

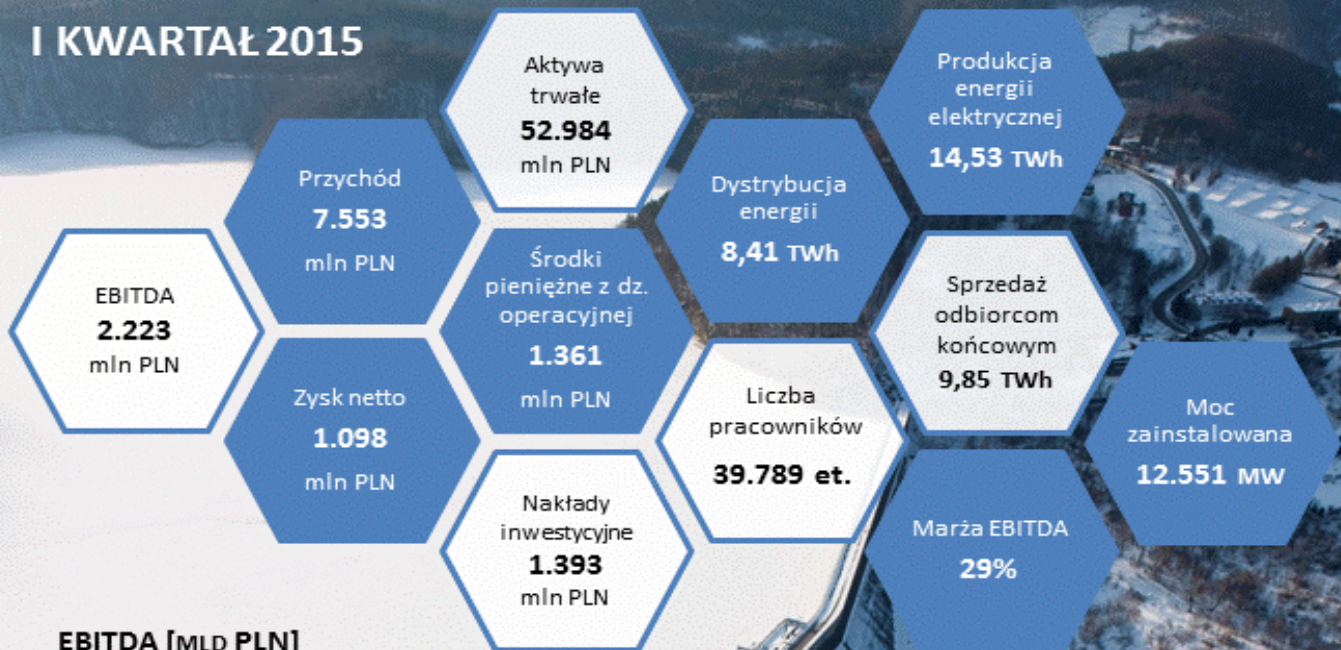
**Sprawozdanie Zarządu z działalności
Grupy Kapitałowej
PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
za okres 3 miesięcy**

zakończony dnia 31 marca 2015 roku

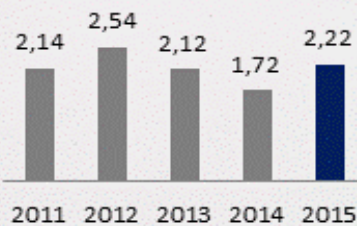
Spis treści

1	Działalność Grupy Kapitałowej	5
1.1	Czynniki istotne dla rozwoju Grupy Kapitałowej PGE	6
1.2	Czynniki i zdarzenia mające wpływ na osiągnięte wyniki	7
2	Strategia Grupy Kapitałowej PGE na lata 2014 – 2020 i kluczowe działania podejmowane w I kwartale 2015 roku	18
3	Wyniki osiągnięte w Grupie Kapitałowej PGE	26
3.1	Wyniki finansowe GK PGE	26
3.2	Wyniki operacyjne GK PGE	30
3.3	Segmenty działalności – dane finansowe	32
3.4	Transakcje z podmiotami powiązanymi	40
3.5	Publikacja prognoz wyników finansowych	40
3.6	Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych	41
4	Opis organizacji Grupy Kapitałowej PGE	42
4.1	Zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej	43
4.2	Oddziały spółek Grupy Kapitałowej PGE	45
5	Pozostałe istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego oraz zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym	46
5.1	Działania związane z energetyką jądrową	46
5.2	Kwestie prawne	48
5.3	Opis znaczących umów	48
5.4	Informacje o udzieleniu przez Spółkę lub przez jednostkę od niej zależną poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji	48
5.5	Decyzje Prezesa URE w ramach realizacji Ustawy KDT	48
5.6	Podatkowa Grupa Kapitałowa	49
5.7	Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej	50
5.8	Informacja dotycząca emisji, wykupu i spłaty nieudziałowych i kapitałowych papierów wartościowych	50
6	Oświadczenia Zarządu	51
6.1	Oświadczenie w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego	51
7	Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu	51
	Słowniczek	52

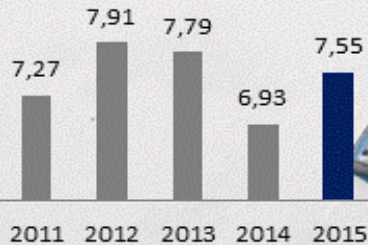
I KWARTAŁ 2015



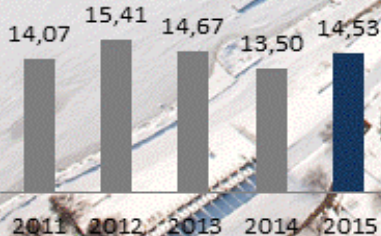
EBITDA [MLD PLN]



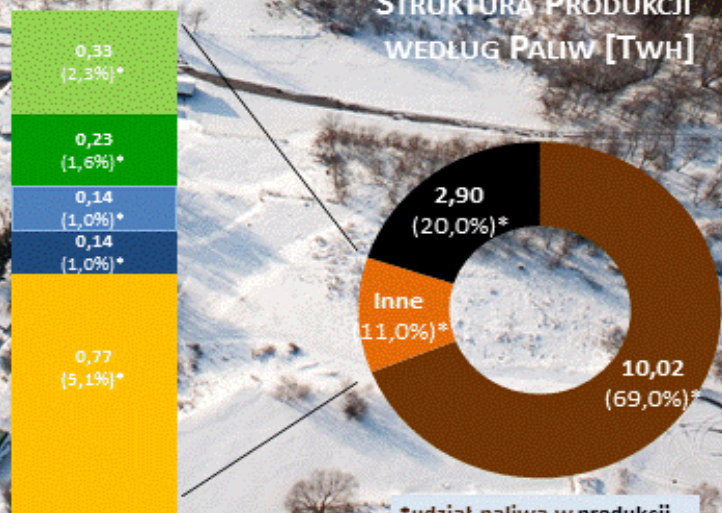
PRZYCHODY [MLD PLN]



PRODUKCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ NETTO [TWh]



STRUKTURA PRODUKCJI WEDŁUG PALIW [TWh]



ENERGETYKA KONWENCJONALNA



Działalność

Wydobycie węgla brunatnego i wytwarzanie energii elektrycznej oraz ciepła w źródłach konwencjonalnych, przesyłanie i dystrybucję ciepła oraz usługi dodatkowe.

Kluczowe aktywa segmentu

4 elektrownie konwencjonalne;
8 elektrociepłowni;
2 kopalnie węgla brunatnego.

ENERGETYKA ODNAWIALNA



Wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych oraz w elektrowniach szczytowo-pompowych.

10 farm wiatrowych;
29 elektrowni wodnych przepływowych*;
4 elektrownie szczytowo-pompowe, w tym 2 z dopływem naturalnym.

OBRÓT



Działalność

Obrót hurtowy energią elektryczną i produktami powiązаныmi oraz paliwami.
Sprzedaż i dostawa energii elektrycznej do odbiorców końcowych.

Kluczowe aktywa segmentu

DYSTRYBUCJA



Świadczenie usług dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych za pomocą sieci i urządzeń elektroenergetycznych wysokich, średnich i niskich napięć.

281.777 km linii dystrybucyjnych

* Razem z elektrowniami wodnymi Dębe, Nielsz, Smardzewice

1 Działalność Grupy Kapitałowej

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

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

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

- Segment Energetyka Konwencjonalna
- Segment Energetyka Odnawialna
- Segment Obrót
- Segment Dystrybucja

Mając na uwadze poprawę przejrzystości raportowania działalności operacyjnej spółek w poszczególnych segmentach od I kwartału dokonane zostały następujące zmiany w ich strukturze:

- połączono dotychczasowy segment Obrotu Hurtowego z segmentem Sprzedaży Detalicznej, tworząc segment Obrotu

Wprowadzenie tej zmiany umożliwi wyeliminowanie przepływów między dotychczasowymi segmentami, pozwalające na czytelniejszą prezentację i skuteczniejszą ocenę wyników osiągniętych przez GK PGE. W zakresie tej zmiany dane za okres I kwartału 2014 roku zostały doprowadzone do porównywalności.

- przeniesiono spółkę ENESTA S. A. z segmentu Pozostałej Działalności do segmentu Obrotu

Wprowadzenie tej zmiany pozwoli na prezentację wyników operacyjnych wspomnianej wyżej spółki zgodnie z charakterem jej działalności, zapewniając bardziej spójny obraz działalności Grupy PGE w segmencie Obrotu. W okresie I kwartału 2014 roku spółka jest prezentowana w segmencie Pozostałej Działalności.

- przeniesiono spółki realizujące działalność na rzecz segmentu Energetyki Konwencjonalnej z segmentu Pozostałej Działalności do segmentu Energetyki Konwencjonalnej

Powyższa zmiana zapewnia większą porównywalność międzyokresową segmentu poprzez wyeliminowanie zmienności w rozliczaniu działalności usługowej świadczonej przez spółki o charakterze pomocniczym. Włączone do segmentu Energetyki Konwencjonalnej spółki prowadzą działalność w zakresie:

- roboty budowlane, remontowe, modernizacyjne oraz inwestycyjne w zakresie urządzeń energetycznych;
- pełnienie funkcji inwestora zastępczego przy realizacji projektów inwestycyjnych;
- wykonywanie kompleksowych badań diagnostycznych oraz pomiarów maszyn i urządzeń elektroenergetycznych;
- zagospodarowywanie produktów ubocznych spalania węgla, opracowywanie i wdrażanie technologii ich wykorzystywania;
- rekultywacja terenów zdegradowanych.

W okresie porównywalnym spółki o charakterze pomocniczym prezentowane są w segmencie Pozostałej Działalności.

W skład Pozostałej Działalności wchodzi również spółka, której głównym przedmiotem działalności jest przygotowanie i realizacja projektu budowy elektrowni jądrowej w ramach programu pierwszej polskiej elektrowni jądrowej oraz spółka organizująca pozyskiwanie finansowania na rzecz Grupy.

Dodatkowo w Pozostałej Działalności działają spółki świadczące usługi informatyczne i telekomunikacyjne, usługi księgowo-kadrowe, transportowe oraz inne.

1.1 Czynniki istotne dla rozwoju Grupy Kapitałowej PGE

Zdaniem Zarządu Spółki, czynniki o których mowa poniżej będą oddziaływać na wyniki Grupy w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału:

Otoczenie rynkowe	Opis punkt
Popyt	<ul style="list-style-type: none"> ● wielkość zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło 1.2.1 ● sezonowość i warunki pogodowe
Rynek energii	<ul style="list-style-type: none"> ● ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym 1.2.4 ● ceny i taryfy na rynku detalicznym energii elektrycznej i ciepłej 1.2.3 ● taryfy na przesył i dystrybucję ciepła oraz taryfy na dystrybucję energii elektrycznej 1.2.3
Rynki powiązane	<ul style="list-style-type: none"> ● ceny praw majątkowych (świadczeń pochodzenia energii elektrycznej) 1.2.5 ● dostępność i ceny paliw wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej oraz ciepła, w szczególności ceny węgla kamiennego, gazu ziemnego oraz biomasy, a także koszty transportu paliw do jednostek wytwórczych 1.2.2 ● ceny uprawnień do emisji CO₂ 1.2.6
Infrastruktura energetyczna	<ul style="list-style-type: none"> ● dostępność transgranicznych mocy (zdolności) przesyłowych 1.2.4 ● przyrost mocy wytwórczych w krajowym systemie elektroenergetycznym, w tym w obszarze odnawialnych źródeł energii oraz kogeneracji 1.2.4 ● rozwój i modernizacja sieci energetycznych
Otoczenie makroekonomiczne	<ul style="list-style-type: none"> ● dynamika PKB, a w szczególności produkcji przemysłowej 1.2.1 ● stopy procentowe oraz kursy walutowe, których wysokość ma wpływ na wycenę wykazywanych przez Grupę aktywów i zobowiązań
Otoczenie regulacyjne	
Krajowe	<ul style="list-style-type: none"> ● stopień realizacji oraz ewentualne zmiany polityki energetycznej państwa ● zmiany w zakresie usług systemowych takie jak: <ul style="list-style-type: none"> ▪ modyfikacja obecnego mechanizmu usługi systemowej - Operacyjna Rezerwa Mocy ▪ uruchomienie usługi Interwencyjnej Rezerwy Zimnej ▪ uruchomienie kolejnych pakietów usług redukcji zapotrzebowania ● nowa Ustawa o Odnawialnych Źródłach Energii, zmieniająca system wsparcia produkcji energii w źródłach odnawialnych ● wyniki postępowania wyjaśniającego toczącego się przed Prezesem URE w zakresie wydania świadectw pochodzenia energii wytworzonej z biomasy dla niektórych oddziałów PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. („PGE GIEK S.A.”) ● decyzje Prezesa URE w ramach realizacji Ustawy KDT oraz wynik rozstrzygnięcia przez sąd sporów pomiędzy Prezesem URE, a wytwórcami z Grupy PGE uprawnionymi do otrzymywania rekompensat w ramach Ustawy KDT dotyczących korekt rocznych kosztów osieroconych za lata 2009 i 2010 oraz korekt rocznych kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym za lata 2009-2012 ● kwestia wdrożenia dyrektywy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych dla krajowego porządku prawnego – m.in. derogacje CO₂ ● kwestia wdrożenia dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej („EED”) do krajowego porządku prawnego ● kwestia wdrożenia taryfy jakościowej w dystrybucji, w wyniku której poziom przychodu regulowanego będzie uzależniony od wskaźników SAIDI i SAIFI ● projekt ustawy prawo wodne w zakresie nałożenia dodatkowych obciążeń finansowych na przedsiębiorstwa energetyczne za wykorzystanie wody na cele energetyczne ● możliwe odmienne rozstrzygnięcie sporów prawnych z których najbardziej istotne przedstawiono w nocie B.12 skonsolidowanego sprawozdania finansowego

Zagraniczne

- regulacje pakietu klimatyczno-energetycznego 2030 – ustalenia szczytu klimatycznego z października 2014 roku, w szczególności: ustalenie co najmniej 40% celu redukcji emisji CO₂, 27% celu udziału OZE, 27% celu poprawy efektywności, możliwość przyznania bezpłatnych pozwoleń do emisji CO₂ energetyce (tzw. derogacje), możliwość przydziału środków na modernizację energetyki. Istnieje konieczność wypracowania szczegółowych zasad przydzielania pomocy
- prace nad wprowadzeniem rezerwy stabilizacyjnej rynku („MSR”) na rynku uprawnień do emisji
- proces rewizji BAT („najlepszych dostępnych technik”) – niepewność w zakresie przyszłego poziomu norm emisji SO₂, NO_x, pyłów oraz nowych zanieczyszczeń (w tym rtęci) od 2020 roku
- projekt dyrektywy NEC („National Emission Ceilings”) w sprawie krajowych limitów emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza i jego wpływ na sektor elektroenergetyczny
- prace nad przyłączeniem Polski do mechanizmu market coupling (łączenia rynków)

1.2 Czynniki i zdarzenia mające wpływ na osiągnięte wyniki

1.2.1 Sytuacja makroekonomiczna

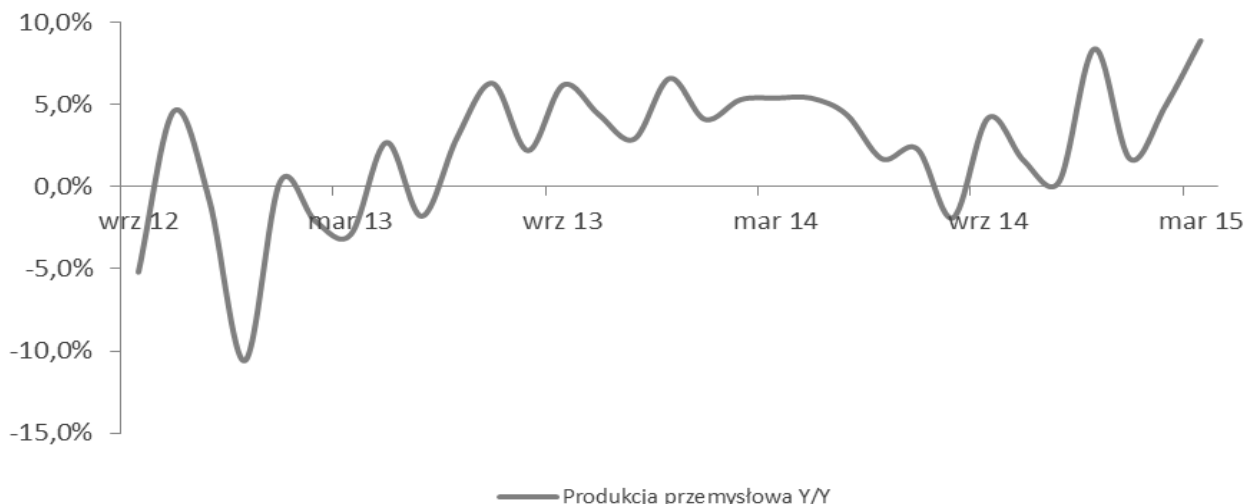
Głównym obszarem działalności Grupy PGE pozostaje rynek polski, a krajowa sytuacja makroekonomiczna w istotny sposób oddziałuje na wyniki Grupy. Jednocześnie kondycja polskiej gospodarki pozostaje w dużym stopniu powiązana z koniunkturą w Unii Europejskiej i na rynkach międzynarodowych. Na wyniki finansowe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

Co do zasady istnieje 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.

Dane na temat dynamiki Produktu Krajowego Brutto („PKB”) w Polsce wskazują na utrzymywanie się stabilnego tempa wzrostu gospodarczego. PKB w 2014 roku wzrósł o 3,4% wobec wcześniejszego szacunku na poziomie 3,3%. Prognozy Ministerstwa Gospodarki („MG”) i Narodowego Banku Polskiego („NBP”) na rok 2015 zakładają, że dynamika PKB pozostanie bez zmian.

Przemysł odpowiada za około 45% krajowego zużycia energii elektrycznej, dlatego sytuacja ekonomiczno-finansowa w sektorze wpływa na działalność Grupy PGE. Produkcja przemysłowa ogółem w 2014 roku wzrosła o 3,3% rok do roku („r/r”), przy dodatniej dynamice w kluczowym sektorze przetwórstwa przemysłowego (4,6% r/r) oraz ujemnej dynamice sektora górnictwa i wydobywania (-4,2% r/r) oraz sektora energetycznego (-4,1% r/r). W I kwartale 2015 roku dynamika produkcji przemysłowej wzrosła do 5,3%, co stanowi potwierdzenie trwałego pozytywnego trendu w tym segmencie gospodarki i powinno dodatnio wpływać na poziom popytu na energię w przemyśle.

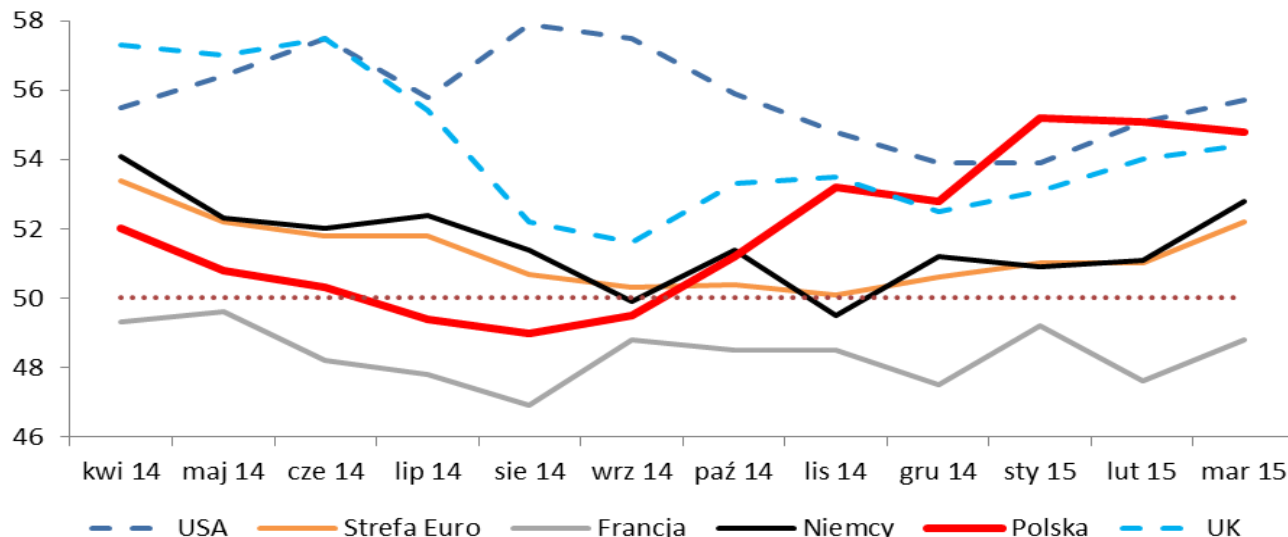
Rysunek: Dynamika r/r produkcji przemysłowej w Polsce.



Źródło: Główny Urząd Statystyczny

Coraz lepsza sytuacja w polskim przemyśle była sygnalizowana przez wskaźnik wyprzedzający PMI, który od 6 miesięcy kształtuje się powyżej poziomu 50 punktów i w IV kwartale 2014 roku pozostawał na poziomie najwyższym od ponad dwóch lat. Ankietowani przedsiębiorcy wskazują na rosnącą ilość zamówień, w tym również zamówień eksportowych, wzrost poziomu zatrudnienia, ale również na wzrost cen importowanych surowców i towarów z powodu wyższego kursu dolara. Wskaźnik PMI dla Strefy Euro również rósł i w marcu osiągnął poziom najwyższy od czerwca 2014 roku.

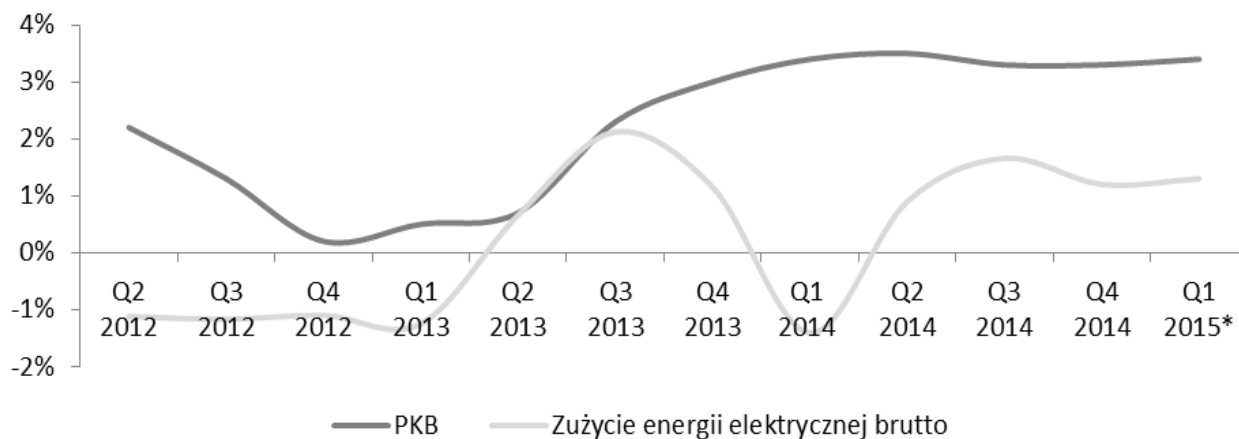
Rysunek: Wskaźnik PMI dla przemysłu w poszczególnych państwach (w punktach).



