

SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI GRUPY KAPITAŁOWEJ
PGE POLSKA GRUPA ENERGETYCZNA S.A. ZA OKRES SZEŚCIU MIESIĘCY
ZAKOŃCZONY DNIA 30 CZERWCA 2013 ROKU





Wybrane skonsolidowane dane finansowe Grupy Kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

	Okres 6 m-cy zakończony		Okres 6 m-cy zakończony	
	30 czerwca		30 czerwca	
	2013	2012	2013	2012
	(po przeglądzie)	(po przeglądzie)	(po przeglądzie)	(po przeglądzie)
	<i>dane przekształcone</i>		<i>dane przekształcone</i>	
	tys. zł		tys. euro	
Przychody ze sprzedaży	15.100.832	14.914.091	3.583.491	3.530.297
Zysk z działalności operacyjnej	3.167.341	3.365.291	751.623	796.594
Zysk brutto (przed opodatkowaniem)	3.116.276	3.491.646	739.505	826.503
Zysk netto za okres obrotowy	2.525.019	2.736.555	599.198	647.767
Zysk netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej	2.511.214	2.703.632	595.922	639.973
Całkowite dochody	2.526.641	2.736.133	599.583	647.667
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	3.264.513	4.396.682	774.683	1.040.733
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	-2.772.029	-100.173	-657.814	-23.712
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	747.335	-313.338	177.346	-74.170
Zmiana netto stanu środków pieniężnych i ich ekwiwalentów	1.239.819	3.983.171	294.214	942.852
Zysk netto na akcję (w zł/euro na akcję)	1,34	1,45	0,32	0,34
Rozwodniony zysk na akcję (w zł/euro na akcję)	1,34	1,45	0,32	0,34
Średnioważona liczba akcji wyemitowanych akcji zwykłych zastosowana do obliczenia zysku na jedną akcję	1.869.760.829	1.869.760.829	1.869.760.829	1.869.760.829



	Stan na dzień 30.06.2013 (po przeglądzie)	Stan na dzień 31.12.2012 (badane) <i>dane przekształcone</i>	Stan na dzień 30.06.2013 (po przeglądzie)	Stan na dzień 31.12.2012 (badane) <i>dane przekształcone</i>
	tys. zł		tys. euro	
Aktywa trwałe	46.297.332	45.406.411	10.694.200	11.106.700
Aktywa obrotowe	14.005.641	13.396.629	3.235.157	3.276.902
Aktywa razem	60.302.973	58.803.040	13.929.357	14.383.602
Kapitał własny	42.043.009	41.116.586	9.711.496	10.057.381
Kapitał własny przypadający akcjonariuszowi jednostki dominującej	41.725.187	40.820.721	9.638.083	9.985.011
Kapitał podstawowy	18.697.608	18.697.608	4.318.952	4.573.555
Zobowiązania długoterminowe	9.751.318	8.499.581	2.252.453	2.079.052
Zobowiązania krótkoterminowe	8.508.646	9.186.873	1.965.408	2.247.168
Liczba akcji stan na koniec okresu sprawozdawczego	1.869.760.829	1.869.760.829	1.869.760.829	1.869.760.829
Wartość księgowa na akcję (w zł/euro na akcję)	22,32	21,83	5,15	5,34
Rozwodniona wartość księgowa na akcję (w zł/euro na akcję)	22,32	21,83	5,15	5,34



Wybrane jednostkowe dane finansowe PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

