 25%, w tym samym okresie ceny w Polsce spadły o 5% k/k).

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



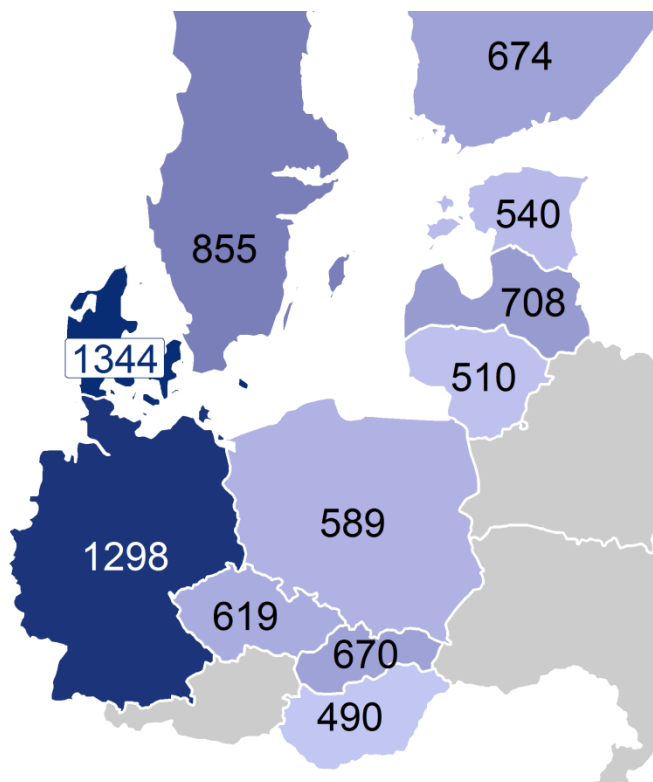
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE.

Rynek detaliczny

Zróżnicowanie 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%.

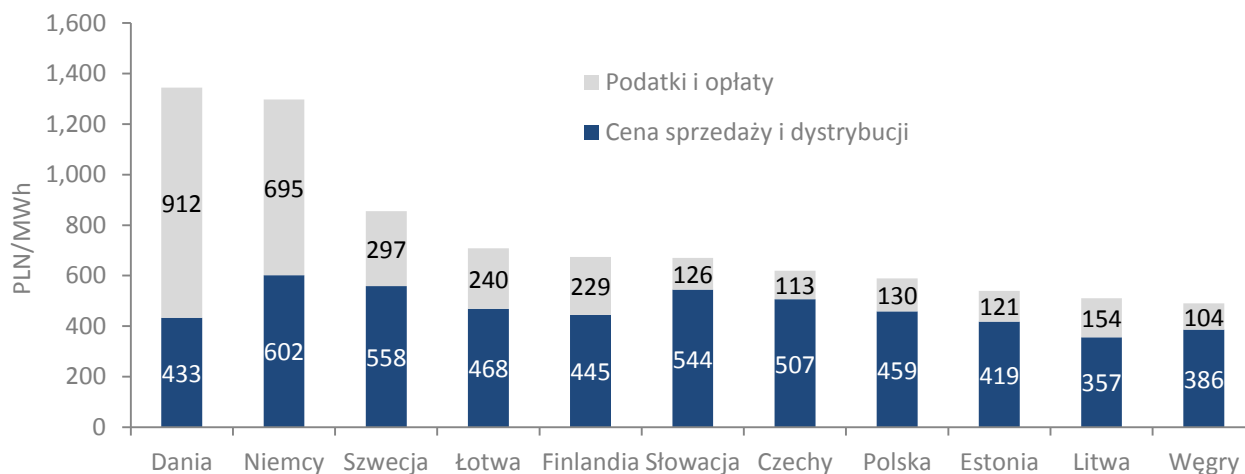
² Dane Eurostat publikowane są w odstępach półrocznych.

Rysunek: Porównanie średnich cen energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w II półroczu 2016 roku (ceny w PLN/MWh).



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

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



Źródło: : Opracowanie własne na podstawie danych PSE.