Źródło: Markit Economics

W I kwartale 2015 roku odnotowano wzrost zużycia energii elektrycznej brutto o 1,3% w stosunku do poprzedniego roku, podczas gdy w analogicznym okresie roku 2014 odnotowano spadek zużycia o 1,41% r/r.

Rysunek: Dynamika PKB i zapotrzebowania na energię brutto.



Źródło: Główny Urząd Statystyczny, PSE S.A.

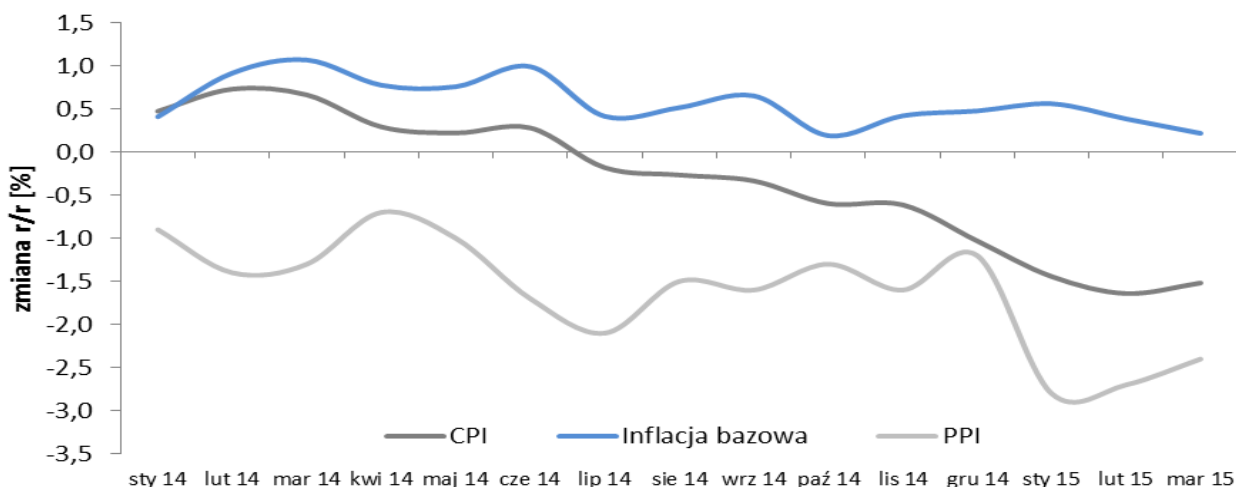
*Średnia z prognoz PKB na 2015 rok

Zarówno w I kwartale 2015 roku, jak i w całym 2014 roku, trwał spadek presji inflacyjnej w gospodarce krajowej i europejskiej, co istotnie determinowało działania banków centralnych i organów odpowiedzialnych za politykę pieniężną. Inflacja w Strefie Euro utrzymywała się zdecydowanie poniżej celu inflacyjnego Europejskiego Banku Centralnego („EBC”), a pod koniec roku spadła do ujemnego poziomu. Eurostat szacuje, że inflacja HICP w strefie euro w marcu wyniosła -0,1% r/r (-0,3% w lutym 2015 roku oraz -0,6% w styczniu 2015 roku), co wynika przede wszystkim z silnego spadku cen ropy naftowej. W najbliższych miesiącach spodziewane jest utrzymanie się rekordowo niskich wartości, a prognozy z końca 2014 roku skorygowano w dół.

Utrzymująca się niska inflacja skłoniła EBC do rozszerzenia dotychczasowego programu skupu wybranych obligacji i papierów wartościowych sektora prywatnego o skup obligacji emitowanych m.in. przez rządy krajowe. Program ma trwać

co najmniej do września 2016 roku lub tak długo, aż inflacja nie wejdzie na ścieżkę zbliżającą ją do celu nieco poniżej 2% w średnim okresie. Działania te wpływają na stopy procentowe na rynku europejskim, które zbliżają się do osiągnięcia ujemnego poziomu.

Rysunek: Wskaźniki inflacji konsumenckiej („CPI”), produkcyjnej („PPI”) oraz bazowej po wyłączeniu cen żywności i energii.



Źródło: NBP, GUS

Długotrwałe utrzymywanie się inflacji poniżej celu NBP wpływa na decyzje podejmowane przez Radę Polityki Pieniężnej („RPP”) w zakresie stóp procentowych. Zaktualizowana w marcu 2015 roku projekcja centralna NBP zakłada, że inflacja w całym 2015 roku wyniesie -0,5% (poprzednia projekcja zakładała 1,0%), a powrót do celu inflacyjnego na poziomie 2,5% nastąpi po 2017 roku. Zjawisko deflacji w Polsce wynika obecnie głównie ze spadku cen paliw i żywności. Inflacja bazowa po wyłączeniu tych czynników spada, ale pozostaje dodatnia, co potwierdza podażowy charakter obecnej deflacji.

RPP na marcowym posiedzeniu postanowiła obniżyć stopę referencyjną o kolejne 50 punktów bazowych, informując jednocześnie w komunikacie, że ruch ten oznacza zamknięcie cyklu łagodzenia polityki pieniężnej. Referencyjna stopa procentowa wynosi obecnie 1,5%, stopa lombardowa 2,5%, a stopa depozytowa 0,5%.

Tabela: Kluczowe wskaźniki ekonomiczne związane z polską gospodarką.

Kluczowe wskaźniki (zmiana % r/r)	I kwartał 2015	I kwartał 2014
Produkt Krajowy Brutto ¹	3,40	3,40
Wskaźnik cen konsumpcyjnych ²	-1,50	0,60
Wskaźnik cen produkcji sprzedanej przemysłu ²	-2,60	-1,20
Dynamika produkcji przemysłowej ogółem ²	5,30	4,80
Dynamika produkcji przemysłowej – przetwórstwo przemysłowe ²	6,80	6,90
Dynamika produkcji przemysłowej – sektor energetyczny ³	-3,50	-5,40
Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto ⁴	1,30	-1,41
Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto (TWh) ⁴	41,76	41,23

Źródło: ¹ Szacunek wstępny GUS, ² Główny Urząd Statystyczny, ³ Główny Urząd Statystyczny - Sektor wytwarzania i zaopatrywania w energię elektryczną, gaz, parę wodną i gorącą wodę, ⁴ PSE S.A.

1.2.2 Koszty zakupu paliw

Tabela: Ilość i koszt zakupu paliw od dostawców zewnętrznych w I kwartale 2015 oraz 2014 roku.

Rodzaj paliwa	I kwartał 2015		I kwartał 2014	
	Ilość (w tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (w tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	1.119	277	1.397	355
Gaz (tys. m ³)	206.219	196	66.683	20
Biomasa	379	105	326	89
Olej opałowy (lekki i ciężki)	8	10	10	18
RAZEM		588		482

W I kwartale 2015 roku koszty zakupu głównych paliw od dostawców spoza Grupy wyniosły 588 mln PLN i były o 22% wyższe od wykonania w I kwartale 2014 roku.

Największy wpływ na zmianę w kosztach zakupu głównych paliw w GK PGE miało przede wszystkim:

- wyższa średnia cena o 217% oraz wyższy o 209% wolumen zakupu gazu, co wpłynęło na zwiększenie kosztów zakupu paliwa gazowego w porównaniu z wykonaniem I kwartału 2014 roku o 176 mln PLN;

Wzrost wolumenu zakupu gazu w I kwartale 2015 roku wynikał z przywrócenia systemu wsparcia dla jednostek wytwórczych wytwarzających energię elektryczną i ciepło w instalacjach opalanych paliwami gazowymi. W I kwartale 2014 roku ze względu na brak wsparcia wysokosprawnej kogeneracji produkcja w elektrociepłowniach gazowych była na bardzo niskim poziomie.

Wsparcie elektrociepłowni wytwarzających energię elektryczną i ciepło w instalacjach opalanych paliwami gazowymi poprawia efektywność produkcji tych wytwórców oraz przyczynia się do wzrostu zużycia tego rodzaju paliwa. Taka sytuacja ma miejsce od drugiej połowy 2014 roku po ponownym uruchomieniu tego systemu zgodnie z nowelizacją ustawy Prawo energetyczne, która weszła w życie 30 kwietnia 2014 roku. Czas funkcjonowania systemu wsparcia został przedłużony do 30 czerwca 2019 roku.

Wzrost średniej ceny zakupu gazu w I kwartale 2015 roku spowodowany był pracą jednostek gazowych zużywających gaz wysokometanowy z sieci przesyłowych o znacznie wyższej cenie jednostkowej w porównaniu z gazem ze źródeł lokalnych.

- wyższy wolumen zakupu biomasy o 16% oraz wzrost średniej ceny tego surowca o 1%, który spowodował wzrost kosztów zakupu tego surowca o 16 mln PLN w porównaniu z I kwartałem 2014 roku;
- spadek wolumenu zakupu węgla kamiennego o 20% wpłynął na zmniejszenie kosztów zakupu tego surowca o 71 mln PLN oraz niższa średnia cena zakupu węgla kamiennego o 3% w porównaniu z ceną zrealizowaną przez GK PGE w I kwartale 2014 roku, która spowodowała spadek kosztów o około 7 mln PLN;
- spadek średniej ceny zakupu oleju opałowego o 31% w porównaniu do wykonania w I kwartale 2014 roku wpłynął na spadek kosztów zakupu tego surowca o 4 mln PLN. Miała na to wpływ obniżka cen ropy naftowej i produktów rafineryjnych na świecie. Na zmniejszenie kosztów zakupu oleju opałowego miała również wpływ obniżka wolumenu zakupu o 20%, która spowodowała zmniejszenie kosztów zakupu oleju opałowego o kolejne 4 mln PLN.

W I kwartale 2015 roku około 69% 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.

1.2.3 Taryfy

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

- I. taryfy dotyczące sprzedaży energii elektrycznej gospodarstwom domowym (grupa taryfowa G);
- II. taryfy spółek dystrybucyjnych;
- III. taryfy dla ciepła.

Sprzedaż energii elektrycznej

W I kwartale 2015 roku sprzedaż energii do klientów korporacyjnych (kluczowych i biznesowych) oraz indywidualnych (innych niż z grup taryfowych G przyłączonych do sieci PGE Dystrybucja S.A.) nie podlegała taryfowaniu przez Prezesa URE.

W I kwartale 2015 roku sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców grup taryfowych G, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., odbywała się na podstawie ustalonej dla PGE Obrót S.A. taryfy zatwierdzonej decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na okres od 21 stycznia 2015 roku do 31 grudnia 2015 roku. W porównaniu z okresem analogicznym 2014 roku stawki opłat w grupie taryfowej G wzrosły o ok. 0,4%.

Dystrybucja energii elektrycznej

Metodologia ustalania taryf oraz założenia dotyczące ustalania taryf zostały przedstawione w dokumencie „Taryfy OSD na rok 2015”, który został przygotowany i opublikowany przez Prezesa URE.

Taryfa dla PGE Dystrybucja S.A. na 2015 rok została zatwierdzona przez Prezesa URE w dniu 16 grudnia 2014 roku i została wprowadzona do stosowania z dniem 1 stycznia 2015 roku.

Stawki opłat za usługi dystrybucji zatwierdzone przez Prezesa URE na 2015 rok spowodowały zmiany średnich płatności dla klientów w poszczególnych grupach taryfowych w porównaniu z rokiem 2014:

- grupa taryfowa A – wzrost o 0,88%;
- grupa taryfowa B – wzrost o 1,29%;
- grupa taryfowa C+R – wzrost o 2,85%;
- grupa taryfowa G – wzrost o 2,61%.

Wzrost stawek usług dystrybucyjnych uwzględnia znaczący wzrost opłat (jakościowej i przejściowej) przenoszonych z taryfy Operatora Systemu Przesyłowego, które wpływają na wzrost przychodu regulowanego, a nie wpływają na wynik PGE Dystrybucja S.A.

Taryfa dla ciepła

Produkcja i sprzedaż ciepła są działalnościami regulowanymi, co wiąże się z zatwierdzaniem taryf przez Prezesa URE.

Szczegółowe zasady ustalania taryf są określone w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 17 września 2010 roku w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło. Prowadzenie postępowań w sprawach zatwierdzania taryf dla ciepła należy do kompetencji oddziałów terenowych URE.

Średnia cena sprzedaży ciepła w PGE wzrosła o ok. 5,3% w stosunku do cen obowiązujących w I kwartale 2014 roku.

1.2.4 Ceny energii elektrycznej

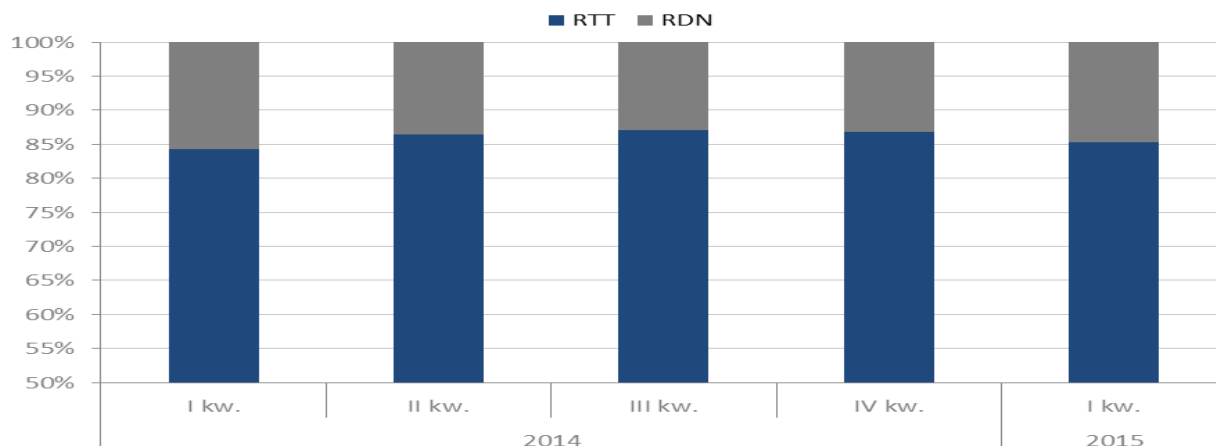
Rynek krajowy - Obroty

Płynność na Rynku Dnia Następnego („RDN”) prowadzonego przez Towarową Giełdę Energii S.A. („TGE”) w I kwartale 2015 roku zwiększyła się o 8% w stosunku do I kwartału 2014 roku oraz o 16% w porównaniu do IV kwartału 2014 roku.

Na Rynku Transakcji Terminowych („RTT”) dodatni trend obrotu utrzymujący się przez cały 2014 rok był kontynuowany w I kwartale 2015 roku, osiągając 17% wzrostu w ujęciu rok do roku. Wolumen obrotu na produktach typu szczyt („PEAK”) stanowi 10 % wolumenu produktów typu pasmo („BASE”), co oznacza utrzymanie tendencji z 2014 roku. Łączny wolumen obrotu na RDN oraz RTT wzrósł rok do roku o 15%, osiągając w I kwartale 2015 roku poziom 47,91 TWh. Oznacza to, że obrót na TGE przekraczał poziom krajowego zużycia energii elektrycznej wynoszącego narastająco od stycznia do marca 2015 roku 41,76 TWh - wg Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. („PSE S.A.”).

Nadwyżka wolumenu obrotu nad krajowym zużyciem energii elektrycznej wskazuje na coraz większy obrót spekulacyjny oraz rosnącą dynamikę zarządzania portfelem energii elektrycznej, które pozytywnie wpływają na płynność rynku.

Rysunek: Kwartalna relacja obrotu na RDN do obrotu na RTT w latach 2014-2015.



Rynek krajowy - Ceny

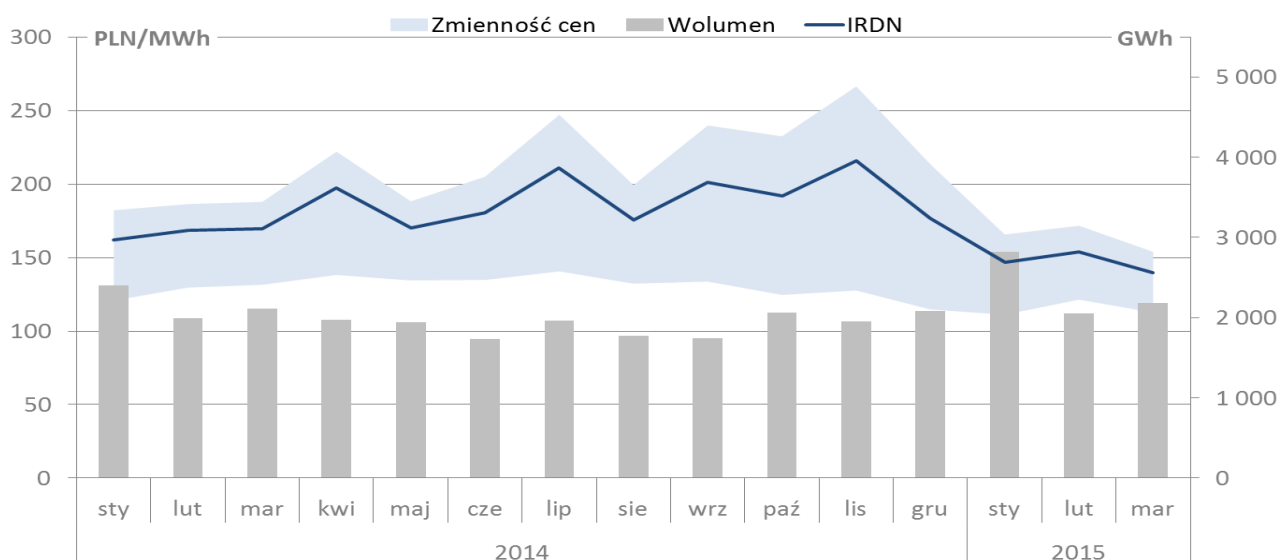
Rynek Dnia Następnego

W I kwartale 2015 roku ceny na RDN wykazywały tendencję spadkową. Średnia cena na RDN („indeks IRDN”) wynosiła 146,39 PLN/MWh wobec 166,36 PLN/MWh w analogicznym okresie 2014 roku, co oznacza spadek o 12%. Była to najniższa średnia kwartalna cena zaobserwowana na RDN od IV kwartału 2013 roku.

Ceny w okresie od stycznia do marca 2015 roku charakteryzowały się zmiennością na niemal identycznym poziomie co w I kwartale 2014 roku. Spadek cen był obserwowany w godzinach szczytowych („indeks sIRDN” spadł o 12% w ujęciu rok do roku) oraz w godzinach pozaszczytowych („indeks offIRDN” spadł o 10% w ujęciu rok do roku). Indeks sIRDN stanowił 112% indeksu IRDN i był identyczny w porównaniu do I kwartału 2014 roku. Spadek cen energii elektrycznej był spowodowany między innymi:

- wysokim poziomem operacyjnej rezerwy mocy;
- niskim poziomem ubytków (planowanych i nieplanowanych odstawień jednostek);
- wysokim poziomem generacji elektrowni wiatrowych (wzrost wietrzności oraz mocy zainstalowanej);
- niskim poziomem cen na rynkach ościennych (zwłaszcza w Szwecji).

Rysunek: Miesięczne notowania oraz zmienność cen na RDN w latach 2014–2015 (TGE)*.



*średnia cena arytmetyczna ze wszystkich transakcji na sesji giełdowej (IRDN) oraz rozpiętość cen (sIRDN, offIRDN)

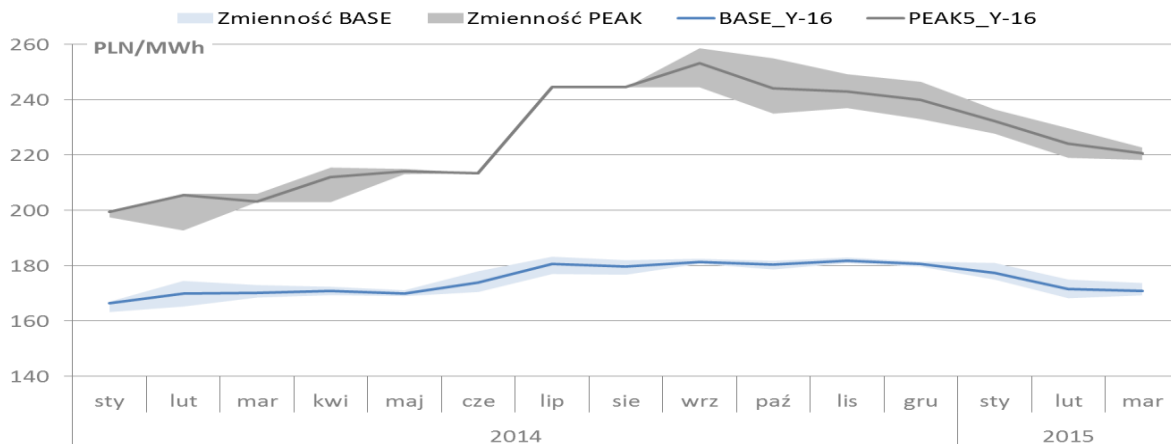
Rynek Transakcji Terminowych

W I kwartale 2015 roku zaobserwowano niższe ceny zarówno kontraktów BASE, jak i PEAK. Na ogólny spadek cen na RTT wpływ miały niskie ceny energii elektrycznej na RDN oraz spadające ceny węgla kamiennego.

Wyceny instrumentów terminowych zawartych na rok 2016 typu pasmo roczne („BASE_Y-16”) oraz szczyt roczny („PEAK5_Y-16”) od początku bieżącego roku wskazywały tendencję spadkową. W porównaniu do IV kwartału 2014 roku

nastąpił spadek wartości tych produktów odpowiednio o 5% oraz 8%. Średnia kwartalna cena kontraktu BASE_Y-16 wyniosła 172,67 PLN/MWh, osiągając minimum na poziomie 168,25 PLN/MWh i maksimum 181,00 PLN/MWh.

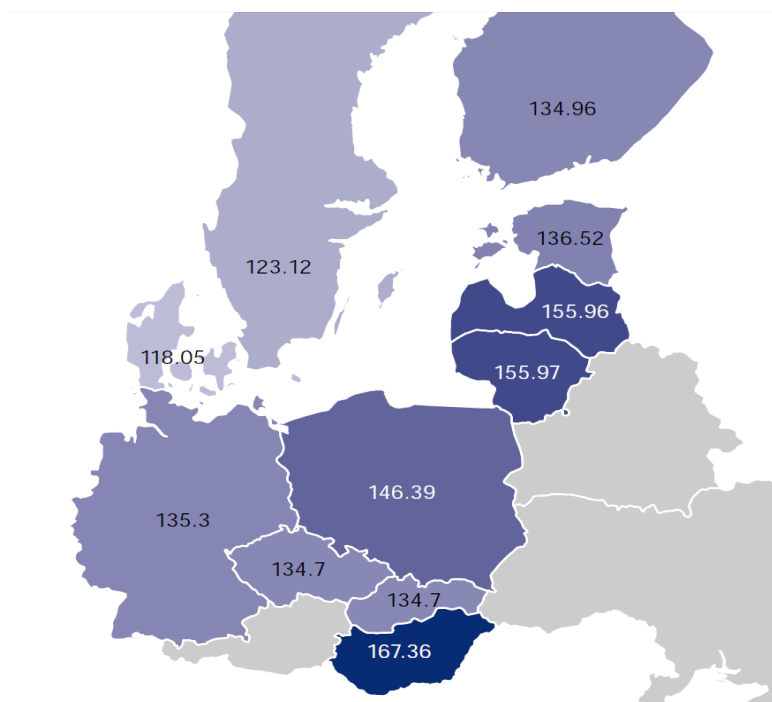
Rysunek: Miesięczne notowania oraz zmienność cen na RTT w latach 2014–2015 (TGE).