	Okres 6 m-cy zakończony		Okres 6 m-cy zakończony	
	30 czerwca		30 czerwca	
	2013	2012	2013	2012
	(po przeglądzie)	(po przeglądzie)	(po przeglądzie)	(po przeglądzie)
	<i>dane przekształcone</i>		<i>dane przekształcone</i>	
	tys. zł		tys. euro	
Przychody ze sprzedaży	6.125.459	5.062.102	1.453.597	1.198.244
Zysk z działalności operacyjnej	479.150	152.908	113.704	36.195
Zysk brutto (przed opodatkowaniem)	1.934.675	409.720	459.107	96.984
Zysk netto za okres obrotowy	1.812.349	290.436	430.078	68.749
Całkowite dochody	1.812.349	291.212	430.078	68.932
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	226.331	-260.916	53.709	-61.761
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	-222.390	3.848.547	-52.774	910.985
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	853.289	-2.714	202.489	-642
Zmiana netto stanu środków pieniężnych i ich ekwiwalentów	857.230	3.584.917	203.424	848.581
Zysk netto na akcję (w zł/euro na akcję)	0,97	0,16	0,23	0,04
Rozwodniony zysk na akcję (w zł/euro na akcję)	0,97	0,16	0,23	0,04
Średnioważona liczba akcji wyemitowanych akcji zwykłych zastosowana do obliczenia zysku na jedną akcję	1.869.760.829	1.869.760.829	1.869.760.829	1.869.760.829



	Stan na dzień 30.06.2013 (po przeglądzie)	Stan na dzień 31.12.2012 (badane)	Stan na dzień 30.06.2013 (po przeglądzie)	Stan na dzień 31.12.2012 (badane)
	<i>dane przekształcone</i>		<i>dane przekształcone</i>	
	tys. zł		tys. euro	
Aktywa trwałe	28.103.032	27.003.855	6.491.507	6.605.317
Aktywa obrotowe	4.701.540	3.386.703	1.086.007	828.409
Aktywa razem	32.804.572	30.390.558	7.577.514	7.433.726
Kapitał własny	29.501.183	29.296.534	6.814.465	7.166.121
Kapitał podstawowy	18.697.608	18.697.608	4.318.952	4.573.555
Zobowiązania długoterminowe	1.094.988	88.443	252.931	21.634
Zobowiązania krótkoterminowe	2.208.401	1.005.581	510.118	245.972

Powyższe dane finansowe za okres sześciu miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2013 oraz 2012 roku zostały przeliczone na euro według następujących zasad:

- poszczególne pozycje aktywów i pasywów – według średniego kursu określonego przez Narodowy Bank Polski na dzień 30 czerwca 2013 roku – 4,3292 EUR/PLN oraz na dzień 31 grudnia 2012 roku – 4,0882 EUR/PLN,
- poszczególne pozycje sprawozdania z całkowitych dochodów oraz sprawozdania z przepływów pieniężnych – według kursu stanowiącego średnią arytmetyczną średnich kursów określonych przez Narodowy Bank Polski na ostatni dzień każdego miesiąca okresu obrotowego od 1 stycznia 2013 roku do 30 czerwca 2013 roku – 4,2140 EUR/PLN dla okresu od 1 stycznia 2012 roku do 30 czerwca 2012 roku – 4,2246 EUR/PLN.