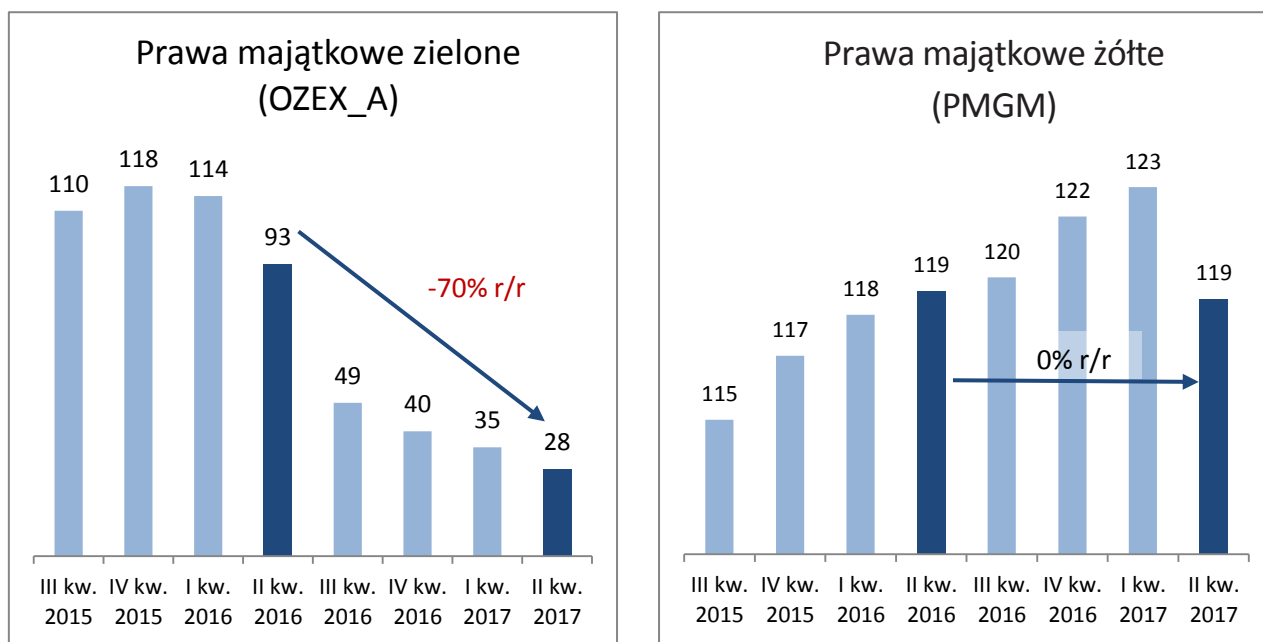
9.2.2. Ceny praw majątkowych

W II kwartale 2017 roku średnia cena zielonych certyfikatów (PMOZE) osiągnęła poziom 28 PLN/MWh i była o 70% niższa w ujęciu r/r (indeks OZEX_A). 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 rok pozostaje na poziomie zeszlatorocznym: 300,03 PLN/MWh.

Średnia cena certyfikatu PMOZE-BIO w II kwartale 2017 roku wyniosła 389 PLN/MWh (cena przewyższała opłatę zastępczą). W świetle obowiązujących przepisów ustawy OZE oraz interpretacji Prezesa URE nie można było wywiązać się z obowiązku umorzeń PMOZE-BIO za II półrocze 2016 roku poprzez wniesienie opłaty zastępczej – rozliczenie się przy pomocy opłaty zastępczej warunkowane było relacją wartości opłaty zastępczej do średnioważonej rocznej ceny prawa majątkowego. W projekcie nowelizacji Ustawy OZE znalazły się zapisy niwelujące napięcia na rynku certyfikatów biogazowych – jednak wpływ procesów legislacyjnych znalazł odzwierciedlenie w cenach PMOZE-BIO dopiero po zakończeniu II kwartału 2017 roku.

Średnia cena żółtych certyfikatów w II kwartale 2017 roku osiągnęła poziom 119 PLN/MWh i nie uległa zmianie w porównaniu ze średnią ceną w II kwartale ubiegłego roku (na wykresie widoczne jest przełamanie trendu – w poprzednich kwartałach ceny konsekwentnie rosły). W odniesieniu do 2016 roku, w bieżącym roku obowiązek umorzeń³ żółtych certyfikatów został podniesiony z 6% do 7% (wpływając na dodatkowy popyt), z drugiej strony nastąpił wzrost podaży energii wyprodukowanej w źródłach kogeneracyjnych opalanych gazem. 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.

³Obowiązek umorzeń dotyczy sprzedaży energii do klienta końcowego. Sprzedawca zobowiązany jest umorzyć określone przez regulatora ilości kolorowych certyfikatów (w odniesieniu do wolumenu sprzedanej energii).