Rynek międzynarodowy

W I kwartale 2015 roku ceny hurtowe na rynku polskim znajdowały się powyżej wartości notowanych na rynkach szwedzkim, niemieckim, czeskim i słowackim. Średnia cena na rynku niemieckim spadła o 4% w porównaniu do analogicznego okresu roku poprzedniego, co było spowodowane wzrostem generacji wiatrowej i fotowoltaicznej. Podobny spadek cen o 4% odnotowano na rynku skandynawskim - był on zdeterminowany sytuacją hydrologiczną. Silny spadek cen w I kwartale 2015 roku na rynku polskim doprowadził niemal do zrównania cen do rynków ościennych. Średnia kwartalna cena była ciągle jedną z najwyższych w regionie, jednak zdarzały się dni kiedy średnie dobowe ceny na rynku niemieckim były wyższe niż na rynku polskim. Najwyższe ceny w regionie odnotowano na Węgrzech.

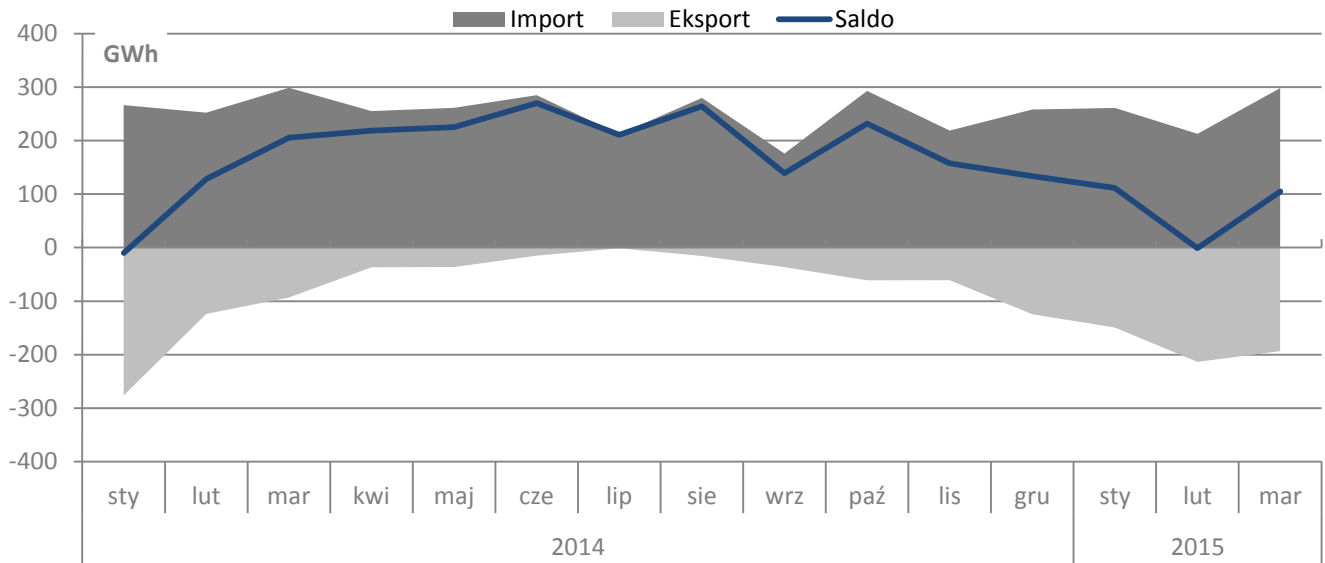
Rysunek: Porównanie średnich cen energii elektrycznej na rynku polskim oraz rynkach europejskich w I kwartale 2015 roku.



Odzwierciedleniem zmieniających się relacji cenowych pomiędzy Polską i krajami ościennymi były wolumeny handlowej wymiany międzysystemowej. W I kwartale 2015 roku nastąpił 30% spadek importu w ujęciu rok do roku, co było spowodowane poziomem cen oraz niedostępnością importu z Ukrainy. Niezmiennie najwięcej energii importowano ze Szwecji. Eksport wzrósł o 13% w porównaniu do I kwartału 2014 roku, co było spowodowane wzrostem przepływu wolumenu do południowych sąsiadów z Czech i Słowacji. W konsekwencji niższy import oraz wyższy eksport energii elektrycznej wpłynęły na saldo wymiany międzysystemowej w Polsce, które wyniosło w I kwartale 2015 roku 0,21 TWh i było niższe o 65% w ujęciu

rok do roku.

Rysunek: Miesięczne handlowe wolumeny importu, eksportu oraz saldo wymiany zagranicznej w latach 2014-2015.

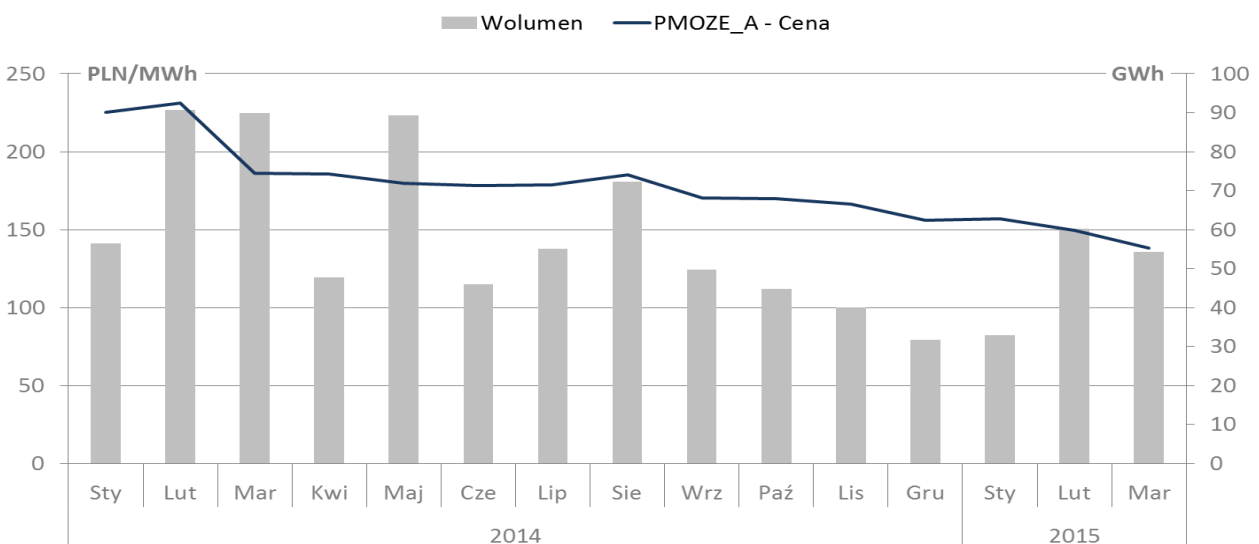


1.2.5 Ceny praw majątkowych

Prawa Majątkowe „zielone” – Odnawialne źródła energii

W I kwartale 2015 roku obserwowano malejącą wartość praw majątkowych pochodzących z odnawialnych źródeł energii („PMOZE_A”). Kontynuowany był trend spadkowy zapoczątkowany w marcu 2014 roku, w efekcie czego średnia kwartalna cena praw majątkowych osiągnęła poziom 147,06 PLN/MWh. Oznacza to spadek wartości uprawnień o 11% w porównaniu do poprzedniego kwartału oraz o 31% w ujęciu rok do roku. Spadek cen był spowodowany utrzymującą się nadwyżką uprawnień na rynku.

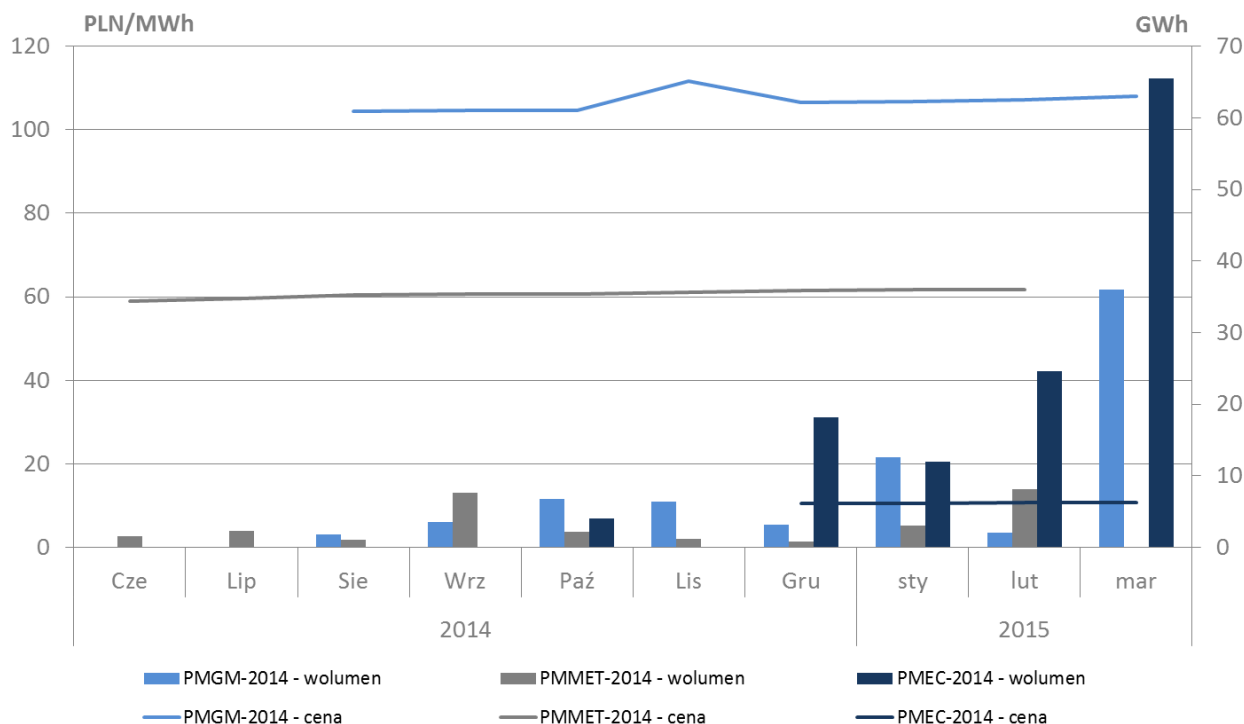
Rysunek: Miesięczne notowania cen oraz wolumen obrotu certyfikatów zielonych w latach 2014-2015



Prawa Majątkowe „żółte”, „czerwone”, „fioletowe” – Kogeneracja

W I kwartale 2015 roku ceny certyfikatów kogeneracyjnych żółtych („PMGM-2014”), fioletowych („PMMET-2014”) i czerwonych („PMEC-2014”) utrzymywały się na poziomach zbliżonych do jednostkowych opłat zastępczych. Średnia cena certyfikatów żółtych wyniosła w I kwartale 2015 roku 107,76 PLN/MWh (opłata zastępcza 110,00 PLN/MWh), cena certyfikatów fioletowych - 61,72 PLN/MWh (opłata zastępcza 63,26 PLN/MWh), natomiast praw majątkowych czerwonych 10,74 PLN/MWh (opłata zastępcza 11,00 PLN/MWh). Wysokie ceny były efektem niedoboru podaży w stosunku do zgłaszanego popytu.

Rysunek: Notowania cen oraz wolumen obrotu certyfikatów kogeneracyjnych w latach 2014 - 2015

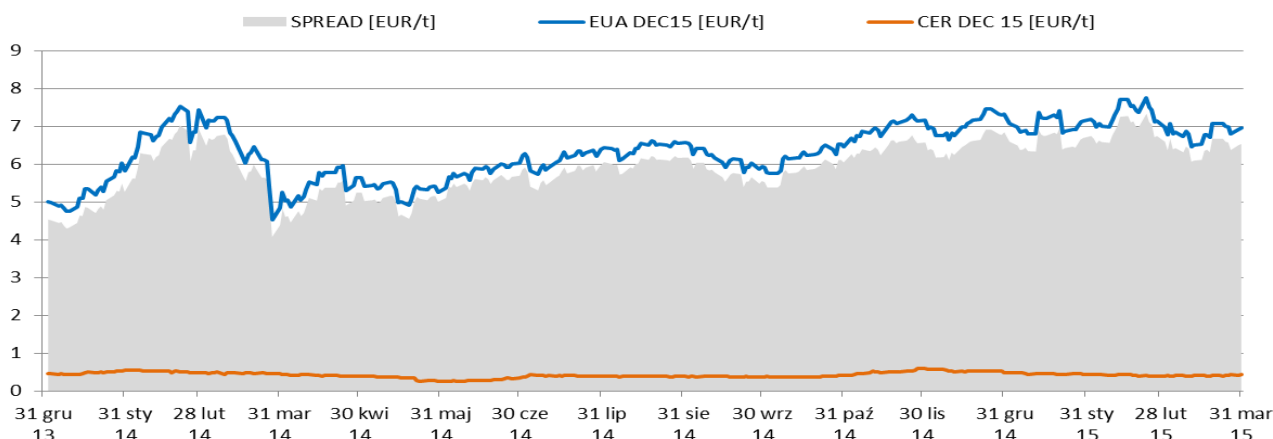


1.2.6 Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla

Na rynku dostępne są trzy rodzaje uprawnień do emisji – European Union Allowances („EUA”), jednostki Certified Emission Reductions („CER”) oraz jednostki Emission Reduction Units („ERU”). Jednostki typu CER oraz ERU mogą być umarżane 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.

Istotnym czynnikiem, który wpływał na zmienność cen uprawnień do emisji CO₂ w pierwszym kwartale 2015 roku, były wszelkie działania legislacyjne związane z wdrożeniem rezerwy stabilizacyjnej rynku. MSR została zaprojektowana przez Komisję Europejską („KE”) jako mechanizm, który ma celu zlikwidować istniejącą nadwyżkę uprawnień poprzez doporowadzenie do równowagi pomiędzy popytem a podażą.

Rysunek: Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla w latach 2014-2015 dla kontraktu z dostawą uprawnień EUA w grudniu 2015 roku.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z giełdy Intercontinental Exchange („ICE”) wg cen zamknięcia

Wpływ na zmiany cen uprawnień do emisji dwutlenku węgla w I kwartale 2015 roku

Styczeń	<ul style="list-style-type: none"> • początek miesiąca charakteryzował się trendem spadkowym, który został przełamany w wyniku ogłoszenia informacji o możliwości wprowadzenia rezerwy MSR już w 2017 roku. Spadek cen w drugiej połowie stycznia był wynikiem braku podjęcia decyzji przez Komisję ds. Przemysłu („ITRE”) odnośnie projektu rezerwy stabilizacyjnej.
Luty	<ul style="list-style-type: none"> • w połowie lutego nastąpił znaczący wzrost notowań wartości uprawnień EUA z powodu założenia wśród uczestników rynku, iż Komisja ds. Ochrony Środowiska („ENVI”) ustali wcześniejszy termin wdrożenia MSR. Podczas spotkania wyznaczono datę wprowadzenia mechanizmu MSR na koniec 2018 roku. Na koniec miesiąca uprawnienia EUA straciły znacznie na wartości w wyniku informacji, iż 8 państw członkowskich UE sprzeciwia się utworzeniu rezerwy MSR przed 2021 rokiem.
Marzec	<ul style="list-style-type: none"> • propozycja Łotwy, aby reformę strukturalną rynku uruchomić zgodnie z propozycją KE, czyli w 2021 roku spowodowała spadek cen uprawnień do emisji CO₂. Wzrost cen uprawnień w drugiej połowie marca w wyniku opublikowania informacji, dotyczącej planów nałożenia przez Niemcy na starsze elektrownie węglowe tzw. „opłaty klimatycznej”.

W I kwartale 2015 roku ceny jednostek CER oraz ERU (spot) kształtowały się na poziomie 0,02-0,03 EUR/t. Jednostki redukcji emisji straciły znacznie na wartości z powodu braku możliwości ich wykorzystania do umorzenia po 31 marca 2015 roku. W analizowanym okresie jednostki CER w kontraktach terminowych z dostawą w grudniu 2015 („DEC’15”) wyceniane były w przedziale 0,39-0,49 EUR/t.

W najbliższym czasie na zmienność cen uprawnień do emisji CO₂ wpływ nadal będą miały działania związane z wdrożeniem rezerwy stabilizacyjnej rynku MSR oraz publikacja danych dotyczących poziomu emisji gazów cieplarnianych z instalacji objętych systemem EU ETS w 2014 roku.

1.2.7 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 dnia 31 marca 2014 roku.

Przydziały na produkcję ciepła za 2015 rok oraz na produkcję energii za 2014 rok wpłynęły na konta instalacji PGE, natomiast przydziały dla wytwórców energii elektrycznej na rok 2015 Grupa otrzyma do końca kwietnia 2016 roku, po weryfikacji sprawozdań rzeczowo-finansowych z inwestycji ujętych w Krajowym Planie Inwestycyjnym.

Jednocześnie w kwietniu 2015 roku zakończony został proces umarzania uprawnień wynikający z emisji CO₂ za 2014 roku.

Poniższa tabela przedstawia dane dotyczące emisji CO₂ z głównych instalacji Grupy w I kwartale 2015 roku w porównaniu do przydziału uprawnień.

Tabela: Emisja CO₂ z głównych instalacji Grupy w I kwartale 2015 roku w porównaniu do przydziału uprawnień do emisji CO₂ na 2015 rok (w Mg).

Operator	Emisja CO₂ w I kwartale 2015 roku*	Przydział uprawnień do emisji CO₂ na 2015 rok**
Elektrownia Bełchatów	9.597.305	13.501.970
Elektrownia Turów	1.992.916	5.431.204
Elektrownia Opole	1.368.685	3.118.922
Zespół Elektrowni Dolna Odra	1.323.016	2.543.421
Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz	283.548	608.949
Elektrociepłownia Lublin Wrotków	188.080	328.762
Elektrociepłownia Gorzów	139.785	255.812
Elektrociepłownia Rzeszów	123.677	141.729
Elektrociepłownia Kielce	73.446	105.552
Elektrociepłownia Zgierz	52.624	40.830
RAZEM	15.143.082	26.077.151

* 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 na początku 2016 roku

1.2.8 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.

Wpływ rekompensat kosztów osieroconych na wyniki osiągnięte przez Grupę PGE został opisany w notcie nr B.15.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz w pkt. 5.4 niniejszego sprawozdania.

2 Strategia Grupy Kapitałowej PGE na lata 2014 – 2020 i kluczowe działania podejmowane w I kwartale 2015 roku

W odpowiedzi na zachodzące zmiany na rynku energii oraz w celu większego wykorzystania silnych stron Grupy PGE, przyjęto nową Strategię GK PGE na lata 2014-2020. Przyjęcie strategii poprzedziło opracowanie szerokiego zakresu możliwych scenariuszy rozwoju rynku. W trakcie tych prac dokonano również przeglądu portfela inwestycyjnego spółki w celu wypracowania rozwiązań umożliwiających maksymalizację wartości Grupy dla akcjonariuszy.

Strategia GK PGE została opracowana z uwzględnieniem istotnych zmian w otoczeniu biznesowym Grupy PGE, obserwowanych trendów na rynku energii oraz w oparciu o kluczowe kompetencje i przewagi konkurencyjne Grupy:

- PGE to największa pod względem produkcji i mocy zainstalowanej pionowo zintegrowana grupa energetyczna w Polsce;
- PGE posiada najmłodszy i najbardziej konkurencyjny kosztowo portfel wytwórczy w Polsce.

Strategia Grupy Kapitałowej PGE

Aspiracje finansowe

- utrzymanie poziomu EBITDA na poziomie 8-9 mld PLN w latach 2015-2020
- utrzymanie dotychczasowej polityki wypłaty dywidendy (40-50% skonsolidowanego rocznego zysku netto)
- 1,5 mld PLN trwałego wpływu na EBIT (po roku 2016) jako efekt zakładanych działań związanych z poprawą efektywności
- zachowanie długoterminowej oceny ratingowej
- realizacja nakładów inwestycyjnych w wysokości około 50 mld PLN w latach 2014-2020
- przeznaczanie minimum 1,5% skonsolidowanego zysku netto rocznie na wydatki w obszarze R&D (badania i rozwój) w latach 2015-2020

Rysunek: Aspiracje strategiczne GK PGE.



Wiodący wytwórca energii elektrycznej w Polsce

W celu wzmocnienia pozycji lidera w wytwarzaniu energii elektrycznej w Polsce, strategia Grupy PGE przewiduje w latach 2014-2020 przeznaczenie około 34 mld PLN na odtworzenie, modernizację i budowę nowych aktywów wytwórczych. Kwota ta uwzględnia wydatki modernizacyjno-odtworzeniowe w odniesieniu do istniejących aktywów w wysokości około 16,3 mld PLN oraz nakłady inwestycyjne na budowę nowych mocy wytwórczych w wysokości około 15,2 mld PLN. Grupa PGE planuje ponadto przeznaczyć 1,7 mld PLN na budowę nowych mocy OZE oraz 0,7 mld PLN na przygotowanie uruchomienia programu jądrowego do 2018 roku.

Kluczowe działania w tym zakresie to:

- Modernizacje oraz budowa nowych wysokosprawnych jednostek konwencjonalnych w oparciu o krajowe zasoby energetyczne. Do 2019 roku PGE odda do użytku dwa nowe wysokosprawne bloki węglowe w Elektrowni Opole oraz blok na węgiel brunatny w Elektrowni Turów o łącznej mocy około 2.290 MW.
- Rozwój kogeneracji w powiązaniu z długoterminowym systemem wsparcia. Aktualnie Grupa PGE realizuje projekt budowy kogeneracyjnego bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Gorzów o mocy 138 MWe. Realizacja kolejnych projektów uzależniona jest od wdrożenia długoterminowego systemu wsparcia.
- Dywersyfikacja portfela wytwórczego poprzez realizację inwestycji zeroemisyjnych (EJ, OZE) w modelach biznesowych zapewniających ich ekonomiczną przewidywalność. Grupa PGE zamierza kontynuować projekt budowy pierwszej polskiej elektrowni jądrowej oraz rozwijać nowe moce w lądowych farmach wiatrowych. Obydwie inicjatywy będą realizowane wyłącznie w modelach biznesowych zapewniających ich ekonomiczną przewidywalność. Budowa elektrowni jądrowej jest kluczową inwestycją obniżającą emisyjność portfela wytwórczego GK PGE, jednak z punktu widzenia finansowania projektu oraz interesu odbiorców konieczne jest wypracowanie długoterminowego systemu wsparcia. Podjęcie decyzji o rozpoczęciu fizycznej realizacji inwestycji i wystąpienie o wydanie przez Rząd „decyzji zasadniczej” będzie możliwe w 2018 roku w oparciu o kształt systemu wsparcia i wyniki postępowania zintegrowanego. Do końca 2015 roku PGE planuje uruchomić dodatkowe 218 MW farm wiatrowych na lądzie. Budowa lub akwizycja kolejnych projektów będzie uzależniona od przyszłego kształtu systemu wsparcia decydującego o potencjale budowy wartości spółki w segmencie wiatrowym.
- Utrzymanie pozycji wiodącego operatora aktywów regulacyjnych. PGE rozbudowuje i modernizuje aktywa regulacyjne, aby w pełni wykorzystywać ich potencjał we współpracy z Operatorem Systemu Przesyłowego („OSP”). Do 2020 roku planowane są kolejne nakłady inwestycyjne mające na celu zapewnienie najwyższych standardów pracy i niezakłóconej dyspozycyjności aktywów.
- Zabezpieczenie bazy surowcowej energetyki konwencjonalnej jako strategicznej opcji związanej z kierunkami rozwoju polityki klimatycznej Unii Europejskiej. Aktualnie projekty uzyskania koncesji na wydobywanie węgla brunatnego ze złoża Złoczew oraz uzyskanie koncesji na wydobywanie węgla brunatnego ze złoża Gubin znajdują się na etapie uzyskiwania wymaganych zgód administracyjnych. W obydwu przypadkach uzyskanie koncesji wydobywczych zakładane jest po 2016 roku. Projekty eksploatacji złóż będą rozpatrywane w ramach strategii rozwoju całego portfela wytwórczego spółki.