SPIS TREŚCI

1.	ORGANIZACJA GRUPY KAPITAŁOWEJ	8
1.1.	OPIS DZIAŁALNOŚCI GRUPY KAPITAŁOWEJ	8
1.2.	ZMIANY W ORGANIZACJI GRUPY KAPITAŁOWEJ	11
1.2.1	<i>Zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej w I półroczu 2013 roku</i>	11
1.2.2	<i>Zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej po dniu bilansowym</i>	16
2.	DZIAŁALNOŚĆ GRUPY KAPITAŁOWEJ PGE.....	17
2.1.	CZYNNIKI I ZDARZENIA MAJĄCE WPŁYW NA OSIĄGNIĘTE WYNIKI	17
2.1.1	<i>Sytuacja makroekonomiczna</i>	17
2.1.2	<i>Taryfy</i>	18
2.1.3	<i>Ceny energii elektrycznej</i>	20
2.1.4	<i>Krajowy Plan Rozdziału Uprawnień Emisyjnych na lata 2008-2012 (KPRU II) oraz na lata 2013-2020 (KPRU III)</i>	26
2.1.5	<i>Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla</i>	28
2.1.6	<i>Bilans energii GK PGE</i>	30
2.1.7	<i>Sprzedaż ciepła</i>	33
2.1.8	<i>Rozwiązanie kontraktów długoterminowych KDT</i>	33
2.1.9	<i>Koszty zakupu paliw</i>	35
2.2.	WYNIKI FINANSOWE GK PGE	36
2.3.	SEGMENTY DZIAŁALNOŚCI	41
2.3.1	<i>Segment Energetyka Konwencjonalna</i>	43
2.3.2	<i>Segment Energetyka Odnawialna</i>	45
2.3.3	<i>Segment Obrotu Hurtowego</i>	46
2.3.4	<i>Segment Dystrybucja</i>	46
2.3.5	<i>Segment Sprzedaż Detaliczna</i>	48
2.3.6	<i>Pozostała Działalność</i>	48
2.4.	PUBLIKACJA PROGNOZ WYNIKÓW FINANSOWYCH	49
2.5.	POZOSTAŁE ISTOTNE ZDARZENIA OKRESU SPRAWOZDAWCZEGO ORAZ ZDARZENIA NASTĘPUJĄCE PO DNIU BILANSOWYM	49
2.5.1	<i>Kwestie prawne</i>	49
2.5.2	<i>Projekt WEKTOR</i>	51
2.5.3	<i>Działania związane z energetyką jądrową</i>	52
2.5.4	<i>Projekt inwestycyjny Opole II</i>	52
2.5.5	<i>Umowa dotycząca poszukiwania i wydobywania węgla kamiennego z łupków</i>	55
2.5.6	<i>List intencyjny w sprawie wspólnego uczestnictwa w przygotowaniu, budowie i eksploatacji pierwszej polskiej elektrowni jądrowej</i>	56
2.5.7	<i>Decyzje Prezesa URE w ramach realizacji Ustawy KDT</i>	56
2.5.8	<i>Zmiany w składzie Zarządu PGE S.A.</i>	58
2.5.9	<i>Zawarcie umowy znaczącej na dostawę węgla w latach 2014-2018</i>	59
2.5.10	<i>Zawarcie umowy znaczącej na dostawę węgla dla Zadania Inwestycyjnego Opole II</i>	59
3.	RYZYKA I ZAGROŻENIA GRUPY KAPITAŁOWEJ PGE	60
3.1.	CZYNNIKI RYZYKA ZWIĄZANE Z OTOCZENIEM RYNKOWYM ORAZ OGÓLNA SYTUACJĄ MAKROEKONOMICZNĄ W KRAJU I NA ŚWIECIE	60
3.1.1	<i>Ryzyko związane z sytuacją makroekonomiczną</i>	60
3.1.2	<i>Ryzyko rosnącej konkurencji</i>	60