9.2.3. 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.

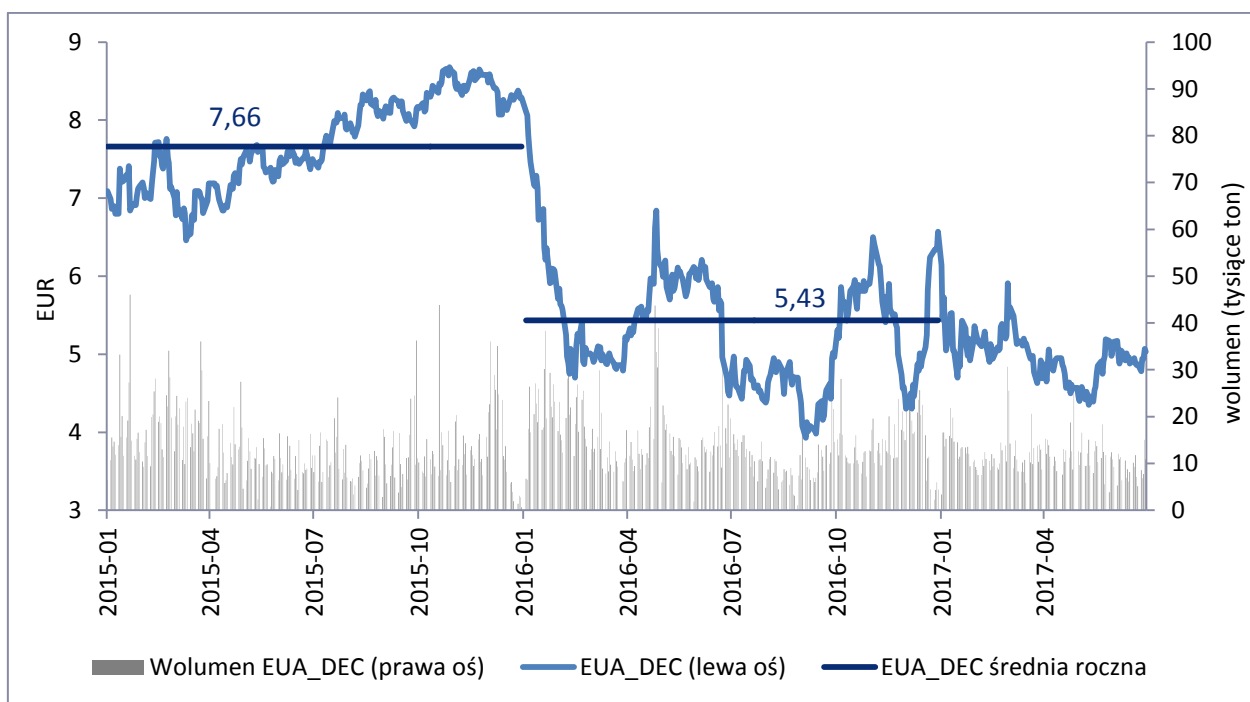
W I półroczu 2017 roku średnie ceny⁴ uprawnień do emisji EUA wyniosły 5,00 EUR/t i były niższe o 13% od analogicznego okresu w roku ubiegłym (5,76 EUR/t).

Jedną z przyczyn spadku notowań w stosunku do roku 2016 może być zakończenie trzyletniego okresu backloadingu, a co za tym idzie zwiększenie 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 3,4 mln ton.

Najwyższa cena – 6,14 EUR/t – wystąpiła w pierwszym notowaniu 2017 roku. Drugi wzrost cenowy – 5,91 EUR/t miał miejsce 1 marca 2017 roku i był spowodowany przyjęciem ambitnych poprawek do projektu dyrektywy EU ETS przez Radę ds. Środowiska.

Po jednorazowym wzroście, ceny rozpoczęły powolny spadek i osiągnęły najniższą wartość 4,35 EUR/t - 11 maja 2017 roku.

Rysunek: Ceny uprawnień do emisji CO₂.



Źródło: Bloomberg, opracowanie własne

W I półroczu 2017 roku ceny uprawnień do emisji EUA, w kontraktach terminowych na grudzień 2017 roku, kształtowały się w przedziale 4,35 - 6,14 EUR/t. W tym samym okresie jednostki CER, w kontraktach terminowych na grudzień 2017 roku, wyceniano na poziomie 0,20-0,29 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 średnie ważone wolumenem

9.2.4. 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 półroczu 2017 roku w porównaniu do przydziału uprawnień do emisji CO₂ na 2017 rok (w Mg).