Kluczowe projekty realizowane w I kwartale 2015 roku

Budowa nowych bloków w Elektrowni Opole	<ul style="list-style-type: none">● budowa dwóch bloków energetycznych o mocy 900 MW każdy● budżet: ok. 11 mld PLN (netto, bez kosztów finansowania)● paliwo: węgiel kamienny● sprawność: 45,5%● wykonawca: konsorcjum firm: Rafako, Polimex-Mostostal i Mostostal Warszawa; główny podwykonawca: Alstom● przekazanie gotowych bloków do eksploatacji: blok 5 – III kwartał 2018 roku, blok 6 – II kwartał 2019 roku● 31 stycznia 2014 roku - wydanie Polecenia Rozpoczęcia Robót● status: kontynuacja prac fundamentowych w obrębie kotłowni i maszynowni obu bloków; przygotowanie do rozpoczęcia wznoszenia płaszczu chłodni kominowej nr 5; wykopy pod chłodnię kominową nr 6 i inne obiekty pomocnicze zgodnie z harmonogramem
Budowa nowego bloku w Elektrowni Turów	<ul style="list-style-type: none">● budowa bloku energetycznego o mocy 490 MW● budżet: ok. 3,65 mld PLN (netto, bez kosztów finansowania)● paliwo: węgiel brunatny● sprawność: 43,4%● wykonawca: konsorcjum firm: Mitsubishi-Hitachi Power Systems Europe, Budimex i Tecnicas Reunidas● przekazanie gotowego bloku do eksploatacji: III kwartał 2019 roku● 1 grudnia 2014 roku - wydanie Polecenia Rozpoczęcia Robót● status: etap opracowywania dokumentacji projektowej, rozpoczęcie prac wyburzeniowych mis i fundamentów starych chłodni kominowych

Budowa nowego bloku w Elektrociepłowni Gorzów	<ul style="list-style-type: none">● budowa kogeneracyjnego bloku gazowo-parowego o mocy elektrycznej 138 MWe i cieplnej 88 MWt● budżet: ok. 625 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)● paliwo: lokalny gaz zaazotowany lub gaz sieciowy wysokometanowy (Grupa E)● sprawność ogólna: 84%● wykonawca: Siemens● przekazanie gotowego bloku do eksploatacji: I kwartał 2016 roku● 3 październik 2013 roku- wydanie Polecenia Rozpoczęcia Robót● status: projekt zaawansowany, zakończono montaż konstrukcji stalowej budynku głównego, nastąpiła dostawa głównych urządzeń na teren budowy (turbiny, generatory, skraplacz, wymiennik)
Inwestycje w odnawialne źródła energii	<p>Farma wiatrowa Karwice</p> <ul style="list-style-type: none">● budżet: ok. 256 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)● moc: 40 MW (16 turbin o mocy 2,5 MW)● maj 2014 roku - umowa na budowę farmy wiatrowej w formule „pod klucz” (Aldesa)● III kwartał 2015 roku - planowany termin uzyskania pozwolenia na użytkowanie● status: projekt zaawansowany, wszystkie fundamenty wybudowane, prowadzono montaż wież i turbin wiatrowych <p>Farma wiatrowa Gniewino Lotnisko</p> <ul style="list-style-type: none">● budżet: ok. 530 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)● moc: 90 MW (30 turbin o mocy 3 MW)● czerwiec 2014 roku - umowa na dostawę turbin wiatrowych (Alstom)● sierpień 2014 roku - umowa na roboty budowlane (CJR)● IV kwartał 2015 roku - planowany termin uzyskania pozwolenia na użytkowanie● status: kontynuacja budowy fundamentów pod turbiny, rozpoczęto prace związane z budową linii przyłączeniowej wysokiego napięcia <p>Farma wiatrowa Resko II</p> <ul style="list-style-type: none">● budżet: ok. 386 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)● moc: 76 MW (38 turbin o mocy 2 MW)● październik 2014 roku - umowa na dostawę turbin wiatrowych (Vestas)● listopad 2014 roku - umowa na roboty budowlane (Mega, Elektrobudowa)● IV kwartał 2015 roku - planowany termin uzyskania pozwolenia na użytkowanie● status: rozpoczęto budowę dróg wewnętrznych i placów montażowych, prowadzono palowanie fundamentów <p>Farma wiatrowa Kieselice II</p> <ul style="list-style-type: none">● budżet: ok. 87 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)● moc: 12 MW (6 turbin o mocy 2 MW)● styczeń 2015 roku – umowa na budowę farmy wiatrowej w formule „pod klucz” (Mega)● IV kwartał 2015 roku - planowany termin uzyskania pozwolenia na użytkowanie● status: rozpoczęto budowę dróg wewnętrznych i placów montażowych

Po realizacji ww. inwestycji łączna moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych w Grupie PGE osiągnie poziom ok. **530 MW**.

Inwestycje
modernizacyjno-
odtworzeniowe

Kompleksowa modernizacja bloków 7-12 w Elektrowni Bełchatów

- **cele projektu:** Wydłużenie żywotności bloków do 320 tys. godzin, co umożliwi wykorzystanie istniejących zasobów węgla
- podwyższenie sprawności bloków o około 2%
- budżet: ok. 4,7 mld PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- zaawansowanie prac: Bloki nr 7, 8 i 11 przejęte do eksploatacji, blok nr 12 w końcowej fazie modernizacji
- paliwo: węgiel brunatny
- termin zakończenia: 2016 rok

Modernizacja instalacji odsiarczenia spalin bloków nr 3-12 w Elektrowni Bełchatów

- **cele projektu:** Obniżenie emisji SO₂ do poziomu wymaganego po wejściu w życie dyrektywy IED ($\leq 200 \text{ mg/Nm}^3$)
- budżet: ok. 162 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- paliwo: węgiel brunatny
- termin zakończenia: 2015 rok

Zmiana technologii składowania odpadów paleniskowych dla bloków 1-12 w Elektrowni Bełchatów

- **cele projektu:** zapewnienie możliwości zagospodarowania odpadów paleniskowych powstałych podczas eksploatacji bloków 1-12 Elektrowni Bełchatów do wyczerpania zapasów węgla
- budżet: ok. 454 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- termin zakończenia: 2018 rok

Redukcja emisji NO_x na blokach nr 1, 2 i 4 w Elektrowni Opolo

- **cele projektu:** Obniżenie emisji NO_x z kotłów bloków 1, 2 i 4 Elektrowni Opolo do poziomu wymaganego po wejściu w życie dyrektywy IED ($\leq 200 \text{ mg/Nm}^3$).
- budżet: ok. 148 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- paliwo: węgiel kamienny
- termin zakończenia: 2016 rok

Budowa instalacji odsiarczenia spalin bloków nr 4-6 w Elektrowni Turów

- **cel projektu:** Obniżenie emisji SO₂ do poziomu wymaganego po wejściu w życie dyrektywy IED ($\leq 200 \text{ mg/Nm}^3$).
- budżet: ok. 530 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- paliwo: węgiel brunatny
- termin zakończenia: 2016 rok

Budowa ciągu nadkładowego w Kopalni Węgla Brunatnego Bełchatów (Pole Szczerców)

- **cel projektu:** zwiększenie zdolności wydobywczych kopalni w stopniu umożliwiającym pokrycie potrzeb Elektrowni Bełchatów
- budżet: ok. 108 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- paliwo: węgiel brunatny
- termin zakończenia: 2016 rok

Preferowany i niezawodny dostawca energii

PGE planuje przeprowadzić reorganizację procesu sprzedażowego w oparciu o efektywną strategię handlową. We wszystkich segmentach klientów PGE koncentrować się będzie na zrozumieniu potrzeb i poprawie jakości obsługi klienta. W szczególności obejmuje to:

- w segmencie klientów korporacyjnych - Grupa PGE zamierza skoncentrować się na efektywnym zarządzaniu marżą na poziomie Grupy oraz na zapewnieniu optymalnego zakontraktowania jednostek wytwórczych GK PGE;
- w segmencie SME (małych i średnich przedsiębiorstw) - Grupa PGE będzie koncentrować się na utrzymaniu klientów historycznych przy zachowaniu poziomu marżowości oraz pozyskiwaniu klientów poprzez poprawę jakości obsługi i poszerzenie oferty produktowej;
- w segmencie gospodarstw domowych - Grupa PGE zamierza pozyskiwać nowych klientów, poszerzać ofertę produktową, dążyć do obniżenia kosztów obsługi i sprzedaży oraz zbudować nowoczesne narzędzia IT wspierające proces sprzedaży.

W segmencie Dystrybucji PGE będzie koncentrować się na zapewnieniu niezawodności dostaw poprzez efektywność operacyjną i inwestycyjną. Celem PGE jest poprawa niezawodności sieci, mierzona wskaźnikiem SAIDI, o 50% do 2020 roku. Będzie on osiągany poprzez ukierunkowanie nakładów inwestycyjnych na projekty ograniczające w największym stopniu poziom niedostarczonej energii oraz efektywność operacyjną. Łączne nakłady inwestycyjne w segmencie Dystrybucji wyniosą ok. 12,3 mld PLN w latach 2014-2020.

Kluczowe projekty realizowane w I kwartale 2015 roku

Aktualizacja strategii handlu	<p>W ramach projektu opracowane zostaną:</p> <ul style="list-style-type: none">● strategia zarządzania łańcuchem wartości, która obejmuje:<ul style="list-style-type: none">▪ zdefiniowany proces handlowego zarządzania łańcuchem wartości▪ wypracowane mechanizmy decyzyjne oraz opracowane metody realizacji procesów zapewniające optymalizację marży I stopnia● strategia obrotu hurtowego, która obejmuje:<ul style="list-style-type: none">▪ opracowany model funkcjonowania handlu hurtowego▪ określenie zakresu wsparcia narzędzi IT▪ opracowaną ogólną strategię obrotu hurtowego oraz strategię kontraktowania● strategia obrotu detalicznego, która obejmuje:<ul style="list-style-type: none">▪ opracowaną strategię dla obszaru sprzedaży detalicznej oraz obsługi klienta● strategia zarządzania ryzykiem, która obejmuje:<ul style="list-style-type: none">▪ identyfikację ryzyk▪ opracowaną rekomendację dotyczącą modelu i metodyk zarządzania ryzykiem obszaru handlu hurtowego energią elektryczną i produktami powiązаныmi
Projekt ograniczenia strat sieciowych	<ul style="list-style-type: none">● celem projektu jest zmniejszenie kosztów zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej● podejmowane działania:<ul style="list-style-type: none">▪ wymiana transformatorów na niskostratne▪ przebudowa i modernizacja sieci: budowa nowych stacji WN/SN, 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▪ gospodarka mocą bierna, dopasowanie mocy transformatorów● efektem dotychczasowych działań jest istotne zmniejszenie wskaźnika różnicy bilansowej na przestrzeni 4 lat, z 6,87% w roku 2011 do 6,32% w roku 2014
CRM Billing	<ul style="list-style-type: none">● celem projektu jest wdrożenie systemów wspierających rozliczenia i obsługę klienta w spółkach PGE Obrót i PGE Dystrybucja● efektem projektu będzie:<ul style="list-style-type: none">▪ poprawa efektywności operacyjnej i wsparcie narzędziowe procesów w obszarze rozliczeń i obsługi klienta▪ wzrost pozycji konkurencyjnej poprzez rozwój oferty produktowej▪ poprawa jakości obsługi klienta● cele powyższe zostaną osiągnięte poprzez wdrożenie narzędzi IT wspierających procesy bilingowe, rozliczeniowe, windykacyjne, sprzedaży, posprzedaży, zarządzania relacjami z klientami, obsługi klienta, wymiany danych pomiarowych i informacji o operacjach technicznych

Najbardziej efektywna grupa energetyczna w Polsce

Celem PGE jest również pozycja najbardziej efektywnej grupy energetycznej w Polsce. Obejmuje to poprawę efektywności operacyjnej, dialog z interesariuszami w zakresie otoczenia regulacyjnego oraz wdrożenie najlepszych praktyk w obszarze zarządzania korporacyjnego. Kluczowe działania w tym obszarze to:

- Restrukturyzacja organizacji pozwalająca ograniczać koszty i zwiększać przychody. Efekty działań związanych z poprawą efektywności mają skutkować trwałym wpływem na EBIT na poziomie 1,5 mld PLN po 2016 roku. Cel ten będzie osiągnięty poprzez konsekwentną realizację programów poprawy efektywności operacyjnej w segmencie energetyki konwencjonalnej i dystrybucji, ograniczenie strat sieciowych i przerw w dostawach oraz racjonalizacja kosztów stałych w energetyce odnawialnej.
- Aktywny dialog z interesariuszami w zakresie otoczenia regulacyjnego. W szczególności Grupa PGE będzie dążyć do zagwarantowania ekonomicznej przewidywalności projektów inwestycyjnych oraz do budowy porozumienia z kluczowymi interesariuszami mającymi wpływ na kształtowanie otoczenia regulacyjnego w Polsce i na poziomie Unii Europejskiej.
- Wdrożenie najlepszych praktyk w obszarze zarządzania korporacyjnego. Dotyczy to obszarów zarządzania zasobami ludzkimi, wsparcia decyzji biznesowych i zarządzania efektywnością, a także optymalizacji i standaryzacji funkcji wsparcia.

Kluczowe projekty realizowane w I kwartale 2015 roku

Program Optymalizacji Linii Biznesowej Energetyka Konwencjonalna	<ul style="list-style-type: none">● celem programu jest przygotowanie segmentu Energetyki Konwencjonalnej do działania w sytuacji zmieniających się warunków rynkowych oraz wyzwań związanych z nowymi inwestycjami● w I kwartale 2015 roku trwała realizacja zapoczątkowanego w 2014 roku etapu wdrożenia programu obejmującego:<ul style="list-style-type: none">▪ szereg inicjatyw mających na celu restrukturyzację organizacji i przemodelowanie procesów biznesowych▪ optymalizację kosztową▪ zwiększenie przychodówRealizacja inicjatyw pozwoli dostosować koszty działalności segmentu Energetyki Konwencjonalnej do zmian rynkowych, wykorzystując jednocześnie potencjały do generowania nowych przychodów.
Program Poprawy Efektywności Operacyjnej w PGE Dystrybucja	<ul style="list-style-type: none">● celem programu była realizacja działań skutkująca ograniczeniem wskaźnika SAIDI i pozwalających na optymalizację kosztów prowadzenia eksploatacji sieci elektroenergetycznej.● główne działania:<ul style="list-style-type: none">▪ zwiększenie ilości zadań eksploatacyjnych, w szczególności intensyfikacja wycinki drzew▪ poprawa eksploatacji łączników sterowanych zdalnie▪ wprowadzenie priorytetyzacji linii SN▪ wdrożenie systemu zintegrowanego zarządzania elektromonterami mające bezpośredni wpływ na podniesienie efektywności operacyjnej brygad własnychW 2015 roku spodziewane są pierwsze efekty wdrożenia programu.
Model Operacyjny	<ul style="list-style-type: none">● celem projektu jest zwiększenie efektywności organizacyjnej całej GK PGE, który zostanie osiągnięty dzięki<ul style="list-style-type: none">▪ centralizacji funkcji zarządczych, decyzyjnych i planistycznych w Centrum Korporacyjnym przy jednoczesnym synergicznym połączeniu potencjałów najważniejszych składników wartości Grupy - kapitału, doświadczeń, kompetencji i wiedzy - usytuowanych w Liniach Biznesowych● określa strukturę wzajemnych zależności pomiędzy spółkami Grupy, precyzując ich kompetencje, zakresy odpowiedzialności oraz cele operacyjne, rozumiane jako powiązane ze sobą elementy składowe strategicznych celów biznesowych całej Grupy. Zasadniczym produktem wdrożenia Modelu Operacyjnego będą nowe procesy zarządcze.● w ramach projektu uruchomiono zdefiniowany portfel 51 projektów wdrożeniowych, których efektem będzie trwałe wdrożenie zaprojektowanych zmian w procesach biznesowych.

Cash Management	<ul style="list-style-type: none">● celem projektu jest centralizacja zarządzania płynnością w Grupie Kapitałowej PGE poprzez wdrożenie usługi cash poolingu rzeczywistego bezzwrotnego● efektem projektu będzie:<ul style="list-style-type: none">▪ optymalizacja przepływów finansowych i wzrost efektywności zarządzania płynnością w GK PGE▪ ograniczenie zadłużenia zewnętrznego poprzez wykorzystanie środków własnych GK PGE▪ zapewnienie bezpieczeństwa finansowego krótkoterminowego podmiotów GK PGE▪ ograniczenie kosztów obsługi bankowej. <p>Umowy dotyczące usługi cash poolingu rzeczywistego zostały zawarte w dniu 22 grudnia 2014 roku pomiędzy 16 spółkami GK PGE i każdym z banków z osobna tj. z bankiem Powszechna Kasa Oszczędności Bank Polski S.A. i Bankiem Polska Kasa Opieki S.A.</p>
Strategia Zarządzania Kapitałem Ludzkim („Strategia ZKL”)	<ul style="list-style-type: none">● celem projektu jest wsparcie strategii biznesowej w efektywnym realizowaniu jej celów poprzez:<ul style="list-style-type: none">▪ podniesienie efektywności zarządzania zasobami ludzkimi▪ zapewnienie strategicznego zarządzania zasobami ludzkimi▪ optymalizacja i standaryzacja procesów pod kątem: maksymalizacji korzyści poprzez skalę działalności oraz specjalizację (integracja narzędzi i systemów IT), jednolitego standardu działania, optymalnego wykorzystania zasobów● w I kwartale 2015 roku trwały działania związane z szeroką komunikacją Strategii ZKL w GK PGE oraz rozpoczęły się prace przygotowawcze związane z wdrożeniem inicjatyw strategicznych
Projekt budowy Centrum Usług Wspólnych („CUW”)	<ul style="list-style-type: none">● celem projektu budowy CUW w obszarze rachunkowości, rachuby płac i administracji kadrowej jest:<ul style="list-style-type: none">▪ standaryzacja, ujednoczenie i poprawa efektywności procesów▪ wprowadzenie zarządzania organizacją skoncentrowanego na procesach i obsłudze klienta wewnętrznego▪ efektywne wykorzystanie jednolitych narzędzi IT▪ lepsze wykorzystanie kompetencji i wiedzy pracowników w GK PGE● 1 stycznia 2015 roku spółka PGE Obsługa Księgowo-Kadrowa sp. z o.o. rozpoczęła obsługę finansowo-księgową wybranych podmiotów z GK PGE
Program SAP	<ul style="list-style-type: none">● celem projektu jest:<ul style="list-style-type: none">▪ zwiększenie efektywności działania poprzez: standaryzację procesów w ramach Grupy, zwiększenie efektywności procesowej, optymalizację wykorzystania majątku technicznego, efektywniejsze zarządzanie utrzymaniem i rozwojem systemu▪ zwiększenie przejrzystości poprzez: stworzenie jednolitej ewidencji zdarzeń gospodarczych, dostęp do bieżących i spójnych informacji zarządczych, usprawnienie i przyspieszenie procesu podejmowania decyzji▪ stworzenie podstaw do: budowy centrów usług wspólnych w ramach GK PGE, integracji systemu zakupów, utrzymania dominującej pozycji na rynku w obliczu rosnącej konkurencji <p>W 2015 roku będzie kontynuowany proces wdrażania modułów Rachunkowość i Logistyka, Zarządzanie Kapitałem Ludzkim, Zarządzanie Zakupami oraz Zarządzanie Majątkiem w głównych spółkach GK PGE.</p>
Konsolidacja OZE	<ul style="list-style-type: none">● celem projektu jest:<ul style="list-style-type: none">▪ skoncentrowanie całej działalności związanej z produkcją energii elektrycznej z OZE (poza współspalaniem) w jednym podmiocie – PGE EO S.A.▪ osiągnięcie efektów synergii wynikających z zarządzania obszarem OZE Wiatr wspólnie z obszarem OZE Woda i ESP/RUS▪ realizacja projektów inwestycyjnych i prowadzenie eksploatacji aktywów w obszarze OZE Wiatr przy optymalnym wykorzystaniu zasobów ludzkich i finansowych▪ osiągnięcie oszczędności w funkcjonowaniu segmentu Energetyka Odnawialna <p>W kwartale 2015 roku opracowano koncepcję konsolidacji obszaru OZE oraz inkorporowano spółkę Pelplin Sp. z o.o. do PGE EO S.A.</p>

Grupa aktywnie rozwijająca nowe obszary biznesu

PGE będzie aktywnie poszukiwać i rozwijać nowe produkty i nowe obszary biznesu. Wstępnie zidentyfikowane kierunki rozwoju to oferta dual fuel (zakup energii elektrycznej i gazu od jednego sprzedawcy) oraz rozwój nowoczesnej infrastruktury energetycznej (infrastruktura dla e-mobility, zarządzanie generacją rozproszoną i magazynowaniem energii oraz elektryfikacja ogrzewania).

Innowacyjność

Oprócz wstępnie zidentyfikowanych kierunków rozwoju PGE będzie na bieżąco analizować otoczenie rynkowe w celu identyfikacji i wykorzystania innowacyjnych rozwiązań do osiągnięcia celów strategicznych grupy. Aspiracją PGE jest przeznaczanie min. 1,5% skonsolidowanego zysku netto rocznie od roku 2015 na działania w obszarze R&D przy maksymalizacji finansowania zewnętrznego.

Kluczowe projekty realizowane w I kwartale 2015 roku

Współpraca z Narodowym Centrum Badań i Rozwoju („NCBiR”)	<ul style="list-style-type: none">● jednym z głównych założeń jest wykorzystanie przez GK PGE funduszy publicznych dostępnych w Programie Operacyjnym Inteligentny Rozwój („POIR”), którego NCBR jest instytucją wdrażającą● główne działania:<ul style="list-style-type: none">▪ prace związane z podpisaniem porozumienia w sprawie Wspólnego Przedsięwzięcia oraz z zawarciem umowy w sprawie Wspólnego Przedsięwzięcia▪ prace wynikające z zaangażowania GK PGE w mechanizm funduszy kapitałowych wspierających nowe rozwiązania technologiczne w sektorze elektroenergetycznym
Portfel projektów dotyczących badań i rozwoju	<ul style="list-style-type: none">● spółki zarządzające poszczególnymi obszarami działalności GK PGE wraz z PGE SA realizowały uruchomione wcześniej projekty z zakresu R&D oraz zainicjowały nowe projekty R&D w zidentyfikowanych w 2014 roku Strategicznych Obszarach Badań i Rozwoju oraz Nowego Biznesu;● główne prace są prowadzone w obszarach:<ul style="list-style-type: none">▪ poprawy efektywności wytwarzania▪ redukcji emisji▪ optymalizacji procesu wydobycia oraz energii wiatrowej● dodatkowo identyfikowane były nowe inicjatywy projektowe; w sumie przygotowano dziesięć nowych projektów z zakresu energii odnawialnej, wytwarzania konwencjonalnego i sprzedaży detalicznej

3 Wyniki osiągnięte w Grupie Kapitałowej PGE

3.1 Wyniki finansowe GK PGE

Kluczowe dane finansowe	Jedn.	I kwartał 2015	I kwartał 2014 <i>dane przekształcone</i>	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	mln PLN	7.553	6.929	9%
Zysk z działalności operacyjnej (EBIT)	mln PLN	1.416	978	45%
Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację (EBITDA)	mln PLN	2.223	1.723	29%
Zysk netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej	mln PLN	1.095	790	39%
Rekompensaty KDT	mln PLN	162	131	24%
Nakłady inwestycyjne	mln PLN	1.393	1.001	39%
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	mln PLN	1.361	889	53%
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	mln PLN	-2.519	-1.876	-
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	mln PLN	-150	160	-
Zysk netto na akcję	PLN	0,59	0,42	40%
Marża EBITDA	%	29%	25%	
Kluczowe dane finansowe	Jedn.	Stan na dzień 31 marca 2015	Stan na dzień 31 grudnia 2014	zmiana %
Kapitał obrotowy	mln PLN	7.107	6.753	5%
Zadłużenie netto/LTM EBITDA*	x	0,03x	-0,11x	

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

3.1.1 Skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów

W I kwartale 2015 roku Grupa Kapitałowa wykazała przychody ze sprzedaży na poziomie 7.553 mln PLN w porównaniu do 6.929 mln PLN w I kwartale 2014 roku, co oznacza wzrost o około 9%.