3.1.3	Ryzyko spadku zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło	61
3.2.	CZNNIKI RYZYKA ZWIĄZANE Z OTOCZENIEM REGULACYJNO-PRAWNYM	61
3.2.1	Ryzyko polityczne.....	61
3.2.2	Ryzyko niestabilności otoczenia prawnego	62
3.2.3	Ryzyko zmian w systemie wsparcia źródeł kogeneracyjnych i odnawialnych	62
3.2.4	Ryzyko związane z wymogiem posiadania koncesji.....	63
3.2.5	Ryzyko związane z potencjalnym naruszeniem przepisów antymonopolowych.....	63
3.2.6	Ryzyko związane z programem redukcji emisji CO ₂	64
3.2.7	Ryzyko ograniczeń w zakresie emisji innych niż CO ₂ substancji do środowiska oraz zaostrzania standardów BAT	65
3.3.	CZNNIKI RYZYKA ZWIĄZANE Z DZIAŁALNOŚCIĄ OPERACYJNĄ GRUPY KAPITAŁOWEJ PGE.....	66
3.3.1	Ryzyko przerwania dostaw paliw oraz niewystarczających zapasów paliw	66
3.3.2	Ryzyko związane z kosztami rekultywacji terenów górniczych.....	67
3.3.3	Ryzyko związane z czynnikami atmosferycznymi	67
3.3.4	Ryzyko związane z przeglądami, remontami, modernizacjami i inwestycjami.....	68
3.3.5	Ryzyko nieuregulowanych stanów prawnych nieruchomości.....	68
3.3.6	Ryzyko związane z pozyskiwaniem i kosztami finansowania zewnętrznego (obniżenia lub wycofania ratingu PGE).....	69
3.3.7	Ryzyko związane z decyzjami Prezesa URE w ramach realizacji Ustawy KDT.....	69
3.3.8	Ryzyko cen transferowych	70
3.3.9	Ryzyko niewystarczającej ochrony ubezpieczeniowej	70
3.3.10	Ryzyko związane z postępowaniami sądowymi, arbitrażowymi i administracyjnymi oraz roszczeniami pracowniczymi	70
3.3.11	Ryzyko utraty wartości aktywów.....	71
3.4.	CZNNIKI RYZYKA DOTYCZĄCE RYZYKA ZMIANY CEN ORAZ RYZYKA KREDYTOWEGO	71
3.4.1	Ryzyko cen towarów.....	71
3.4.2	Ryzyko stopy procentowej	72
3.4.3	Ryzyko walutowe	72
3.4.4	Ryzyko płynności.....	74
3.4.5	Ryzyko kredytowe	74
4.	CZNNIKI, KTÓRE W OCENIE SPÓŁKI BĘDĄ MIAŁY WPŁYW NA OSIĄGNIĘTE PRZEZ NIĄ WYNIKI W PERSPEKTYWIE CO NAJMNIEJ KOLEJNEGO KWARTAŁU.	76
5.	AKCJONARIUSZE POSIADAJĄCY BEZPOŚREDNIO LUB POŚREDNIO PRZEZ PODMIOTY ZALEŻNE CO NAJMNIEJ 5% OGÓLNEJ LICZBY GŁOSÓW NA WALNYM ZGROMADZENIU SPÓŁKI NA DZIEŃ PRZEKAZANIA RAPORTU PÓŁROCZNEGO.	77
6.	ZESTAWIENIE STANU POSIADANIA AKCJI SPÓŁKI LUB UPRAWNIEN DO NICH PRZEZ OSOBY ZARZĄDZAJĄCE I NADZORUJĄCE SPÓŁKĘ NA DZIEŃ PRZEKAZANIA RAPORTU PÓŁROCZNEGO.....	78
7.	INFORMACJA DOTYCZĄCĄ EMISJI, WYKUPU I SPŁATY NIEUDZIAŁOWYCH I KAPITAŁOWYCH PAPIERÓW WARTOŚCIOWYCH.	78
8.	INFORMACJE O UDZIELENIU PRZEZ SPÓŁKĘ LUB PRZEZ JEDNOSTKĘ OD NIEJ ZALEŻNĄ PORĘCZEŃ KREDYTU LUB POŻYCZKI LUB UDZIELENIU GWARANCJI - ŁĄCZNIE JEDNEMU PODMIOTOWI LUB JEDNOSTCE ZALEŻNEJ OD TEGO PODMIOTU, JEŻELI ŁĄCZNA WARTOŚĆ ISTNIEJĄCYCH PORĘCZEŃ LUB GWARANCJI STANOWI RÓWNOWARTOŚĆ CO NAJMNIEJ 10% KAPITAŁÓW WŁASNYCH SPÓŁKI.	79
9.	POSTĘPOWANIA TOCZĄCE SIĘ PRZED SĄDEM, ORGANEM WŁAŚCIWYM DLA POSTĘPOWANIA ARBITRAŻOWEGO LUB ORGANEM ADMINISTRACJI PUBLICZNEJ.....	79
10.	OŚWIADCZENIA ZARZĄDU.....	80
10.1.	OŚWIADCZENIE W SPRAWIE RZETELNOŚCI SPORZĄDZENIA SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO	80
10.2.	OŚWIADCZENIE W SPRAWIE PODMIOTU UPRAWNIONEGO DO BADANIA SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO.....	80



1. Organizacja Grupy Kapitałowej

1.1. Opis działalności Grupy Kapitałowej

Działalność Grupy Kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. („GK PGE”, „Grupa Kapitałowa PGE”, „Grupa”) jest obecnie zorganizowana w pięciu podstawowych segmentach działalności:



Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna („Energetyka Konwencjonalna”)

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



Obrót Hurtowy

Obejmuje obrót hurtowy energią elektryczną i produktami powiązanymi oraz paliwami.