Operator	Emisja CO ₂ w I półroczu 2017 roku*	Przydział uprawnień do emisji CO ₂ na 2017 rok**
Elektrownia Bełchatów	19 148 970	7 788 822
Elektrownia Turów	3 590 780	3 135 350
Elektrownia Opole	2 821 507	1 802 162
Zespół Elektrowni Dolna Odra	2 150 740	1 484 923
Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz	425 700	347 386
Elektrociepłownia Lublin Wrotków	295 537	202 222
Elektrociepłownia Gorzów	230 978	158 071
Elektrociepłownia Rzeszów	182 854	94 345
Elektrociepłownia Kielce	114 914	64 141
Elektrociepłownia Zgierz	104 094	26 016
RAZEM	29 066 074	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

9.2.5. 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. 31 lipca 2017 roku Prezes URE wydał decyzję dotyczącą ustalenia korekty rocznej kosztów osieroconych za 2016 rok. Zgodnie z decyzją Prezesa URE, wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych powstałych w jednostkach wytwórczych PGE GiEK S.A. za 2016 rok wynosi ok. (+)276 mln PLN.

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 końcowej kosztów osieroconych powinien się zakończyć do 31 sierpnia 2017 roku. W sytuacji braku kwestii spornych w powyższym procesie, wydanie decyzji przez Prezesa URE ostatecznie zakończy uczestnictwo wytwórców PGE GiEK S.A. w systemie rekompensat.

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

9.3. Rynki zaopatrzenia

9.3.1. Koszty zakupu paliw

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

Rodzaj paliwa	I półrocze 2017		I półrocze 2016	
	Ilość (w tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (w tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	2 446	546	2 338	504
Gaz (tys. m ³)	368 686	266	353 887	256
Biomasa	253	46	501	111
Olej opałowy (lekki i ciężki)	13	18	20	18
RAZEM		876		889

W I półroczu 2017 roku koszty zakupu głównych paliw od dostawców spoza Grupy wyniosły 876 mln PLN i były niższe o 13 mln PLN w porównaniu do wykonania w I półroczu 2016 roku. Największy wpływ na zmianę kosztów zakupu paliw w GK PGE miały przede wszystkim biomasa oraz węgiel kamienny.

Biomasa

- niższy wolumen zakupu o 50% (-55 mln PLN)
 - niższa średnia cena o 18% (-10 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 (por. pkt 3.2.1 niniejszego sprawozdania).

Węgiel kamienny

- wyższy wolumen zakupu o 5% (+23 mln PLN)
- Wyższy wolumen zakupu węgla kamiennego w I półroczu 2017 roku wynika z konieczności utrzymania wymaganych zapasów.
- wyższa średnia cena o 4% (+19 mln PLN)
- Wyższa cena węgla kamiennego w I półroczu 2017 roku wynika ze wzrostu cen tego surowca na krajowym i międzynarodowym rynku, co przekłada się bezpośrednio na wyższe ceny umowne.

Gaz

- wyższy wolumen zakupu o 4% (+10 mln PLN)
- Wyższy wolumen zużycia gazu związany jest ze wzrostem produkcji w elektrociepłowniach gazowych (por. pkt 3.2.1 niniejszego sprawozdania).

Olej opałowy

- niższy wolumen zakupu o 35% (-6 mln PLN)
- Niższy wolumen zakupu oleju opałowego w I półroczu 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 54% (+6mln PLN)
- Na znaczne zwiększenie średniej ceny zakupu oleju opałowego miał wpływ wzrost cen ropy naftowej i produktów rafineryjnych na świecie.

W I półroczu 2017 roku około 72% 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 analogicznym okresie w 2016 roku wskaźnik produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego wyniósł 66%.

9.3.2. 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 przerwy;
- 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 półroczu 2016 roku.

10. Oświadczenia Zarządu

10.1. Oświadczenie w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego

Wedle najlepszej wiedzy Zarządu PGE S.A., półroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe, zawierające półroczną jednostkową informację finansową 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.