Przychody ze sprzedaży - wzrost o 624 mln PLN

Dodatni wpływ	<ul style="list-style-type: none">wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 462 mln PLNwzrost przychodów ze sprzedaży gazu o 101 mln PLNwzrost przychodów z tytułu rekompensat KDT o 31 mln PLNwzrost przychodów ze sprzedaży ciepła o 16 mln PLNwzrost przychodów z tytułu regulacyjnych usług systemowych o 13 mln PLN
Ujemny wpływ	<ul style="list-style-type: none">spadek przychodów ze sprzedaży świadectw pochodzenia energii o 24 mln PLN

Koszt własny sprzedaży w I kwartale 2015 roku wyniósł 5.507 mln PLN, co oznacza wzrost o około 1% w porównaniu do I kwartału 2014 roku.

Koszt własny sprzedaży - wzrost o 64 mln PLN

Ujemny wpływ	<ul style="list-style-type: none">wzrost wartości sprzedanych towarów i materiałów, głównie:<ul style="list-style-type: none">gazu zakupionego celem odsprzedaży o 93 mln PLNenergii zakupionej celem odsprzedaży o 75 mln PLNwyższe koszty paliwa produkcyjnego o 154 mln PLN
Dodatni wpływ	<ul style="list-style-type: none">niższe koszty osobowe o 152 mln PLN w związku z rezerwą na koszty PDO w I kwartale 2014 rokuniższe koszty opłat za emisję CO₂ o 100 mln PLNspadek wartości sprzedanych praw majątkowych o 79 mln PLN

Zysk brutto ze sprzedaży w I kwartale 2015 roku wyniósł 2.046 mln PLN w porównaniu do 1.486 mln PLN w I kwartale 2014 roku, co oznacza wzrost o około 38%.

W I kwartale 2015 roku koszty sprzedaży i dystrybucji Grupy PGE wyniosły 395 mln PLN i były wyższe o około 9% w porównaniu do I kwartału 2014 roku. Wzrost kosztów sprzedaży i dystrybucji wynikał głównie z wyższych kosztów umorzenia praw majątkowych przez PGE Obrót S.A.

W I kwartale 2015 roku koszty ogólnego zarządu wyniosły 218 mln PLN, co oznacza wzrost o około 19% w porównaniu do I kwartału 2014 roku.

Wynik na pozostałej działalności operacyjnej w I kwartale 2015 roku był ujemny i wyniósł (-)17 mln PLN w porównaniu do dodatniego wyniku w wysokości 38 mln PLN w I kwartale 2014 roku.

Pozostałe przychody operacyjne Grupy w I kwartale 2015 roku wyniosły 82 mln PLN, co oznacza spadek o około 16% w stosunku do kwoty 98 mln PLN osiągniętej w porównywalnym okresie. Na spadek pozostałych przychodów operacyjnych o 16 mln PLN wpływ miało głównie niższe rozwiązanie pozostałych rezerw.

Pozostałe koszty operacyjne Grupy w okresie styczeń – marzec 2015 roku wyniosły 99 mln PLN w porównaniu do 60 mln PLN w I kwartale 2014 roku, co oznacza wzrost o około 65%. Wzrost pozostałych kosztów operacyjnych o 39 mln PLN spowodowany był głównie utworzeniem odpisów aktualizujących wartość pozostałych aktywów oraz należności.

W I kwartale 2015 roku wynik na działalności finansowej był ujemny i wyniósł (-) 54 mln PLN, w porównaniu do dodatniego wyniku w wysokości 5 mln PLN w okresie porównywalnym 2014 roku.

Przychody finansowe Grupy w I kwartale 2015 roku wyniosły 51 mln PLN, co oznacza spadek o około 36% w stosunku do kwoty 80 mln PLN osiągniętej w I kwartale 2014 roku.

Przychody finansowe - spadek o 29 mln PLN

Ujemny wpływ na wynik	<ul style="list-style-type: none">niższy poziom odsetek z tytułu instrumentów finansowych o 20 mln PLNniższy poziom rozwiązanych rezerw o 13 mln PLN
-----------------------	---

Koszty finansowe Grupy w okresie styczeń – marzec 2015 roku wyniosły 105 mln PLN, co oznacza wzrost o 40% w porównaniu do wartości osiągniętej w okresie porównywalnym 2014 roku w wysokości 75 mln PLN.

Koszty finansowe - wzrost o 30 mln PLN

Ujemny wpływ na wynik	<ul style="list-style-type: none">wyższy poziom ujemnych różnic kursowych o 23 mln PLNwyższy poziom odsetek z tytułu instrumentów finansowych o 11 mln PLN
-----------------------	---

W efekcie powyższych zdarzeń **zysk brutto** Grupy w I kwartale 2015 roku ukształtował się na poziomie 1.362 mln PLN, w porównaniu do 983 mln PLN w I kwartale 2014 roku, natomiast **marża zysku brutto** Grupy (zysk brutto w stosunku do przychodów ze sprzedaży ogółem) wyniosła 18% w porównaniu do 14 % w I kwartale 2014 roku.

Zysk netto GK PGE w okresie styczeń – marzec 2015 roku wyniósł 1.098 mln PLN w porównaniu do 793 mln PLN w okresie porównywalnym 2014 roku.

Zysk netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej w I kwartale 2015 roku wzrósł o 305 mln PLN, w porównaniu do I kwartału 2014 roku i wyniósł 1.095 mln PLN.

Łączne całkowite dochody Grupy w I kwartale 2015 roku wyniosły 1.151 mln PLN, w porównaniu do 793 mln PLN w I kwartale 2014 roku.

3.1.2 Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej

Aktywa trwałe Grupy według stanu na dzień 31 marca 2015 roku oraz na dzień 31 grudnia 2014 roku wyniosły odpowiednio 52.984 mln PLN oraz 52.182 mln PLN.

Aktywa trwałe - wzrost o 802 mln PLN

Wzrost	<ul style="list-style-type: none">● poniesione nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe oraz wartości niematerialne w kwocie 1.393 mln PLN, z czego:<ul style="list-style-type: none">▪ Energetyka Konwencjonalna - 1.042 mln PLN▪ Dystrybucja - 263 mln PLN▪ Energetyka Odnawialna - 68 mln PLN● zaliczek na rzeczowe aktywa trwałe w budowie o 257 mln PLN
Spadek	<ul style="list-style-type: none">● ujęcie amortyzacji oraz odpisów aktualizujących dot. aktywów trwałych oraz wartości niematerialnych w wysokości 807 mln PLN● pozycji aktywa z tytułu podatku odroczonego o 29 mln PLN

Aktywa obrotowe Grupy według stanu na dzień 31 marca 2015 roku oraz na dzień 31 grudnia 2014 roku wyniosły odpowiednio 13.173 mln PLN oraz 14.019 mln PLN.

Aktywa obrotowe - spadek o 846 mln PLN

Spadek	<ul style="list-style-type: none">● wartości środków pieniężnych i ich ekwiwalentów o 1.339 mln PLN
Wzrost	<ul style="list-style-type: none">● należności z tytułu dostaw i usług o 191 mln PLN● pozostałych pożyczek i należności finansowych o 159 mln PLN● zapasów o 66 mln PLN● pozostałych aktywów krótkoterminowych o 30 mln PLN

Zmiana poziomu środków pieniężnych i ich ekwiwalentów została opisana w części dotyczącej sprawozdania z przepływów pieniężnych.

Wzrost pozycji należności z tytułu dostaw i usług wynika ze wzrostu tej pozycji w PGE Obrót S.A.

Zmiana pozostałych pożyczek i należności finansowych wynika z wzrostu należności z tytułu KDT o 103 mln PLN, zwiększenia wartości lokat i depozytów powyżej 3 miesięcy o 96 mln PLN oraz spadku pozostałych należności o 41 mln PLN.

Wzrost zapasów wynika z wyższej wartości praw pochodzenia energii o 153 mln PLN, spadku wartości materiałów o 80 mln PLN (w tym głównie węgla kamiennego o 94 mln PLN) oraz spadku wartości CO₂ o 30 mln PLN.

Wzrost pozostałych aktywów krótkoterminowych wynika z wyższego poziomu prowizji rozliczanych w czasie, opłaty z tytułu wieczystego użytkowania gruntów przy jednoczesnym spadku należności z tytułu podatku VAT.

Kapitał własny Grupy według stanu na dzień 31 marca 2015 roku oraz na dzień 31 grudnia 2014 roku ogółem wyniósł odpowiednio 46.036 mln PLN oraz 44.884 mln PLN.

Kapitał własny przypisany udziałom niekontrolującym według stanu na dzień 31 marca 2015 roku oraz na dzień 31 grudnia 2014 roku wyniósł odpowiednio 120 mln PLN oraz 116 mln PLN.

Wzrost kapitału własnego ogółem o 1.152 mln PLN spowodowany był głównie ujęciem wypracowanego w okresie I kwartału 2015 roku zysku netto w wysokości 1.098 mln PLN.

Zobowiązania długoterminowe według stanu na dzień 31 marca 2015 roku oraz na dzień 31 grudnia 2014 roku wyniosły odpowiednio 14.055 mln PLN oraz 14.051 mln PLN.

Zobowiązania długoterminowe - wzrost o 4 mln PLN

Wzrost	<ul style="list-style-type: none">● rezerwy z tytułu odroczonego podatku dochodowego o 75 mln PLN● poziomu rezerw długoterminowych o 66 mln PLN
Spadek	<ul style="list-style-type: none">● pozycji oprocentowane kredyty bankowe, pożyczki, obligacje i leasing o 122 mln PLN● pozycji rozliczenia międzyokresowe przychodów i dotacje rządowe o 14 mln PLN

Wzrost rezerwy z tytułu odroczonego podatku dochodowego wynika głównie z wyższej różnicy pomiędzy podatkową a bilansową wartością rzeczowych aktywów trwałych.

Wzrost rezerw długoterminowych o 66 mln PLN wynika przede wszystkim ze wzrostu rezerwy na koszty rekultywacji oraz rezerw aktuarialnych.

Spadek pozycji oprocentowane kredyty bankowe, pożyczki, obligacje i leasing związany jest głównie z reklasem obligacji do zobowiązań krótkoterminowych.

Spadek pozycji rozliczenia międzyokresowe przychodów i dotacje rządowe wynika głównie ze spadku darowizn i nieodpłatnie otrzymanych rzeczowych aktywów trwałych.

Zobowiązania krótkoterminowe według stanu na dzień 31 marca 2015 roku oraz na dzień 31 grudnia 2014 roku wyniosły odpowiednio 6.066 mln PLN oraz 7.266 mln PLN.

Zobowiązania krótkoterminowe - spadek o 1.200 mln PLN

Spadek	<ul style="list-style-type: none">● pozostałych zobowiązań finansowych o 729 mln PLN● zobowiązań z tytułu dostaw i usług o 346 mln PLN● pozostałych zobowiązań niefinansowych o 245 mln PLN● bieżącej części oprocentowanych kredytów bankowych, pożyczek, obligacji i leasingu o 112 mln PLN
Wzrost	<ul style="list-style-type: none">● poziomu rezerw o 116 mln PLN● zobowiązań z tytułu podatku dochodowego o 78 mln PLN

Niższy poziom pozostałych zobowiązań finansowych wynika ze spadku zobowiązań z tytułu zakupionych rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych o 702 mln PLN, spadku zobowiązań z tytułu KDT o 66 mln PLN oraz wzrostu pozostałych zobowiązań o 24 mln PLN.

Spadek zobowiązań z tytułu dostaw i usług nastąpił głównie w PGE GiEK S.A. oraz PGE Dystrybucja S.A.

Niższy poziom pozostałych zobowiązań niefinansowych wynika ze spadku zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych o 271 mln PLN, opłat za korzystanie ze środowiska o 178 mln PLN przy jednoczesnym wzroście zobowiązań z tytułu należnego VAT o 219 mln PLN.

Spadek bieżącej części oprocentowanych kredytów bankowych, pożyczek, obligacji i leasingu dotyczy głównie kredytów w rachunku bieżącym PGE GiEK S.A.

Wyższy poziom rezerw krótkoterminowych wynika głównie z utworzenia rezerwy na zakup uprawnień do emisji CO₂, co zostało częściowo skompensowane przez wykorzystanie rezerwy na prawa majątkowe przeznaczone do umorzenia.

Wzrost zobowiązań z tytułu podatku dochodowego dotyczy głównie PGE S.A. przy spadku w PGE Dystrybucja S.A.

3.1.3 Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych

Całkowite przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej za okres trzech miesięcy zakończony dnia 31 marca 2015 roku wyniosły 1.361 mln PLN w porównaniu do 889 mln PLN w okresie trzech miesięcy zakończonym dnia 31 marca 2014 roku.

Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej

Dodatni wpływ	<ul style="list-style-type: none">● wyższy zysk brutto o 379 mln PLN● zmiana stanu pozostałych aktywów niefinansowych, rozliczeń międzyokresowych i uprawnień do emisji CO₂ o 291 mln PLN● podatek dochodowy zapłacony – zmiana o 143 mln PLN
Ujemny wpływ	<ul style="list-style-type: none">● zmiana stanu należności – o 459 mln PLN

Ujemne przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej za okres trzech miesięcy zakończony dnia 31 marca 2015 roku wyniosły 2.519 mln PLN w porównaniu do ujemnych przepływów pieniężnych netto w wysokości 1.876 mln PLN w analogicznym okresie 2014 roku.

Przepływy pieniężne z działalności inwestycyjnej

Ujemny wpływ	<ul style="list-style-type: none"> ● wydatkowanie środków na nabycie rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych o wartości 2.434 mln PLN ● założenie i rozwiązanie lokat powyżej 3 miesięcy - zmiana o 95 mln PLN
--------------	---

Ujemne przepływy pieniężne netto z działalności finansowej za okres trzech miesięcy zakończony dnia 31 marca 2015 roku wyniosły 150 mln PLN w porównaniu do dodatnich przepływów pieniężnych netto w wysokości 160 mln PLN w okresie trzech miesięcy zakończonym dnia 31 marca 2014 roku.

Na poziom środków pieniężnych z działalności finansowej w I kwartale 2015 roku główny wpływ miało ujemne saldo wpływów i spłat z tytułu kredytów, emisji obligacji i leasingu finansowego w wysokości 140 mln PLN, natomiast w okresie porównywalnym saldo tej pozycji było dodatnie i wynosiło 179 mln PLN.

3.2 Wyniki operacyjne GK PGE

Tabela: Kluczowe wielkości operacyjne.

Kluczowe wielkości	Jedn.	I kwartał 2015	I kwartał 2014	zmiana %	2014
Wydobycie węgla brunatnego	mln ton	13,10	12,30	7%	49,97
Produkcja energii elektrycznej netto	TWh	14,53	13,50	8%	54,84
Sprzedaż ciepła	mln GJ	7,67	7,58	1%	17,94
Sprzedaż energii do odbiorców finalnych*	TWh	9,84	9,91	-1%	39,64
Dystrybucja energii elektrycznej**	TWh	8,41	8,22	2%	32,54

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

**z doszacowaniem

3.2.1 Bilans energii GK PGE

Sprzedaż energii elektrycznej

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

Wolumen sprzedaży	I kwartał 2015	I kwartał 2014	zmiana %	2014
SPRZEDAŻ W TWh, z czego:	26,16	24,94	5%	103,14
Sprzedaż do odbiorców finalnych*	9,85	9,88	0%	39,60
Sprzedaż na rynku hurtowym, w tym:	15,90	14,74	8%	62,44
<i>Sprzedaż na krajowym rynku hurtowym - giełda</i>	<i>15,07</i>	<i>13,74</i>	<i>10%</i>	<i>56,54</i>
<i>Sprzedaż na krajowym rynku hurtowym - pozostały</i>	<i>0,81</i>	<i>0,82</i>	<i>-1%</i>	<i>3,10</i>
<i>Sprzedaż do klientów zagranicznych</i>	<i>0,02</i>	<i>0,18</i>	<i>-89%</i>	<i>2,80</i>
Sprzedaż na rynku bilansującym	0,41	0,32	28%	1,10

* po wyeliminowaniu sprzedaży wewnątrz Grupy PGE

Wzrost wolumenu sprzedaży energii elektrycznej przez GK PGE na rynku hurtowym – giełda wynika przede wszystkim z realizacji większej sprzedaży na giełdzie przez PGE GiEK S.A. w związku z wyższą dyspozycyjnością jednostek wytwórczych w stosunku do analogicznego okresu 2014 roku.

Zakup energii elektrycznej

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

Wolumen zakupu	I kwartał 2015	I kwartał 2014	zmiana %	2014
ZAKUP W TWh, z czego:	13,06	12,97	1%	53,18
Zakupy na krajowym rynku hurtowym - giełda	10,18	9,57	6%	37,82
Zakupy na krajowym rynku hurtowym - pozostałym	1,24	1,09	14%	5,20
Zakupy poza granicami kraju	0,00	0,14	-100%	2,75
Zakupy na rynku bilansującym	1,64	2,17	-24%	7,41

Wzrost zakupów na krajowym rynku hurtowym – giełda wynika z transakcji dokonanych przez PGE GiEK S.A. Zwiększenie zakupów na krajowym rynku hurtowym - pozostałym związane jest z dokonaniem przez PGE Obrót S.A. zakupem energii na rynku lokalnym z Elektrowni Połaniec i Ostrołęka.

Produkcja energii elektrycznej

Wolumen produkcji	I kwartał 2015	I kwartał 2014	zmiana %	2014
PRODUKCJA ENERGII W TWh, z czego:	14,53	13,50	8%	54,84
Elektrownie opalane węglem brunatnym	10,13	9,55	6%	39,22
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	<i>0,11</i>	<i>0,09</i>	<i>22%</i>	<i>0,39</i>
Elektrownie opalane węglem kamiennym	2,60	2,82	-8%	11,35
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	<i>0,11</i>	<i>0,11</i>	<i>0%</i>	<i>0,44</i>
Elektrociepłownie węglowe	0,41	0,39	5%	1,10
Elektrociepłownie gazowe	0,77	0,14	450%	1,16
Elektrociepłownie biomasowe	0,11	0,11	0%	0,43
Elektrownie szczytowo-pompowe	0,14	0,19	-26%	0,52
Elektrownie wodne	0,14	0,10	40%	0,42
Elektrownie wiatrowe	0,23	0,20	15%	0,64

Wzrost produkcji energii elektrycznej w elektrowniach opalanych węglem brunatnym wynika głównie z wyższej produkcji w Elektrowni Bełchatów. W I kwartale 2014 roku blok 11 był w modernizacji a blok nr 9 od lutego do marca 2014 roku pozostawał w remoncie średnim.

Spadek produkcji energii elektrycznej w elektrowniach opalanych węglem kamiennym wynika z niższej produkcji w Elektrowni Opole, co jest następstwem awarii i postoju bloku nr 4 w remoncie nieplanowanym od października 2014 roku do lutego 2015 roku. Niższa produkcja w Elektrowni Opole wynika dodatkowo z niższego zapotrzebowania OSP na energię elektryczną.

Wzrost produkcji w elektrociepłowniach węglowych wynika głównie z oddania do użytkowania nowych jednostek wytwórczych, tj.: turbosespołu upustowo-kondensacyjnego wraz z kotłem rezerwowo-szczytowym w Elektrociepłowni Zgierz w grudniu 2014 roku oraz turbosespołu upustowo kondensacyjnego wraz z wymiennikiem ciepłowniczym Elektrociepłowni Kielce z końcem lutego 2014 roku.

Wzrost produkcji w elektrociepłowniach gazowych jest wynikiem wznowienia produkcji w Elektrociepłowni Rzeszów od września 2014 roku oraz w Elektrociepłowni Lublin Wrotków od października 2014 roku na skutek przywrócenia systemu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji. Dodatkowo wyższa produkcja w Elektrociepłowni Rzeszów wynika z oddania do eksploatacji nowego bloku gazowo silnikowego w listopadzie 2014 roku.

Wzrost produkcji w elektrowniach wodnych jest następstwem lepszych warunków hydrologicznych.

Wzrost produkcji w elektrowniach wiatrowych wynika głównie z korzystnych warunków wietrzności/atmosferycznych, jak również z oddania do eksploatacji w marcu 2014 roku Farmy Wiatrowej Wojciechowo należącej do PGE Energia Odnawialna S.A. (PGE EO S.A.), a tym samym ze zwiększenia mocy zainstalowanej o 28 MW.

Spadek produkcji w elektrowniach szczytowo-pompowych wynika z charakteru pracy jednostek wytwórczych, które w I kwartale 2015 roku były wykorzystywane w mniejszym stopniu przez OSP.

3.2.2 Sprzedaż ciepła

W I kwartale 2015 roku wolumen sprzedanego ciepła wyniósł w Grupie PGE 7,67 mln GJ i był zbliżony do wolumenu sprzedanego ciepła w I kwartale 2014 roku, tj. 7,58 mln GJ.