Dystrybucja energii elektrycznej



Energetyka Odnawialna

Obejmuje wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych oraz w elektrowniach szczytowo-pompowych.



Sprzedaż Detaliczna energii elektrycznej



Dodatkowo w skład Grupy wchodzi spółka, której głównym przedmiotem działalności jest przygotowanie i realizacja projektu budowy elektrowni jądrowych w ramach Programu Pierwszej Polskiej Elektrowni Jądrowej, spółki świadczące usługi informatyczne i telekomunikacyjne oraz usługi pomocnicze na rzecz spółek z sektora energetycznego i górniczego, takie jak: roboty budowlane, remontowe, modernizacyjne oraz inwestycyjne w zakresie urządzeń energetycznych, wykonywanie kompleksowych badań diagnostycznych oraz pomiarów maszyn i urządzeń elektroenergetycznych oraz zagospodarowywanie produktów ubocznych spalania węgla, opracowywanie i wdrażanie technologii ich wykorzystywania oraz rekultywację terenów zdegradowanych.

Szczegółowy opis organizacji Grupy Kapitałowej PGE („GK PGE”, „Grupa PGE”, „Grupa”) oraz pełny wykaz podmiotów podlegających konsolidacji zostały zamieszczone w nocie nr 1 i nr 3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.



Spółki wchodzące w skład głównych segmentów GK PGE na dzień 30 czerwca 2013 roku:

Segment	Spółka
Energetyka Konwencjonalna	1. PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. („PGE GiEK S.A.”)
	2. Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej sp. z o.o.
Energetyka Odnawialna	3. PGE Energia Odnawialna S.A.
	4. Bio-Energia S.A.
	5. Pelplin sp. z o.o.
	6. Żuromin sp. z o.o.
	7. Elektrownia Wiatrowa Baltica-1 sp. z o.o.
	8. Elektrownia Wiatrowa Baltica-2 sp. z o.o.
	9. Elektrownia Wiatrowa Baltica-3 sp. z o.o.
	10. Eolica Wojciechowo sp. z o.o.
	11. Dong Energy Polska S.A. (obecna nazwa PGE Energia Natury S.A. *)
	12. Dong Energy Renewables Polska sp. z o.o. (obecna nazwa PGE Energia Natury sp. z o.o. *)
	13. Dong Energy Karnice III sp. z o.o. (obecna nazwa PGE Energia Natury Karnice sp. z o.o. *)
	14. Dong Energy Bukowo sp. z o.o. (obecna nazwa PGE Energia Natury Bukowo sp. z o.o. *)
	15. Dong Energy Olecko sp. z o.o. (obecna nazwa EPW Energia Olecko sp. z o.o. *)
	16. Omikron sp. z o.o. (obecna nazwa PGE Energia Natury Omikron sp. z o.o. *)
	17. Kappa sp. z o.o. (obecna nazwa PGE Energia Natury Kappa sp. z o.o. *)
	18. Polska Energia Wiatrowa sp. z o.o. (obecna nazwa PGE Energia Natury PEW sp. z o.o. *)
Obrót Hurtowy	19. PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. („PGE S.A.”)
	20. PGE Trading GmbH
Dystrybucja	21. PGE Dystrybucja S.A.
Sprzedaż Detaliczna	22. PGE Obrót S.A.

*Zmiana nazwy nie została zarejestrowana na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania



1.2. Zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej

1.2.1 Zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej w I półroczu 2013 roku

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2013 roku w organizacji Grupy Kapitałowej PGE nastąpiły zmiany wymienione w nocie nr 3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz opisane poniżej.