10.2. Oświadczenie w sprawie podmiotu uprawnionego do badania sprawozdania finansowego

Zarząd PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. oświadcza, że podmiot uprawniony do badania sprawozdań finansowych, dokonujący przeglądu śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego, zawierającego półroczną jednostkową informację finansową, został wybrany zgodnie z przepisami prawa. Podmiot ten oraz biegli rewidenci, dokonujący tego przeglądu, spełniali warunki do wydania bezstronnego i niezależnego raportu z przeglądu, zgodnie z obowiązującymi przepisami i normami zawodowymi.

11. 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 8 sierpnia 2017 roku.

Warszawa, 8 sierpnia 2017 roku

Podpisy członków Zarządu PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

Prezes Zarządu Henryk Baranowski

Wiceprezes Zarządu Wojciech Kowalczyk

Wiceprezes Zarządu Marek Pastuszko

Wiceprezes Zarządu Paweł Śliwa

Wiceprezes Zarządu Ryszard Wasilek

Wiceprezes Zarządu Emil Wojtowicz

Słowniczek

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
Dyrektywa MIFID II	akt prawny dotyczący rynku instrumentów finansowych, mający zastosowanie zarówno do podmiotów z sektora finansowego (banki) jak i przedsiębiorstw niebędących firmami związanymi z rynkiem finansowym (np.: przedsiębiorstwa energetyczne)
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, $1 \text{ kWh} = 3.600.000 \text{ J} = 3,6 \text{ MJ}$
LB	Linie Biznesowe
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
NCBiR	Narodowe Centrum Badań i Rozwoju
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
SNCR	(ang. selective non-catalytic reduction) selektywna redukcja niekatalityczna – technologia oczyszczania spalin

Szczyt	szczyt (Peak, peakload), standardowy produkt na rynku energii elektrycznej, dostawa o stałej mocy realizowana od poniedziałku do piątku w każdej godzinie pomiędzy 07:00-22:00 (15 godzin standard dla rynku polskiego) lub 08:00-20:00 (12 godzin standard dla rynku niemieckiego) danego okresu, np. tygodnia, miesiąca, kwartału lub roku
Świadectwo pochodzenia z energii odnawialnej	dokument potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w OZE, wydawany przez Prezesa URE, tzw. zielony certyfikat
Świadectwo pochodzenia z kogeneracji	dokument potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, wydawany przez Prezesa URE, tzw. czerwone certyfikaty (dla energii wytworzonej w kogeneracji z ciepłem) i żółte certyfikaty (dla energii wytworzonej w kogeneracji z gazem)
Taryfa	zbiór cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania, opracowany przez przedsiębiorstwo energetyczne i wprowadzany jako obowiązujący dla określonych w nim odbiorców w trybie określonym ustawą
TFS	Tradition Financial Services, platforma obrotu energią elektryczną przeznaczona do zawierania różnego rodzaju transakcji, kupna oraz sprzedaży energii konwencjonalnej, praw majątkowych, energii odnawialnej oraz uprawnień do emisji CO ₂
TGE	Towarowa Giełda Energii S.A., giełda towarowa na której przedmiotem obrotu może być energia elektryczna, paliwa ciekłe lub gazowe, gaz wydobywczy, wielkość emisji zanieczyszczeń oraz prawa majątkowe, których cena zależy bezpośrednio lub pośrednio od energii elektrycznej, paliw ciekłych lub gazowych i wielkości emisji zanieczyszczeń, dopuszczone do obrotu na giełdzie
TPA	Third Party Access, zasada polegająca na udostępnieniu przez właściciela bądź operatora infrastruktury sieciowej stronom trzecim w celu dostarczenia towarów/usług klientom strony trzeciej
TWh	terawatogodzina, jednostka wielokrotna jednostki energii elektrycznej w układzie SI - 1 TWh to 10 ⁹ kWh
URE	Urząd Regulacji Energetyki
Ustawa KDT	ustawa z dnia 29 czerwca 2007 roku o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. Nr 130 poz. 905 z 2007 roku)
V (wolt)	jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI, $1 V = 1J/1C = (1 kg \times m^2) / (A \times s^3)$
W (wat)	jednostka mocy w układzie SI, $1 W = 1J/1s = 1 kg \times m^2 \times s^{-3}$
WRA	wartość regulacyjna aktywów
Współspalanie	wytwarzanie energii elektrycznej lub ciepła w oparciu o proces wspólnego, jednoczesnego, przeprowadzanego w jednym urządzeniu spalania biomasy lub biogazu z innymi paliwami; część energii wyprodukowanej w powyższy sposób może być uznana za energię wytworzoną w odnawialnym źródle energii
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