3.3 Segmenty działalności – dane finansowe

Tabela: Przychody Grupy w podziale na segmenty działalności w I kwartale 2015 i 2014 roku.

w mln PLN	Przychody ogółem		
	I kwartał 2015	I kwartał 2014*	zmiana %
Energetyka Konwencjonalna	3.517	3.054	15%
Energetyka Odnawialna	215	219	-2%
Obrót	3.798	3.584	6%
Dystrybucja	1.540	1.485	4%
Pozostała Działalność	173	399	-57%
RAZEM	9.243	8.741	6%
Korekty konsolidacyjne	-1.690	-1.812	-7%
RAZEM PO KOREKTACH	7.553	6.929	9%

*dane przekształcone

Tabela: Kluczowe wielkości w poszczególnych segmentach w I kwartale 2015 roku (po dokonaniu wyłączeń konsoliacyjnych).

w mln PLN	EBITDA	EBIT	Nakłady inwestycyjne	Aktywa segmentu*
Energetyka Konwencjonalna	1.282	810	1.042	36.506
Energetyka Odnawialna	125	70	68	4.123
Obrót	159	153	4	4.027
Dystrybucja	627	367	263	15.731
Pozostała działalność	21	-5	33	940
RAZEM	2.214	1.395	1.410	61.327
Korekty konsolidacyjne	9	21	-17	-1.966
RAZEM PO KOREKTACH	2.223	1.416	1.393	59.361

* por. nota B.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego

Tabela: Kluczowe wielkości w poszczególnych segmentach w I kwartale 2014 roku (po dokonaniu wyłączeń konsoliacyjnych).

w mln PLN	EBITDA	EBIT	Nakłady inwestycyjne	Aktywa segmentu*
Energetyka Konwencjonalna	822	398	693	32.512
Energetyka Odnawialna	124	72	119	3.573
Obrót	153	149	3	3.284
Dystrybucja	598	354	176	15.131
Pozostała działalność	29	-2	29	1.414
RAZEM	1.726	971	1.020	55.914
Korekty konsolidacyjne	-3	7	-19	-1.508
RAZEM PO KOREKTACH	1.723	978	1.001	54.406

* por. nota B.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego

** dane przekształcone

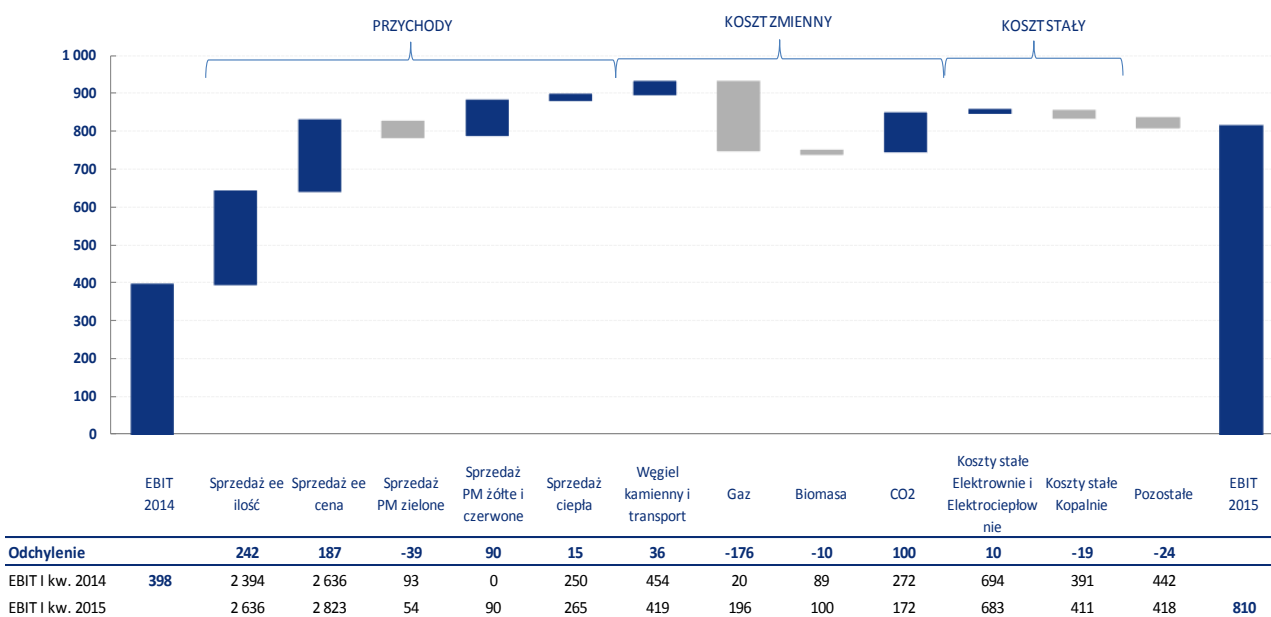
3.3.1 Segment Energetyka Konwencjonalna

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Energetyka Konwencjonalna.

mln PLN	I kwartał 2015	I kwartał 2014*	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	3.517	3.054	15%
EBIT	810	398	104%
EBITDA	1.282	822	56%
Nakłady inwestycyjne	1.042	693	50%

* dane przekształcone

Rysunek: Kluczowe odchylenia wyniku EBIT w Segmencie Energetyka Konwencjonalna [w mln PLN].



Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wyniki Segmentu Energetyka Konwencjonalna w I kwartale 2015 roku w stosunku do wyników porównywalnego okresu 2014 roku były:

- **Wzrost wolumenu sprzedaży energii elektrycznej** wynikający z realizacji większej sprzedaży na giełdzie w związku z wyższą dyspozycyjnością jednostek wytwórczych w stosunku do analogicznego okresu 2014 roku.
- **Wzrost cen sprzedaży energii elektrycznej**, który spowodował odpowiedni wzrost przychodów ze sprzedaży. Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku giełdowym w I kwartale 2015 roku kształtowała się na poziomie 173,57 PLN/MWh, natomiast w I kwartale 2014 roku wyniosła 161,66 PLN/MWh.
- **Niższe koszty opłat za emisję CO₂**. W związku z brakiem przydziału należnych spółce darmowych uprawnień do emisji CO₂ w okresie styczeń – marzec 2014 roku w kosztach CO₂ wyceniono całą emisję okresu. W I kwartale 2015 roku przy kalkulowaniu kosztów CO₂ uwzględniono darmowe uprawnienia.
- **Wyższe koszty zużycia paliwa produkcyjnego** wynikające z wyższej produkcji energii elektrycznej (o 1 TWh):
 - **gazu** - na skutek wyższego wolumenu zużycia o 5,1 TJ, co związane jest z uruchomieniem produkcji oraz wyższym jednostkowym kosztem zużycia o 15,99 PLN/GJ;
 - **biomasy** - z powodu wyższego wolumenu zużycia o 0,4 TJ, jednocześnie jednostkowy koszt zużycia spadł o 0,15 PLN/GJ
- **Spadek w pozycji pozostałe** wynikający głównie ze wzrostu kosztów zakupu energii do odsprzedaży.

Nakłady inwestycyjne

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Konwencjonalna w podziale na poszczególne zadania inwestycyjne w I kwartale 2015 oraz 2014 roku.

w mln PLN	Nakłady inwestycyjne		
	I kwartał 2015	I kwartał 2014*	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	794	387	105%
▪ Rozwojowe	471	66	614%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	323	321	1%
Zakupy gotowych dóbr inwestycyjnych	11	22	-50%
Środki transportu	7	5	40%
Pozostałe	55	138	-60%
RAZEM	867	552	57%
Aktywowane koszty usuwania nadkładu w kopalniach	175	141	24%
RAZEM z aktywowanymi kosztami usuwania nadkładu	1.042	693	50%

* dane przekształcone

W niniejszym sprawozdaniu, w segmencie Energetyka Konwencjonalna, dokonana została zmiana prezentacji nakładów inwestycyjnych w moce produkcyjne. Część nakładów uprzednio wykazywanych w nakładach rozwojowych została przeklasyfikowana do nakładów modernizacyjno – odtworzeniowych. Uwzględnione zostały również nakłady poniesione przez spółki GK PGE świadczące usługi wsparcia bezpośrednio na rzecz segmentu EK.

W I kwartale 2015 roku najwyższe nakłady zostały poniesione na następujące projekty:

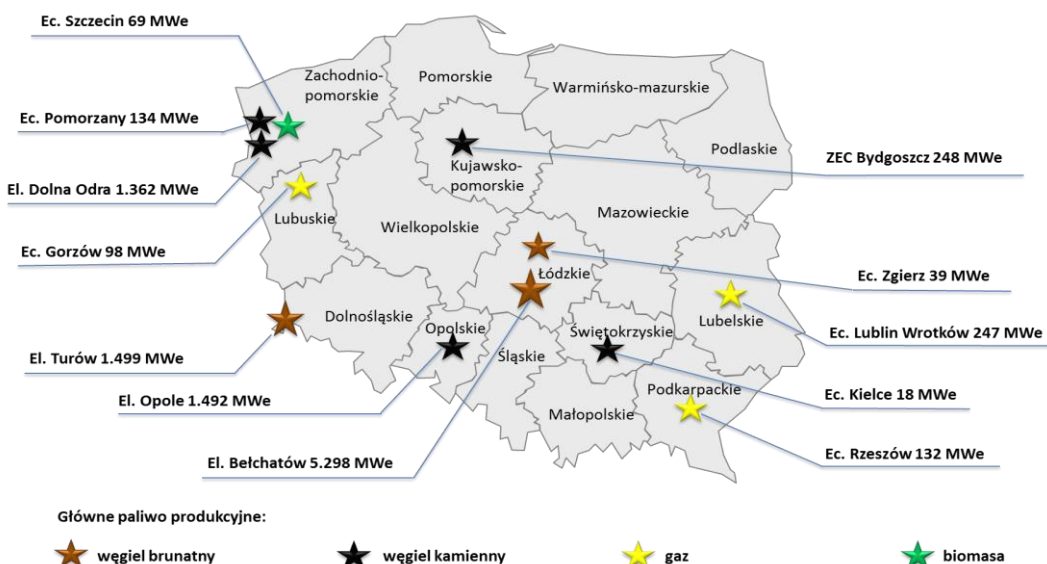
- budowa bloków 5 i 6 w Elektrowni Opole 462 mln PLN;
- kompleksowa rekonstrukcja i modernizacja bloków 7 - 12 w Elektrowni Bełchatów 164 mln PLN;
- budowa instalacji odsiarczania spalin w Elektrociepłowni Bydgoszcz 16 mln PLN.

Kluczowe rozstrzygnięcia w I kwartale 2015 roku w segmencie Energetyki Konwencjonalnej:

- W styczniu 2015 roku po kompleksowej modernizacji przekazano do eksploatacji blok nr 11 w Elektrowni Bełchatów;
- W lutym 2015 roku nastąpiła synchronizacja z Krajową Siecią Energetyczną bloku nr 12 w Elektrowni Bełchatów, będącego w końcowej fazie modernizacji;
- W dniu 25 lutego 2015 roku opublikowane zostały ogłoszenia przetargowe na modernizację bloków 1-3 w Elektrowni Turów;

Kluczowe inwestycje prowadzone w segmencie Energetyka Konwencjonalna zostały opisane w pkt. 2 niniejszego sprawozdania.

Rysunek: Główne aktywa segmentu Energetyka Konwencjonalna.



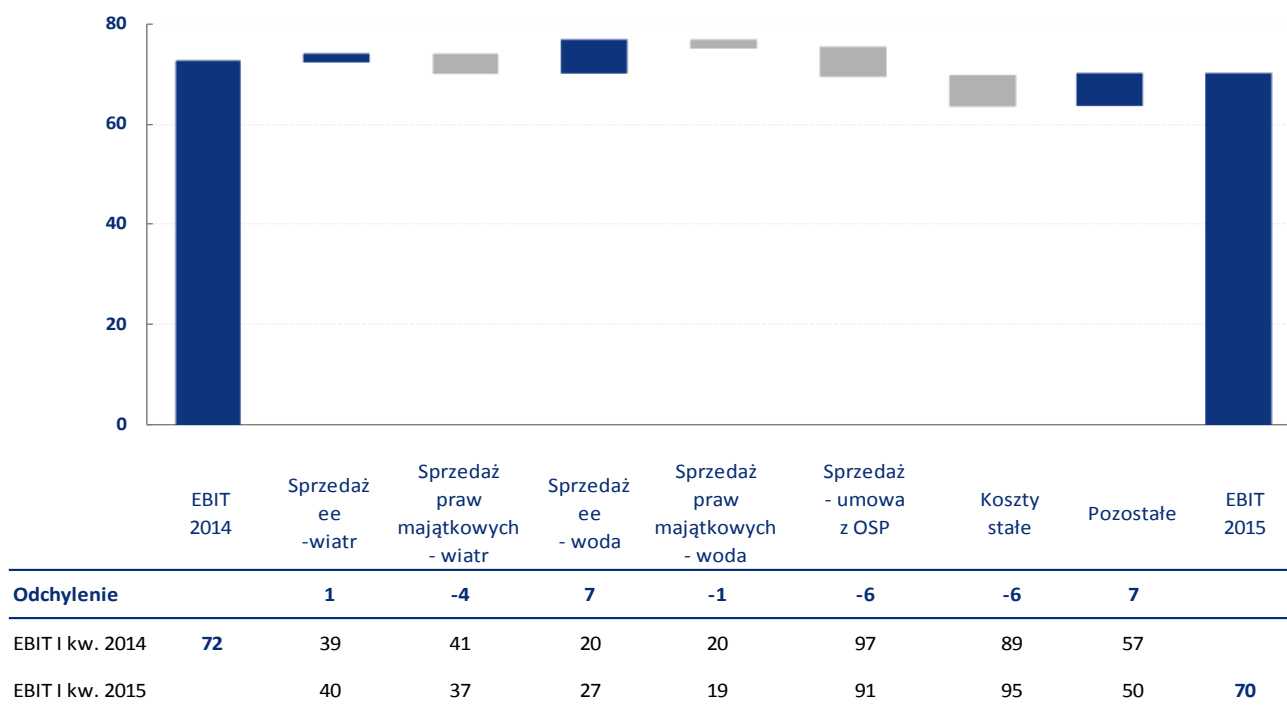
3.3.2 Segment Energetyka Odnawialna

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Energetyka Odnawialna.

mln PLN	I kwartał 2015	I kwartał 2014*	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	215	219	-2%
EBIT	70	72	-3%
EBITDA	125	124	1%
Nakłady inwestycyjne	68	119	-43%

* dane przekształcone

Rysunek: Kluczowe odchylenia wyniku EBIT w segmencie Energetyka Odnawialna [w mln PLN].



Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wyniki segmentu Energetyka Odnawialna w I kwartale 2015 roku w porównaniu do wyników I kwartału 2014 roku były:

- **Wzrost sprzedaży energii elektrycznej** z elektrowni wodnych i wiatrowych wynika ze wzrostu wolumenu produkcji, co związane jest z korzystnymi warunkami atmosferycznymi (hydrologicznymi oraz wietrzności). Wzrost sprzedaży z elektrowni wiatrowych związany jest również z oddaniem do eksploatacji w marcu 2014 roku farmy wiatrowej Wojciechowo (28 MW).
- **Spadek sprzedaży praw majątkowych** wynika z niższej zrealizowanej średniej ceny rynkowej w I kwartale 2015 roku.
- **Niższe przychody ze sprzedaży na RB i RUS (umowa z OSP)**, wynikają z niższych przychodów z tytułu sprzedaży energii elektrycznej na Rynku Bilansującym, przy wyższych przychodach z tytułu RUS.
- Wzrost kosztów stałych wynika głównie:
 - ze wzrostu kosztów amortyzacji, wzrostu kosztów usług obcych, w tym remontów i eksploatacji (zmiana stawek serwisowych po upływie gwarancji EW Pelplin i EW Żuromin) oraz kosztów usług dystrybucyjnych;
 - z ujęcia kosztów funkcjonowania FW Wojciechowo w I kwartale 2015 roku.

Nakłady inwestycyjne

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Odnawialna w I kwartale 2015 oraz 2014 roku.

w mln PLN	Nakłady inwestycyjne		
	I kwartał 2015	I kwartał 2014	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	67	117	-43%
▪ Rozwojowe	65	117	-44%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	2	0	-
Pozostałe	1	2	-50%
RAZEM	68	119	43%

W I kwartale 2015 roku najwyższe nakłady zostały poniesione na następujące projekty:

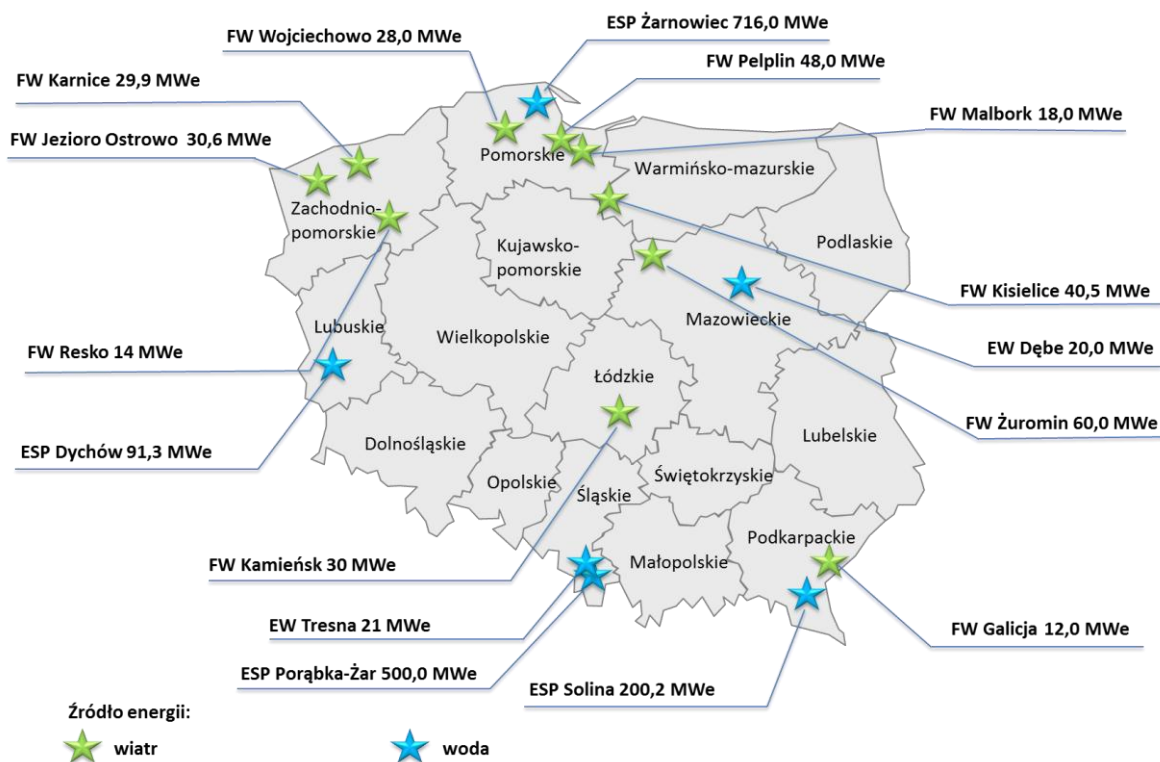
- Budowa farmy wiatrowej Karwice o mocy 40 MW 39 mln PLN;
- Budowa farmy wiatrowej Resko II o mocy 76 MW 14 mln PLN;
- Budowa farmy wiatrowej Lotnisko o mocy 90 MW 10 mln PLN.

Kluczowe rozstrzygnięcia w I kwartale 2015 roku w segmencie Energetyki Odnawialnej:

- Rozpoczęcie budowy farmy wiatrowej Kisielice II o mocy 12 MW, poprzez zawarcie umowy z Generalnym Wykonawcą (w dniu 14 stycznia 2015 roku);

Kluczowe inwestycje prowadzone w segmencie Energetyka Odnawialna zostały opisane w pkt. 2 niniejszego sprawozdania.

Rysunek: Główne aktywa segmentu Energetyka Odnawialna.



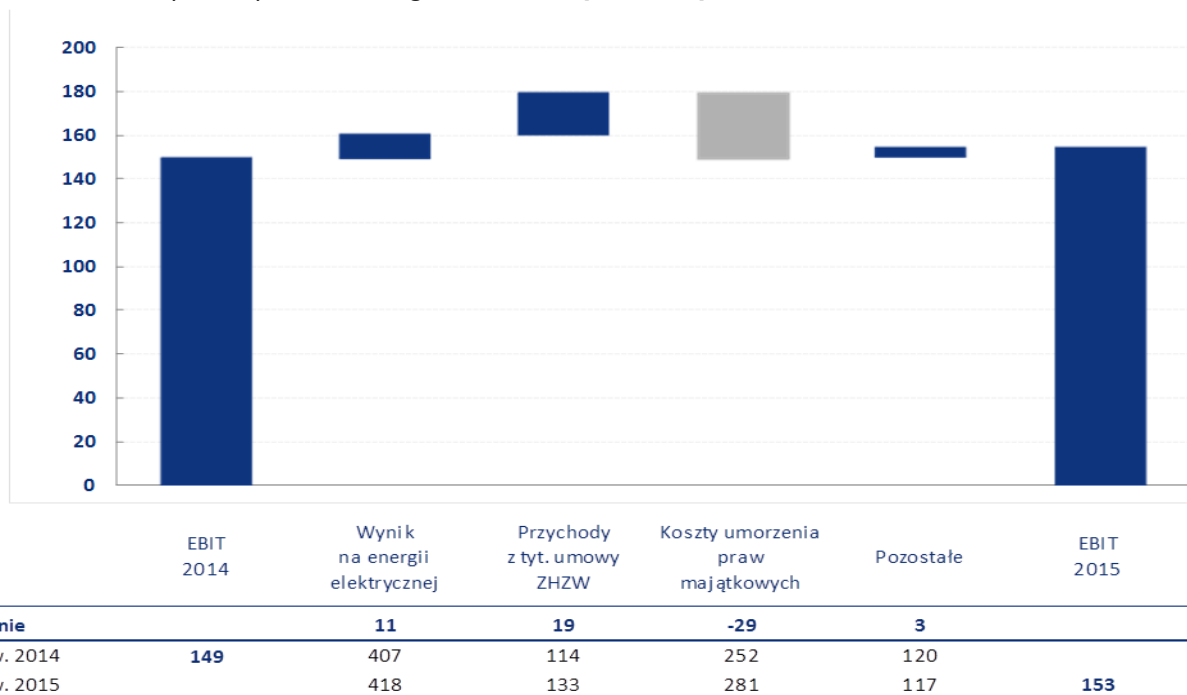
3.3.3 Segment Obrotu

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Obrotu.

mln PLN	I kwartał 2015	I kwartał 2014*	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	3.798	3.584	6%
EBIT	153	149	3%
EBITDA	159	153	4%
Nakłady inwestycyjne	4	3	33%

* dane przekształcone

Rysunek: Kluczowe odchylenia wyniku EBIT w segmencie Obrotu [w mln PLN].



Kluczowymi odchyleniami w segmencie Obrót w I kwartale 2015 roku w porównaniu do wyników I kwartału 2014 roku były:

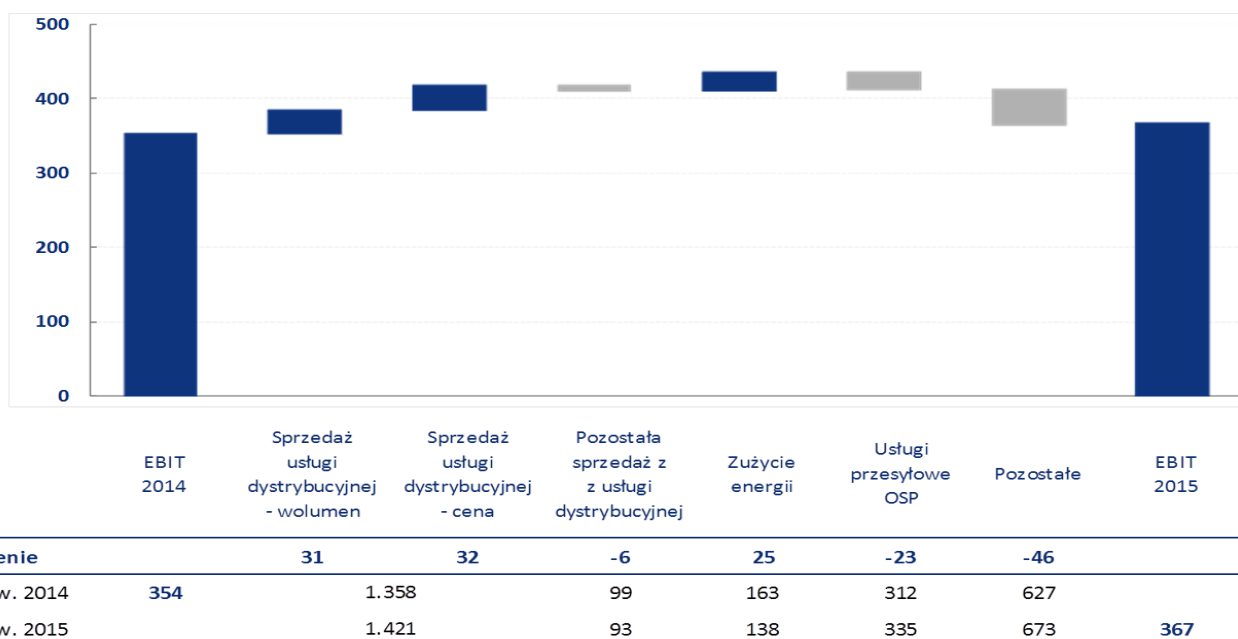
- **Wzrost wyniku na energii elektrycznej** głównie w efekcie uzyskania wyższej marży jednostkowej, w związku z korzystniejszą relacją pomiędzy średnią ceną sprzedaży a średnią ceną zakupu energii elektrycznej.
- **Zwiększenie przychodów z tytułu umowy o Zarządzanie Handlowe Zdolnościami Wytwórczymi („ZHZW”)** wynikało z wyższego wolumenu obrotu energią elektryczną objętą zarządzaniem oraz uzyskania wyższych cen rynkowych sprzedaży w ramach tzw. obligo giełdowego.
- **Wzrost kosztów umorzenia praw majątkowych** - od 30 kwietnia 2014 roku przywrócono wsparcie dla wysokosprawnej kogeneracji. W I kwartale 2014 roku nie ponoszono kosztów umorzenia PM dla kogeneracji.