Udziały i akcje w jednostkach zależnych i stowarzyszonych

W I półroczu 2013 roku PGE S.A. zmieniła swoje zaangażowanie kapitałowe w następujących podmiotach:

- W dniu 17 stycznia 2013 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki PGE Energia Odnawialna S.A. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 217.126.500 zł do kwoty 308.500.000 zł, tj. o kwotę 91.373.500 zł, poprzez emisję 9.137.350 akcji imiennych w cenie nominalnej i emisyjnej 10 zł każda akcja. Wszystkie akcje spółki w podwyższonym kapitale zakładowym objęła PGE S.A. w zamian za wkład pieniężny. W dniu 26 lutego 2013 roku podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS.
- W dniu 23 stycznia 2013 roku PGE S.A. nabyła od akcjonariusza mniejszościowego 3.885 akcji spółki EXATEL S.A., stanowiących 0,0465% w kapitale zakładowym spółki.

W związku z przeprowadzoną transakcją PGE S.A. posiada aktualnie 99,98% w kapitale zakładowym EXATEL S.A.
- W dniu 27 marca 2013 roku pomiędzy spółkami PGE S.A. oraz PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. („PGE GiEK S.A.”) została zawarta umowa sprzedaży 100% udziałów spółki „PGE Gubin” sp. z o.o. z siedzibą w Gubinie. Na podstawie przedmiotowej umowy sprzedaży udziałów, z dniem 27 marca 2013 roku zostało przeniesione prawo własności 100% udziałów „PGE Gubin” sp. z o.o. na rzecz PGE GiEK S.A.
- W dniu 8 kwietnia 2013 roku pomiędzy spółką PGE Obrót S.A. i jej akcjonariuszem mniejszościowym podpisana została umowa przymusowego odkupu 5.127 akcji na okaziciela („Umowa”), posiadanych przez akcjonariusza mniejszościowego. Nabycie akcji przez spółkę nastąpiło na podstawie art. 418¹ Ksh. W wyniku realizacji zawartej Umowy, w dniu 15 kwietnia 2013 roku spółka zapłaciła akcjonariuszowi mniejszościowemu całą cenę odkupu



za 5.127 akcji spółki. Wskutek należytego wykonania Umowy akcje spółki zostały wykupione, a jedynym akcjonariuszem spółki stała się spółka PGE S.A.

W związku z dokonaniem powyższego odkupu akcji, spółka posiada 22.222 akcji własnych (stanowiących 0,45% w kapitale zakładowym spółki) w tym: 21.979 akcji własnych, które zostały nabyte przez spółkę w trybie przymusowego odkupu na podstawie art. 418¹ § 4 oraz 243 akcji własnych nierozdzielonych akcjonariuszom spółki w procesie konsolidacji spółek Grupy PGE w roku 2010.

W związku z przeprowadzonymi transakcjami PGE S.A. posiada aktualnie 99,55% w kapitale zakładowym będąc jednocześnie jedynym akcjonariuszem PGE Obrót S.A.

- W I półroczu 2013 roku PGE S.A. nabyła od akcjonariuszy mniejszościowych łącznie 2.489 akcji spółki PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. (stanowiących 0,00036% udziału w kapitale zakładowym PGE GiEK S.A.).
- W dniu 28 czerwca 2013 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie spółki PGE Obrót S.A. podjęło uchwałę w sprawie podziału zysku netto za 2012 rok oraz przeznaczenia części kapitału zapasowego na wypłatę dywidendy. Część dywidendy wypłacono w formie dywidendy rzeczowej w postaci przeniesienia przez PGE Obrót S.A. na rzecz PGE S.A. 16.865.600 akcji spółki PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. W dniu 1 lipca 2013 roku doszło do przeniesienia prawa własności akcji spółki PGE GiEK S.A. na rzecz PGE S.A.

Na dzień 1 lipca 2013 roku PGE S.A. posiadała łącznie 93,62% w kapitale zakładowym PGE GiEK S.A.

- W dniu 28 czerwca 2013 roku PGE S.A. oraz Energa Hydro sp. z o.o. (spółka zależna Energa S.A.) zawarły z DONG Energy Wind Power A/S ("DONG Energy") umowę nabycia akcji i udziałów w spółkach zarządzających operujących farmami wiatrowymi oraz rozwijających projekty farm wiatrowych w Polsce.