3.3.4 Segment Dystrybucja

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Dystrybucji.

mIn PLN	I kwartał 2015	I kwartał 2014	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	1.540	1.485	4%
EBIT	367	354	4%
EBITDA	627	598	5%
Nakłady inwestycyjne	263	176	49%

Rysunek: Kluczowe odchylenia wyniku EBIT w segmencie Dystrybucji [w mln PLN].



Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wyniki Segmentu Dystrybucja w I kwartale 2015 roku w porównaniu do wyników I kwartału 2014 roku były:

- **Wzrost średnich stawek w taryfach**, głównie z tytułu opłat ponoszonych na rzecz OSP, który spowodował wzrost przychodów ze sprzedaży, przy jednoczesnym wzroście kosztu usług OSP.
- **Wzrost wolumenu dystrybuowanej energii** o 191 GWh, wynikający między innymi z większej ilości odbiorców/ liczby klientów wg punktu poboru energii (o około 35 tys.) w porównaniu do I kwartału 2014 roku.
- **Niższe przychody z pozostałej sprzedaży usług dystrybucyjnych** (energia bierna, przekroczenia mocy umownej oraz usługi dodatkowej) w wyniku optymalizacji zachowań odbiorców w tym obszarze.
- **Niższe straty sieciowe**, dzięki czemu spadł koszt energii elektrycznej zużytej na pokrycie różnicy bilansowej.
- **Spadek wyniku na pozostałej działalności operacyjnej** - zmiana rezerw bilansowych oraz utworzenie odpisów aktualizujących należności.
- **Wzrost kosztów ogólnego zarządu** w związku z utworzeniem rezerw na regulację wynagrodzeń i świadczeń pracowniczych.

Nakłady inwestycyjne

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Dystrybucji w I kwartale 2015 oraz 2014 roku.

w mln PLN	Nakłady inwestycyjne		
	I kwartał 2015	I kwartał 2014	zmiana %
Sieci SN i nN	90	42	114%
Stacje 110/SN i SN/SN	21	9	133%
Linie 110 kV	3	3	0%
Przyłączanie nowych odbiorców (PNO)	100	88	14%
Zakup transformatorów i liczników	18	12	50%
Teleinformatyka, telemechanika i łączność	18	7	157%
Pozostałe	13	15	-13%
RAZEM	263	176	49%

Kluczowe rozstrzygnięcia w I kwartale 2015 roku w segmencie Dystrybucja:

- W ogłoszonym wspólnie w imieniu i na rzecz czterech Operatorów Systemów Dystrybucyjnych („OSD”) postępowaniu przetargowym na dostawę liczników bilansujących (przeprowadzonym przez TAURON Dystrybucja S.A.), w lutym nastąpiło rozstrzygnięcie, zaś 17 marca 2015 roku podpisana została umowa z dostawcą: firmą Landis+Gyr. Przedmiot zamówienia PGE Dystrybucja S.A. obejmuje dostawę 9.200 liczników w 2015 roku.

3.3.5 Pozostała Działalność

w mln PLN	I kwartał 2015	I kwartał 2014	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	173	399	-57%
EBIT	-5	-2	-150%
EBITDA	21	29	-28%
Nakłady inwestycyjne	33	29	14%

Niższy wynik EBIT o 3 mln PLN związany był głównie z:

- **Przeniesieniem spółki ENESTA S. A.** z segmentu Pozostałej Działalności w I kwartale 2014 roku do segmentu Obrotu w I kwartale 2015 roku (-) 5 mln PLN;
- **Niższym wynikiem spółki PGE EJ1 sp. z o.o.**, wynikającym głównie z przeksięgowania w koszty nakładów inwestycyjnych poniesionych z tytułu zerwanej umowy z wykonawcą (-) 4 mln PLN;
- **Przeniesieniem spółek świadczących usługi pomocnicze** (roboty budowlane, remontowe, modernizacyjne) na rzecz spółek z segmentu EK z segmentu Pozostałej Działalności w I kwartale 2014 roku do segmentu EK w I kwartale 2015 roku (-) 9 mln PLN.

Spadek wyniku został częściowo zniwelowany:

- **Wyższym wynikiem spółki PGE Systemy S.A.** przede wszystkim z tytułu uzyskania wyższych przychodów ze świadczenia usług (+) 9 mln PLN;
- **Wyższym wynikiem spółki EXATEL S.A.** na skutek zmniejszenia kosztów stałych (+) 3 mln PLN;
- **Wyższym wynikiem spółki Elbest sp. z o.o.** głównie z tytułu wyższych przychodów ze sprzedaży usług (+) 3 mln PLN.

Nakłady inwestycyjne

Nakłady inwestycyjne w ramach Pozostałej Działalności w I kwartale 2015 roku wyniosły 33 mln PLN w porównaniu do 29 mln PLN poniesionych w I kwartale 2014 roku.

W ramach powyższej kwoty w I kwartale 2015 roku największe nakłady inwestycyjne poniesione zostały przez następujące spółki:

- PGE EJ1 sp. z o.o. – na rozwój projektu jądrowego 15 mln PLN;
- PGE Systemy S.A. – na rozwój infrastruktury teleinformatycznej oraz oprogramowania 10 mln PLN;
- Exatel S.A. – na rozwój infrastruktury telekomunikacyjnej 8 mln PLN.

3.4 Transakcje z podmiotami powiązаныmi

Informacje dotyczące transakcji z podmiotami powiązаныmi zostały zamieszczone w nocie B.14 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

3.5 Publikacja prognoz wyników finansowych

PGE S.A. nie publikowała prognoz wyników finansowych.

3.6 Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych

3.6.1 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 rok 2014 roku posiadały następującą liczbę akcji:

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

Akcjonariusz	Liczba akcji na dzień publikacji raportu za rok 2014 (tj. 17.02.2015 roku) (szt.)	Zmiana liczby posiadanych akcji (szt.)	Liczba akcji na dzień przekazania raportu kwartalnego (szt.)	Wartość nominalna akcji na dzień przekazania raportu kwartalnego (PLN)
Zarząd	350	bez zmian	350	3.500
Grzegorz Krystek	350	bez zmian	350	3.500
Rada Nadzorcza	873	bez zmian	873	8.730
Krzysztof Trochimiuk	873	bez zmian	873	8.730

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

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

3.6.2 Akcjonariusze posiadający bezpośrednio lub pośrednio przez podmioty zależne co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu Spółki na dzień przekazania raportu kwartalnego.

Skarb Państwa posiada 1.091.681.706 akcji zwykłych Spółki o wartości nominalnej 10 PLN każda, reprezentujących 58,39% kapitału zakładowego Spółki oraz uprawniających do wykonywania 1.091.681.706 głosów na walnym zgromadzeniu Spółki, stanowiących 58,39% ogólnej liczby głosów.



Akcjonariusz	Liczba akcji (szt.)	Liczba głosów (szt.)	Udział w ogólnej liczbie głosów na WZ (%)
Skarb Państwa	1.091.681.706	1.091.681.706	58,39%
Pozostali	778.079.123	778.079.123	41,61%
Razem	1.869.760.829	1.869.760.829	100,00%

4 Opis organizacji Grupy Kapitałowej PGE

Tabela: Spółki wchodzące w skład głównych segmentów GK PGE na dzień 31 marca 2015 roku.

Segment	Spółka
ENERGETYKA KONWENCJONALNA	1. PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.
	2. Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej sp. z o.o.
	3. MegaSerwis sp. z o.o.
	4. ELBIS sp. z o.o.
	5. PUP ELTUR SERWIS sp. z o.o.
	6. TOP SERWIS sp. z o.o.
	7. ELMEN sp. z o.o.
	8. MEGAZEC sp. z o.o.
	9. EPORE sp. z o.o.
	10. RAMB sp. z o.o.
	11. PTS BETRANS sp. z o.o.
	12. BESTGUM POLSKA sp. z o.o.
	13. Energoserwis Kleszczów sp. z o.o.
ENERGETYKA ODNAWIALNA	14. PGE Energia Odnawialna S.A.
	15. Elektrownia Wiatrowa Baltica-1 sp. z o.o.
	16. Elektrownia Wiatrowa Baltica-2 sp. z o.o.
	17. Elektrownia Wiatrowa Baltica-3 sp. z o.o.
	18. Eolica Wojciechowo sp. z o.o.
	19. PGE Energia Natury S.A.
	20. PGE Energia Natury sp. z o.o.
	21. PGE Karnice sp. z o.o.
	22. PGE Energia Natury Bukowo sp. z o.o.
	23. PGE Energia Natury Omikron sp. z o.o.
	24. PGE Energia Natury Kappa sp. z o.o.
	25. PGE Energia Natury PEW sp. z o.o.
	26. PGE Energia Natury Olecko sp. z o.o.
	OBRÓT
28. PGE Dom Maklerski S.A.	
29. PGE Trading GmbH	
30. PGE Obrót S.A.	
31. Enesta sp. z o.o.	
DYSTRYBUCJA	32. PGE Dystrybucja S.A.

4.1 Zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej

4.1.1 Zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej w I kwartale 2015 roku

W I kwartale 2015 roku w organizacji Grupy Kapitałowej PGE nastąpiły zmiany wymienione w nocie nr A.1.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz opisane poniżej.

Udziały i akcje w jednostkach zależnych i stowarzyszonych

W I kwartale 2015 roku **PGE S.A.** zmieniła swoje zaangażowanie kapitałowe w następujących podmiotach:

- W dniu 11 września 2014 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki PGE GiEK S.A. podjęło uchwałę w sprawie umorzenia wszystkich posiadanych przez spółkę akcji własnych tj. 2.751.654 sztuk akcji spółki. W związku z umorzeniem akcji własnych Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie podjęło uchwałę o obniżeniu kapitału zakładowego spółki o kwotę 27.516.540 PLN, tj. z kwoty 6.964.382.240 PLN do kwoty 6.936.865.700 PLN. W dniu 13 marca 2015 roku umorzenie akcji własnych i obniżenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS. W wyniku powyższego umorzenia udział PGE S.A. w spółce osiągnął poziom 99,60% w kapitale zakładowym.
- W dniu 20 lutego 2015 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PGE EJ 1 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 73.000.000 PLN do kwoty 205.860.000 PLN, tj. o kwotę 132.860.000 PLN, poprzez podwyższenie wartości nominalnej istniejących udziałów spółki, z wartości nominalnej 50 PLN do wartości nominalnej 141 PLN każdy udział. Podwyższenie wartości nominalnej udziałów zostało objęte przez PGE S.A. w zamian za wkład pieniężny z niezwróconych PGE S.A. dopłat wniesionych uprzednio do spółki. W dniu 17 marca 2015 roku podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS.

W I kwartale 2015 roku **spółki z Grupy PGE** zmieniły swoje zaangażowanie kapitałowe w następujących podmiotach:

- W dniu 13 stycznia 2015 roku Zarząd spółki PGE GiEK S.A. postanowił o połączeniu PGE GiEK S.A. (Spółka Przejmująca) ze spółką PGE Gubin sp. z o.o. (Spółka Przejmowana). Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników PGE Gubin sp. z o.o. uchwałę o połączeniu z PGE GiEK S.A. podjęło w dniu 14 stycznia 2015 roku. Połączenie zostało przeprowadzone w trybie art. 492 § 1 pkt 1 w związku z art. 515 § 1 ksh, tj. poprzez przeniesienie całego majątku Spółki Przejmowanej na Spółkę Przejmującą bez podwyższania kapitału zakładowego Spółki Przejmującej. W dniu 26 lutego 2015 roku połączenie spółek zostało zarejestrowane w KRS.
- W dniu 14 stycznia 2015 roku, z terminem obowiązywania od 31 grudnia 2014 roku, spółka PGE EO S.A. podpisała umowę sprzedaży wszystkich posiadanych akcji spółki Energetyczne Towarzystwo Finansowo-Leasingowe ENERGO-UTECH S.A. („ENERGO-UTECH”), tj. 50% kapitału zakładowego, następującym spółkom:
 - Przedsiębiorstwo Usługowe „UTECH” sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu („UTECH”),
 - Elektrociepłownia „BĘDZIN” S.A. z siedzibą w Będzinie („EC Będzin”).
- W dniu 18 marca 2015 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PELPLIN sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie połączenia spółki PGE EO S.A. (Spółka Przejmująca) ze spółką PELPLIN sp. z o.o. (Spółka Przejmowana), przez przeniesienie całego majątku Spółki Przejmowanej na Spółkę Przejmującą bez wydawania nowych akcji w zamian za udziały Spółki Przejmowanej, zgodnie z art. 514 Ksh. PGE EO S.A. posiadała 100% w kapitale zakładowym spółki PELPLIN sp. z o.o. W dniu 31 marca 2015 roku połączenie spółek zostało zarejestrowane w KRS.

Pozostałe zmiany

Z dniem 1 stycznia 2015 roku w spółce PGE Energia Natury sp. z o.o. utworzono następujące oddziały:

- Oddział „Galicja” z siedzibą w Orzechowcach,
- Oddział „Kisielice/Malbork” z siedzibą w Malborku.

W I kwartale 2015 roku Grupa Kapitałowa PGE nie zaniechała działalności w żadnym istotnym obszarze.

4.1.2 Zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej po dniu sprawozdawczym

Zmiany jakie nastąpiły w GK PGE po dniu sprawozdawczym opisano poniżej:

- W dniu 15 kwietnia 2015 roku pomiędzy spółkami PGE S.A., KGHM Polska Miedź S.A. z siedzibą w Lubinie („KGHM”), TAURON Polska Energia S.A. z siedzibą w Katowicach („TAURON”) oraz ENEA S.A. z siedzibą w Poznaniu („ENEA”) zawarta została umowa nabycia udziałów spółki PGE EJ 1 sp. z o.o. PGE S.A. posiadała 100% udziałów w kapitale zakładowym PGE EJ 1 sp. z o.o. W wyniku zawartej umowy każda ze spółek, tj. KGHM, TAURON i ENEA, nabyła po 146.000 udziałów PGE EJ 1 sp. z o.o. stanowiących 10% kapitału

zakładowego PGE EJ 1 sp. z o.o. W związku z zawartą umową PGE S.A. posiada aktualnie 70% udziałów, KGHM 10% udziałów, TAURON 10% udziałów oraz ENEA 10% udziałów, kapitale zakładowym PGE EJ 1 sp. z o.o.

- W dniu 15 kwietnia 2015 roku zgodnie z zapisami Umowy sprzedaży akcji spółki ENERGO-UTECH przez PGE EO S.A. („Umowa”), nastąpiło rozliczenie ceny transakcyjnej płatnej przez EC Będzin, co miało charakter gotówkowy. Rozliczenie ceny transakcyjnej płatnej przez UTECH nastąpiło w wyniku transakcji nabycia przez PGE EO S.A. akcji EC Będzin, na podstawie umowy zawartej w dniu 17 kwietnia 2015 roku pomiędzy PGE EO S.A. i UTECH i rozliczonej w dniu 21 kwietnia 2015 roku. W wyniku transakcji, o której mowa powyżej, PGE EO S.A. posiada 311.355 akcji EC Będzin, stanowiących 9,89% w kapitale zakładowym.

PGE EO S.A. traktuje inwestycję w akcje EC Będzin jako inwestycję krótkoterminową i nie zamierza zwiększać udziału w ogólnej liczbie głosów na Walnym Zgromadzeniu EC Będzin. Obecne zaangażowanie kapitałowe PGE EO S.A. w EC Będzin jest skutkiem rozliczenia transakcji wynikającej z Umowy. Zgodnie z postanowieniami Umowy, do dnia 31 grudnia 2015 roku nastąpi zbycie przez PGE EO S.A. wszystkich posiadanych akcji EC Będzin na rzecz UTECH lub podmiotu wskazanego przez UTECH.

4.2 Oddziały spółek Grupy Kapitałowej PGE

Na dzień 31 marca 2015 roku następujące spółki z Grupy Kapitałowej PGE posiadały oddziały:

PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. z siedzibą w Bełchatowie	<ul style="list-style-type: none"> ● Oddział Elektrownia Bełchatów ● Oddział Elektrownia Opole ● Oddział Elektrownia Turów ● Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra ● Oddział Kopalnia Węgla Brunatnego Bełchatów ● Oddział Kopalnia Węgla Brunatnego Turów ● Oddział Elektrociepłownia Gorzów ● Oddział Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz ● Oddział Elektrociepłownia Rzeszów ● Oddział Elektrociepłownia Kielce ● Oddział Elektrociepłownia Lublin Wrotków ● Oddział Elektrociepłownia Zgierz
PGE Energia Odnawialna S.A. z siedzibą w Warszawie	<ul style="list-style-type: none"> ● Oddział ZEW Solina - Myczkowce w Solinie ● Oddział ZEW Porąbka - Żar w Międzybrodzu Bialskim ● Oddział ZEW Dychów w Dychowie ● Oddział EW Żarnowiec w Czymanowie
PGE Energia Natury sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie	<ul style="list-style-type: none"> ● Oddział „Galicja” z siedzibą w Orzechowcach ● Oddział „Kielice/Malbork” z siedzibą w Malborku
PGE Energia Natury Olecko sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie	<ul style="list-style-type: none"> ● Oddział „Olecko” Szczecin
PGE Trading GmbH z siedzibą w Berlinie	<ul style="list-style-type: none"> ● Oddział w Pradze ● Oddział w Bratysławie
PGE Dystrybucja S.A. z siedzibą w Lublinie	<ul style="list-style-type: none"> ● Oddział Lublin ● Oddział Łódź-Miasto ● Oddział Łódź-Teren ● Oddział Warszawa ● Oddział Rzeszów ● Oddział Białystok ● Oddział Zamość ● Oddział Skarżysko-Kamienna
PGE Obrót S.A. z siedzibą w Rzeszowie	<ul style="list-style-type: none"> ● Oddział z siedzibą w Lublinie ● Oddział z siedzibą w Łodzi ● Oddział z siedzibą w Warszawie ● Oddział z siedzibą w Białymstoku ● Oddział z siedzibą w Zamościu ● Oddział z siedzibą w Skarżysku-Kamiennej
"ELBEST" sp. z o.o. z siedzibą w Bełchatowie	<ul style="list-style-type: none"> ● Oddział Rogowiec ● Oddział Bogatynia ● Oddział Wawrzkowizna ● Oddział Krasnobród ● Oddział Iwonicz-Zdrój
Przedsiębiorstwo Transportowo - Sprzętowe „Betrans” sp. z o.o. z siedzibą w Bełchatowie	<ul style="list-style-type: none"> ● Oddział ELTUR-TRANS z siedzibą w Bogatyni ● Oddział Rogowiec z siedzibą w Rogowcu
Przedsiębiorstwo Usługowo-Produkcyjne „ELTUR-SERWIS” sp. z o.o. z siedzibą w Bogatyni	<ul style="list-style-type: none"> ● Oddział w Brzeziu k/Opola
EPORE sp. z o.o. z siedzibą w Bogatyni	<ul style="list-style-type: none"> ● Oddział Bogatynia ● Oddział Bełchatów ● Oddział Rogowiec ● Oddział Opole ● Oddział Żarska Wieś
ELBIS sp. z o.o. z siedzibą w Rogowcu	<ul style="list-style-type: none"> ● I Oddział z siedzibą w Warszawie

PGE S.A. oraz pozostałe spółki Grupy Kapitałowej PGE nie posiadają oddziałów.

5 Pozostałe istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego oraz zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym

5.1 Działania związane z energetyką jądrową

Partnerstwo biznesowe

W dniu 3 września 2014 roku, pomiędzy PGE S.A., TAURON Polska Energia S.A., ENEA S.A. oraz KGHM Polska Miedź S.A. (Partnerzy Biznesowi) zawarta została Umowa Wspólników.

W dniu 15 kwietnia 2015 roku, zgodnie z Umową Wspólników, zawarta została umowa sprzedaży udziałów w PGE EJ 1 sp. z o.o., w wyniku której każdy z Partnerów Biznesowych nabył 10 % udziałów w PGE EJ 1 sp. z o.o.

W następstwie zbycia na rzecz Partnerów Biznesowych przez PGE S.A. udziałów w PGE EJ 1 sp. z o.o., PGE S.A. posiada 70% w kapitale zakładowym PGE EJ 1 sp. z o.o., a każdy z Partnerów Biznesowych po 10% w kapitale zakładowym PGE EJ 1 sp. z o.o.

Zgodnie z założeniami, Grupa PGE pełnić będzie rolę lidera projektu budowy i eksploatacji pierwszej polskiej elektrowni jądrowej o mocy ok. 3.000 MW („Projekt”), a PGE EJ 1 sp. z o.o. ma w przyszłości pełnić funkcję operatora elektrowni.

Zgodnie z Umową Wspólników, Strony zobowiązują się wspólnie, w proporcji do posiadanych udziałów, sfinansować działania w ramach fazy wstępnej Projektu (Etap rozwoju). Etap rozwoju ma na celu określenie takich elementów, jak potencjalni partnerzy, w tym partner strategiczny, dostawcy technologii, wykonawcy EPC (Engineering, Procurement, Construction), dostawcy paliwa jądrowego oraz pozyskanie finansowania dla Projektu, a także organizacyjne i kompetencyjne przygotowanie PGE EJ 1 sp. z o.o. do roli przyszłego operatora elektrowni jądrowej, odpowiedzialnego za jej bezpieczną i efektywną eksploatację („postępowanie zintegrowane”). Zaangażowanie finansowe PGE S.A. w okresie Etapu rozwoju nie przekroczy kwoty ok. 700 mln PLN.

Strony Umowy Wspólników przewidują, że kolejne decyzje dotyczące Projektu, w tym decyzje dotyczące deklaracji dalszego uczestnictwa poszczególnych Stron w kolejnym etapie Projektu, zostaną podjęte po zakończeniu Etapu rozwoju, bezpośrednio przed rozstrzygnięciem postępowania zintegrowanego, które zgodnie z aktualnymi założeniami przewidziane jest w roku 2018.

Badania lokalizacyjne i środowiskowe

W związku z rozwiązaniem w dniu 23 grudnia 2014 roku umowy z WorleyParsons, w I kwartale 2015 roku PGE EJ 1 sp. z o.o. rozpoczęła wdrażanie nowych założeń projektowych i organizacyjnych badań lokalizacyjnych i środowiskowych oraz uzyskania pozwoleń i uprawnień niezbędnych w procesie inwestycyjnym, związanym z budową pierwszej polskiej elektrowni jądrowej.

Wybrane założenia nowego modelu realizacji tych badań przez spółki GK PGE obejmują m.in.:

- zwiększenie zakresu zadań realizowanych samodzielnie przez PGE EJ 1 sp. z o.o. przy wykorzystaniu wewnętrznych zasobów Grupy PGE i współpracy ze spółką ELBIS sp. z o.o. (spółka z Grupy PGE) w oparciu o podpisaną umowę,
- rozbudowę zespołu PGE EJ 1 sp. z o.o. oraz ELBIS sp. z o.o. do realizacji zadań własnych oraz kontraktowania i merytorycznego nadzoru nad realizacją specjalistycznych prac przez podwykonawców,
- współpracę z Doradcą Technicznym (Amec Foster Wheeler Nuclear UK Limited) na podstawie umowy zawartej przez PGE EJ 1 sp. z o.o.

Wybór i współpraca z Doradcą Technicznym

W dniu 11 września 2014 roku zawarta została umowa z Doradcą Technicznym (Inżynierem Kontraktu) na świadczenie usług doradztwa technicznego dla pierwszej polskiej elektrowni jądrowej, firmą Amec Nuclear UK Limited (obecnie Amec Foster Wheeler Nuclear UK Limited).

W I kwartale 2015 roku realizowano prace wynikające z wydanych upoważnień do wykonania usług, obejmujące przygotowanie szczegółowych planów działań w kluczowych obszarach Projektu, m.in. uzyskania zezwoleń i pozwoleń, stworzenia zintegrowanego systemu zarządzania, postępowania zintegrowanego, rozwoju potencjału technicznego czy zarządzania projektem.

W II kwartale 2015 roku planowana jest kontynuacja realizacji prac w ramach zleconych upoważnień, odbiór dostarczonych produktów oraz wydanie kolejnych upoważnień.

Wybór technologii, postępowanie zintegrowane

W I kwartale 2015 roku kontynuowano, rozpoczęte w 2013 roku w ramach tzw. dialogu wstępnego, spotkania z konsorcjami potencjalnie zainteresowanymi udziałem w Projekcie.

Zakończenie spotkań dialogu wstępnego będzie podstawą opracowania pełnego podsumowania i podjęcia decyzji odnośnie ostatecznego kształtu, zakresu, podejścia i formuły postępowania zintegrowanego.

Jednocześnie kontynuowano działania (we współpracy z Rządem) w celu uzyskania akceptacji Komisji Europejskiej odnośnie wyłączenia w stosunku do postępowania zintegrowanego regulacji w zakresie zamówień publicznych.

Na przełomie II i III kwartału 2015 roku poszczególne konsorcja zostaną poproszone o złożenie deklaracji uczestnictwa w postępowaniu zintegrowanym (expression of interest), w oparciu o które przesłane zostaną do konsorcjów formalne zaproszenia do udziału w postępowaniu zintegrowanym.

Udział w pracach legislacyjnych

W I kwartale 2015 roku spółki GK PGE brały udział w konsultacjach społecznych prowadzonych przez Ministerstwo Gospodarki w sprawie Prognozy oddziaływania na środowisko projektu Krajowego planu postępowania z odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem jądrowym.

W następnym kwartale spółki uczestniczyć będą, w ramach konsultacji społecznych, także w innych inicjatywach legislacyjnych mogących mieć wpływ na przygotowanie i realizację projektu jądrowego, w tym m.in. dotyczących zmian ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym.

Finansowanie projektu

W I kwartale 2015 roku, przy współpracy z zewnętrznym konsultantem, dokonano aktualizacji założeń nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacji elektrowni jądrowej oraz rewizji modelu finansowego inwestycji.

Prowadzone są dalsze analizy potencjalnych struktur finansowania Projektu, a także kryteriów kwalifikacji oraz wymogów dla instytucji finansowych dla potrzeb postępowania zintegrowanego.

Mechanizmy wsparcia

W I kwartale 2015 roku PGE S.A. przygotowała i przekazała do uzgodnień Ministrowi Gospodarki oraz Zespołowi doradczemu ds. rozwoju energetyki jądrowej informacje podsumowujące zrealizowane w Spółce prace analityczne dotyczące potencjalnych mechanizmów wsparcia dedykowanych dla energetyki jądrowej.

PGE S.A. w swoim stanowisku, opisując i uzasadniając katalog możliwych mechanizmów wsparcia, wskazała kontrakt różnicowy jako mechanizm, który powinien zostać zadedykowany energetyce jądrowej. Założono przy tym, że tego typu mechanizm powinien wykorzystywać narzędzia rynkowe w sposób zbliżony do zastosowanego w Wielkiej Brytanii mechanizmu kontraktu różnicowego.

PGE S.A. przewiduje prowadzenie, wspólnie z Rządem, dalszych prac mających na celu wypracowanie szczegółowych rozwiązań (modelu) mechanizmów wsparcia energetyki jądrowej, a w tym wspólne potwierdzenie zaprezentowanych założeń (uzasadnienia i zasadniczego kształtu mechanizmu) i wypracowanie szczegółowych rozwiązań ekonomiczno – finansowych i prawnych.

Działania edukacyjno-informacyjne

W I kwartale 2015 roku PGE EJ 1 sp. z o.o. kontynuowała działania komunikacyjne, zarówno na poziomie krajowym jak i lokalnym, w tym w ramach ogólnopolskich działań edukacyjno-informacyjnych zorganizowała ogólnopolską premierę oraz cykl pokazów filmu „Obietnica Pandory” (tytuł oryginalny: „Pandora’s Promise”). Film ten stał się impulsem do dyskusji na temat wpływu elektrowni jądrowych na środowisko naturalne. Dokument ten analizuje osobiste historie znanych działaczy ekologicznych, którzy radykalnie zmienili swoje stanowisko wobec energetyki jądrowej mierząc się z powszechnymi mitami i uprzedzeniami związanymi z energetyką jądrową.

W styczniu 2015 roku wystartowała II edycja programu Atom dla Nauki, którego celem jest promocja młodych naukowców oraz popularyzacja wiedzy na temat energetyki jądrowej.

PGE EJ 1 sp. z o.o. kontynuuje także realizację cyklicznych badań opinii publicznej na poziomie ogólnopolskim i lokalnym, które mają na celu monitorowanie poziomu poparcia dla projektu budowy elektrowni jądrowej oraz oczekiwań związanych z działaniami komunikacyjnymi. W I kwartale 2015 roku przedstawiono wyniki „rundy jesiennej” badań, które pokazały utrzymujące się na wysokim poziomie (66-78%) poparcie dla budowy w Polsce elektrowni jądrowej w gminach lokalizacyjnych i ich sąsiedztwie.

Bezpieczeństwo

Realizując podpisaną w 2014 roku przez PGE EJ 1 sp. z o.o. umowę na opracowanie i wdrożenie architektury bezpieczeństwa, w I kwartale 2015 roku rozpoczęto realizację II Etapu umowy tj. opracowanie strategii bezpieczeństwa oraz regulacji wewnętrznych odnoszących się do przedmiotowego obszaru.

Obecnie trwają również prace mające na celu wypracowanie koncepcji systemu organizacyjno-technicznego zabezpieczenia i ochrony procesu postępowania zintegrowanego.

5.2 Kwestie prawne

Pozwy o stwierdzenie nieważności uchwał Walnych Zgromadzeń

W dniach 1 kwietnia 2014 roku oraz 17 września 2014 roku do PGE S.A. wpłynęły odpisy pozwów wniesionych przez jednego z akcjonariuszy do Sądu Okręgowego w Warszawie. Akcjonariusz w pozwach wnosi o stwierdzenie nieważności uchwał nr 1, 2 oraz 4 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z 6 lutego 2014 roku oraz o stwierdzenie nieważności uchwały nr 4 Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z 6 czerwca 2014 roku. Spółka wniosła odpowiedź na pozwy.

Kwestia odszkodowania dotyczącego konwersji akcji

Byli akcjonariusze PGE Górnictwo i Energetyka S.A. występują do sądów z wnioskami o zawezwanie PGE S.A. do prób ugodowych o zapłatę odszkodowania z tytułu nieprawidłowego ich zdaniem ustalenia parytetu wymiany akcji spółki PGE Górnictwo i Energetyka S.A. na akcje PGE S.A. w procesie konsolidacji, jaki miał miejsce w 2010 roku. Łączna wartość dotychczasowych roszczeń wynikających z zawezwań do prób ugodowych skierowanych przez byłych akcjonariuszy PGE Górnictwo i Energetyka S.A. wynosi prawie 8 mln PLN.

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

Spółka złożyła odpowiedź na pozew w dniu 28 marca 2015 roku.

PGE S.A. nie uznaje żądań Socrates Investment S.A. oraz pozostałych akcjonariuszy występujących z zawezwaniami do prób ugodowych. Roszczenia te są bezzasadne. Zdaniem PGE S.A. cały proces konsolidacji był przeprowadzony rzetelnie i prawidłowo. Sama wartość akcji spółek podlegających połączeniu została określona przez niezależną spółkę PwC Polska sp. z o.o. Dodatkowo plan połączenia spółek, w tym parytet wymiany akcji spółki przejmowanej na akcje spółki przejmującej, były badane w zakresie poprawności i rzetelności przez wyznaczonego przez sąd rejestrowy biegłego, który nie stwierdził żadnych nieprawidłowości. Następnie niezawisły sąd zarejestrował połączenie spółek.

5.3 Opis znaczących umów

W I kwartale 2015 roku nie wystąpiły umowy, które spełniły kryterium umowy znaczącej.

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

W ramach Grupy w okresie trzech miesięcy zakończonym 31 marca 2015 roku PGE S.A. oraz jednostki zależne nie udzieliły poręczeń kredytów, gwarancji innemu podmiotowi lub jednostce zależnej, gdzie wartość poręczeń lub gwarancji stanowi równowartość co najmniej 10 % kapitałów własnych Spółki.

5.5 Decyzje Prezesa URE w ramach realizacji Ustawy KDT

Część wytwórców wchodzących obecnie w skład PGE GiEK S.A. otrzymało prawo do środków na pokrycie kosztów osieroconych (tzw. „rekompensat”) w myśl Ustawy KDT. Zapisy Ustawy KDT są w wielu punktach niejednoznaczne i rodzą istotne wątpliwości interpretacyjne. Przeprowadzając obliczenia prognozowanych wyników poszczególnych wytwórców oraz wynikających z nich rekompensat, korekt rocznych kosztów osieroconych, korekt końcowych oraz wynikających z nich wysokości przychodów ujmowanych w sprawozdaniu z całkowitych dochodów, Grupa zastosowała swoją najlepszą wiedzę w tym zakresie, a także korzystała ze wsparcia zewnętrznych ekspertów.

W poprzednich latach wytwórcy z Grupy Kapitałowej PGE otrzymali decyzje dotyczące korekt rocznych kosztów osieroconych oraz kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym za lata 2008-2013. W części decyzje te były niekorzystne dla poszczególnych podmiotów i zdaniem Grupy zostały wydane z naruszeniem Ustawy KDT. W konsekwencji począwszy od 2009 roku trwa szereg postępowań przed Sądem Okręgowym w Warszawie – Sądem Ochrony Konkurencji i Konsumentów („SOKiK”) oraz przed Sądem Apelacyjnym dotyczących odwołań wytwórców z Grupy Kapitałowej PGE od Decyzji Prezesa URE. Postępowania te znajdują się na różnym etapie zaawansowania.

W I kwartale 2015 roku:

- Prezesowi URE bezskutecznie upłynął termin na wniesienie skargi kasacyjnej, dotyczącej wyroku Sądu Apelacyjnego w sprawie ustalenia wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych należnych PGE GiEK S.A. za 2010 rok oraz PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Opole za 2009 rok w związku z czym sprawy zostały zakończone. Wartość przedmiotu sporu w tych sprawach wynosiła łącznie 635 mln PLN.
- W dniu 20 lutego 2015 roku – Sąd Najwyższy wydał postanowienie o odroczeniu rozpoznania skargi kasacyjnej sprawie ustalenia wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych należnych dla PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Opole (wartość sporu 178,8 mln PLN); PGE GiEK S.A. Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra (wartość sporu 42,3 mln PLN) i dla

PGE GiEK S.A. Oddział Elektrociepłownia Lublin Wrotków za 2008 roku (wartość sporu 26,7 mln PLN) oraz dla PGE GiEK S.A. Oddział Elektrociepłownia Rzeszów za rok 2009 (wartość sporu 45 mln PLN) do czasu rozstrzygnięcia sprawy PGE GiEK S.A. Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra za rok 2009 (wartość sporu 92,9 mln PLN) przez Trybunał Sprawiedliwości UE.

- zapadł korzystny wyrok SOKiK w sprawie dotyczącej korekty rocznej kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym dla PGE GiEK S.A. Oddział Elektrociepłownia Rzeszów za rok 2012. Wyrok nie jest prawomocny. Prezes URE złożył apelację do Sądu Apelacyjnego. Wartość przedmiotu sporu w sprawie wynosi 7 mln PLN.
- Prezes URE złożył skargę kasacyjną do Sadu Najwyższego, dotyczącą wyroku Sądu Apelacyjnego w sprawie ustalenia wysokości korekty rocznej kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym należnych PGE GiEK S.A. Oddział Elektrociepłownia Lublin Wrotków za 2009 rok. Wartość przedmiotu sporu wynosi prawie 7 mln PLN.

Ponadto w kwietniu 2015 roku spółka złożyła skargę kasacyjną do Sądu Najwyższego, dotyczącą wyroku Sądu Apelacyjnego w sprawie ustalenia wysokości korekty rocznej kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym należnych PGE GiEK S.A. za rok 2010. Wartość przedmiotu sporu wynosi 4,5 mln PLN.

Wpływ na sprawozdanie za okres zakończony dnia 31 marca 2015 roku

W sprawozdaniu finansowym za okres zakończony dnia 31 marca 2015 roku Grupa Kapitałowa PGE ujęła w przychodach ze sprzedaży przychody z tytułu KDT w wysokości 162 mln PLN.

Wartość przedmiotu sporu we wszystkich sprawach dotyczących lat 2008 - 2012 wynosi 1.660 mln PLN, w tym wartość przedmiotu sporu z tytułu korzystnie rozstrzygniętych dla Grupy Kapitałowej PGE wyroków Sądu Apelacyjnego oraz korzystnego prawomocnego wyroku SOKiK w wysokości 1.429 mln PLN.

Ogółem w okresie 2008 - I kwartał 2015 roku Grupa Kapitałowa PGE ujęła przychody z tytułu rekompensat KDT w wysokości 6.702 mln PLN.

5.6 Podatkowa Grupa Kapitałowa

W dniu 18 września 2014 roku została zawarta na okres 25 lat umowa podatkowej grupy kapitałowej pod nazwą „PGK PGE 2015”, dla której PGE S.A. jest spółką reprezentującą. W skład PGK PGE 2015 oprócz Spółki wchodzi PGE GiEK S.A., PGE Dystrybucja S.A., PGE Obrót S.A., PGE Energia Odnawialna S.A., PGE Energia Natury S.A., PGE Dom Maklerski S.A., PGE Systemy S.A., ELBIS sp. z o.o., ELBEST sp. z o.o., ELTUR-SERWIS sp. z o.o., Betrans sp. z o.o., MegaSerwis sp. z o.o., MEGAZEC sp. z o.o., BESTGUM POLSKA sp. z o.o., „ELMEN” sp. z o.o., „TOP SERWIS” sp. z o.o., PGE Obsługa Księgowo-Kadrowa sp. z o.o., ELBEST Security sp. z o.o. oraz trzynastcie spółek o nazwach PGE Inwest 2, 4,...,15, nie prowadzących w momencie podpisania umowy działalności operacyjnej. Umowa dotyczy okresu po dniu 1 stycznia 2015 roku.

Ustawa o podatku dochodowym od osób prawnych traktuje podatkową grupę kapitałową jako odrębnego podatnika podatku dochodowego (CIT). Oznacza to, że spółki wchodzące w skład PGK PGE 2015 tracą odrębną podmiotowość dla celów podatku CIT a podmiotowość tę zyskuje PGK PGE 2015 jako całość. Przedmiotem opodatkowania w PGK PGE 2015 będzie dochód ustalony od łącznego dochodu grupy, obliczonego jako nadwyżka sumy dochodów wszystkich spółek tworzących grupę nad sumą ich strat. Odrębność podmiotowa PGK PGE 2015 istnieje wyłącznie na gruncie podatku dochodowego od osób prawnych. Nie należy jej utożsamiać z odrębną podmiotowością prawną. Nie przenosi się ona również na grunt innych podatków, w szczególności każda ze spółek tworzących PGK PGE 2015 jest nadal odrębnym podatnikiem podatku VAT, podatku od czynności cywilnoprawnych, a także płatnikiem podatku dochodowego od osób fizycznych.

Zgodnie z zawartymi umowami gdy dana spółka należąca do podatkowej grupy kapitałowej wykazuje zysk podatkowy, przekazuje odpowiednią kwotę podatku dochodowego do PGE S.A., która rozlicza się z urzędem skarbowym jako Spółka reprezentująca. Z kolei gdy spółka należąca do PGK PGE 2015 poniesie stratę podatkową to korzyść podatkowa z tego tytułu przypada spółce reprezentującej, czyli PGE S.A. Oznacza to również, że w przypadku korekt rozliczeń podatkowych spółek ponoszących stratę podatkową, zmiana taka wpływa bezpośrednio na wyniki finansowe PGE S.A.

Przepływy pomiędzy spółkami należącymi do PGK PGE 2015 są realizowane w ciągu roku, w terminach poprzedzających wpłatę zaliczek na podatek dochodowy. Ostateczne rozliczenie pomiędzy spółkami należącymi do PGK następuje po złożeniu przez Spółkę reprezentującą deklaracji rocznej.

Spółki tworzące podatkową grupę kapitałową muszą spełnić szereg wymogów, obejmujących między innymi: odpowiedni poziom kapitałów, udział spółki dominującej w kapitałach spółek tworzących PGK na poziomie minimum 95%, brak powiązań kapitałowych między spółkami zależnymi, brak zaległości podatkowych, osiągnięcie udziału dochodu w przychodach na poziomie przynajmniej 3% (liczonego dla całej PGK) oraz zawieranie transakcji z podmiotami spoza PGK wyłącznie na warunkach rynkowych. Naruszenie powyższych wymogów będzie oznaczać rozwiązanie podatkowej grupy kapitałowej i

utrata przez nią statusu podatnika. Od momentu rozwiązania każda ze spółek wchodzących w skład podatkowej grupy kapitałowej staje się samodzielnym podatnikiem dla podatku CIT.

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

Na dzień 31 marca 2015 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 notce nr B.12 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

5.8 Informacja dotycząca emisji, wykupu i spłaty nieudziałowych i kapitałowych papierów wartościowych

Informacje dotyczące emisji, wykupu i spłaty nieudziałowych i kapitałowych papierów wartościowych zostały opisane w punkcie 4.1. niniejszego sprawozdania.

6 Oświadczenia Zarządu

6.1 Oświadczenie w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego

Wedle najlepszej wiedzy Zarządu PGE S.A., kwartalne skonsolidowane sprawozdanie finansowe i dane porównywalne 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.

7 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 6 maja 2015 roku.

Warszawa, 6 maja 2015 roku

Podpisy Członków Zarządu PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

Prezes Zarządu

Marek Woszczyk

Wiceprezes Zarządu

Jacek Drozd

Wiceprezes Zarządu

Grzegorz Krystek

Wiceprezes Zarządu

Dariusz Marzec

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 stosowane na GPW" został przyjęty uchwałą Rady Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. („GPW”) nr 12/1170/2007 z dnia 4 lipca 2007 roku, a następnie zmienione uchwałą Rady GPW nr 17/1249/2010 z dnia 19 maja 2010 roku, która weszła w życie w dniu 1 lipca 2010 roku oraz uchwałą Rady GPW nr 15/1282/2011 z dnia 31 sierpnia 2011 roku i uchwałą Rady GPW nr 20/1287/2011 z dnia 19 października 2011 roku, które weszły w życie w dniu 1 stycznia 2012 roku. W dniu 21 listopada 2012 roku Rada GPW uchwałą nr 19/1307/2012 przyjęła kolejne zmiany, które weszły w życie w dniu 1 stycznia 2013 roku i powinny być stosowane przez emitenta od tego dnia.
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
Jednostka wytwórcza	opisany przez dane techniczne i handlowe wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła i wyprowadzenia mocy
JI	Joint Implementation, Wspólne Wdrożenia; jeden z tzw. mechanizmów elastycznych wprowadzonych przez art. 6 Protokołu z Kioto
JWCD	Jednostka Wytwórcza Centralnie Dysponowana – Jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110 kV, podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP (IRiESP)
KDT	Kontrakty długoterminowe na zakup mocy i energii elektrycznej zawarte między Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi S.A. a wytwórcami energii elektrycznej w latach 1994-2001
Kogeneracja	równoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny, zbiór urządzeń do rozdziału, przesyłania i wytwarzania energii elektrycznej, połączonych w system umożliwiający dostawy energii elektrycznej na terenie Polski
KSP	Krajowy System Przesyłowy, zbiór urządzeń do przesyłu energii elektrycznej na terenie Polski
kV	kilowolt, jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI, $1 \text{ kV} = 10^3 \text{ V}$
kWh	kilowatogodzina, jednostka energii elektrycznej w układzie SI, określająca ilość energii, jaką urządzenie o mocy 1 kW zużywa w ciągu godziny, $1 \text{ kWh} = 3.600.000 \text{ J} = 3,6 \text{ MJ}$
MEW	Małe Elektrownie Wodne
MIE	Minimalna Ilość Energii
Moc osiągalna	największa moc trwała jednostki wytwórczej lub wytwórcy, utrzymywana przez wytwórcę cieplnego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 15 godzin oraz przez wytwórcę wodnego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 5 godzin, przy znamionowych warunkach pracy, potwierdzona testami
Moc zainstalowana	formalna wartość mocy czynnej, zapisana w dokumentacji projektowej instalacji wytwórczej jako maksymalna możliwa do uzyskania, potwierdzona protokołami odbioru tej instalacji (wartość historyczna – niezmienna w czasie)
MSR	rezerwa stabilizacyjna rynku (dotyczy CO ₂)
MW	jednostka mocy w układzie SI, $1 \text{ MW} = 10^6 \text{ W}$
MWe	megawat mocy elektrycznej
MWt	megawat mocy cieplnej
Nm ³	normalny metr sześcienny; jednostka rozliczeniowa spoza układu SI oznaczająca ilość suchego gazu zawartą w objętości 1m ³ przy ciśnieniu 1013 hPa oraz temperaturze 0°C
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
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
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 - utracone minuty; nieplanowane przerwy w dostawach prądu (wyłączając zdarzenia katastroficzne)
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index - wskaźnik przeciętnej (średniej) systemowej częstości (liczby) przerw długich i bardzo długich, stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich tych przerw w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców
Sieć najwyższych napięć (NN)	sieć elektroenergetyczna o napięciu 220 kV i wyższym
Sieć niskiego napięcia (nN)	sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV
Sieć średniego napięcia (SN)	sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV lecz niższym niż 110 kV
Sieć wysokiego napięcia (WN)	sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym 110 kV
Szczyt	szczyt (Peak, peakload), standardowy produkt na rynku energii elektrycznej, dostawa o stałej mocy realizowana od poniedziałku do piątku w każdej godzinie pomiędzy 07:00-22:00 (15 godzin standard dla rynku polskiego) lub 08:00-20:00 (12 godzin standard dla rynku niemieckiego) danego okresu, np. tygodnia, miesiąca, kwartału lub roku
Świadectwo pochodzenia z energii odnawialnej	dokument potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w OZE, wydawany przez Prezesa URE, tzw. zielony certyfikat
Świadectwo pochodzenia z kogeneracji	dokument potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, wydawany przez Prezesa URE, tzw. czerwone certyfikaty (dla energii wytworzonej w kogeneracji z ciepłem) i żółte certyfikaty (dla energii wytworzonej w kogeneracji z gazem)
Taryfa	zbiór cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania, opracowany przez przedsiębiorstwo energetyczne i wprowadzany jako obowiązujący dla określonych w nim odbiorców w trybie określonym ustawą
TFS	Tradition Financial Services, platforma obrotu energią elektryczną przeznaczona do zawierania różnego rodzaju transakcji, kupna oraz sprzedaży energii konwencjonalnej, praw majątkowych, energii odnawialnej oraz uprawnień do emisji CO ₂

TGE	Towarowa Giełda Energii S.A., giełda towarowa na której przedmiotem obrotu może być energia elektryczna, paliwa ciekłe lub gazowe, gaz wydobywczy, wielkość emisji zanieczyszczeń oraz prawa majątkowe, których cena zależy bezpośrednio lub pośrednio od energii elektrycznej, paliw ciekłych lub gazowych i wielkości emisji zanieczyszczeń, dopuszczone do obrotu na giełdzie
TPA	Third Party Access, zasada polegająca na udostępnieniu przez właściciela bądź operatora infrastruktury sieciowej stronom trzecim w celu dostarczenia towarów/usług klientom strony trzeciej
TWh	terawatogodzina, jednostka wielokrotna jednostki energii elektrycznej w układzie SI - 1 TWh to 10 ⁹ kWh
URE	Urząd Regulacji Energetyki
Ustawa KDT	ustawa z dnia 29 czerwca 2007 roku o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. Nr 130 poz. 905 z 2007 r.)
V (wolt)	jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI, 1 V = 1J/1C = (1 kg x m ²) / (A x s ³)
W (wat)	jednostka mocy w układzie SI, 1 W = 1J/1s = 1 kg x m ² x s ⁻³
WRA	wartość regulacyjna aktywów
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