Podpisanie niniejszej umowy nabycia jest konsekwencją umowy warunkowej zawartej w dniu 19 lutego 2013 roku oraz uzyskania przez PGE S.A. zgody Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów na koncentrację przedsiębiorców, zgodnie z decyzją Prezesa UOKiK z dnia 4 czerwca 2013 roku (por. noty 3.1. oraz 3.2. skonsolidowanego sprawozdania finansowego).



Na podstawie przedmiotowej umowy nabycia, z dniem 28 czerwca 2013 roku na PGE S.A. zostało przeniesione prawo własności akcji i udziałów następujących spółek:

- Dong Energy Polska S.A. (100%);
- Dong Energy Renewables Polska sp. z o.o. (100%);
- Dong Energy Karnice III sp. z o.o. (100%);
- Dong Energy Bukowo sp. z o.o. (100%);
- Dong Energy Olecko sp. z o.o. (81%).

Spółka Dong Energy Polska S.A. (aktualnie firma spółki to PGE Energia Natury S.A.) jest jedynym wspólnikiem w spółkach: Kappa sp. z o.o. (aktualnie firma spółki to PGE Energia Natury Kappa sp. z o.o.), Omikron sp. z o.o. (aktualnie firma spółki to PGE Energia Natury Omikron sp. z o.o.) oraz Polska Energia Wiatrowa sp. z o.o. (aktualnie firma spółki to PGE Energia Natury PEW sp. z o.o.).

W dniu 5 marca 2013 roku spółka PGE Inwest spółka z ograniczoną odpowiedzialnością II S.K.A. w likwidacji z siedzibą w Warszawie, w wyniku postępowania likwidacyjnego, została wykreślona z KRS. PGE S.A. posiadała 100% akcji w kapitale zakładowym spółki. Komplementariuszem spółki była spółka PGE Inwest Sp. z o.o.

W dniu 12 kwietnia 2013 roku spółka ELECTRA Bohemia s.r.o. w likwidacji z siedzibą w Pradze (Republika Czeska), w wyniku postępowania likwidacyjnego, została wykreślona z rejestru spółek. Decyzja o wykreśleniu spółki z rejestru uprawnomocniła się z dniem 28 kwietnia 2013 roku. PGE S.A. posiadała 100% udziałów w kapitale zakładowym spółki.

W I półroczu 2013 roku spółki z Grupy PGE zmieniły swoje zaangażowanie kapitałowe w następujących podmiotach:

- W dniu 7 stycznia 2013 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki Bio-Energia S.A. podjęło uchwałę w sprawie połączenia spółki Bio-Energia S.A. (spółka przejmująca) ze spółkami Biogazownia Łapy sp. z o.o. oraz Biogazownia Wozuczyn sp. z o.o. (spółki przejmowane) oraz zmiany Statutu spółki przejmującej, w trybie art. 516 Ksh. W dniu 31 stycznia 2013 roku połączenie spółek zostało zarejestrowane w KRS.
- W dniu 8 stycznia 2013 roku podpisana została warunkowa umowa dotycząca nabycia od spółki Greentech Energy Systems A/S udziałów spółki Eolica Wojciechowo sp. z o.o. z siedzibą w Czymanowie. Po spełnieniu warunków powyższej umowy, w dniu 24 stycznia 2013 roku



spółka Greentech Energy Systems A/S zbyła na rzecz PGE Energia Odnawialna S.A. 9.550 udziałów stanowiących 50% w kapitale zakładowym spółki Eolica Wojciechowo sp. z o.o. W związku z transakcją PGE Energia Odnawialna S.A. stała się właścicielem 100% udziałów w kapitale zakładowym przedmiotowej spółki.

W dniu 19 lutego 2013 roku PGE Energia Odnawialna S.A. jako jedyny Wspólnik spółki, na podstawie uchwały Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników, wniosła do spółki Eolica Wojciechowo sp. z o.o. dopłaty w rozumieniu art. 177 Ksh w łącznej wysokości 59.999.976 zł, to jest w wysokości po 3.141,36 zł do każdego udziału spółki.

- W dniu 10 stycznia 2013 roku została zawarta pomiędzy spółkami PGE Energia Odnawialna S.A. oraz „BE-BETON” sp. z o.o. warunkowa umowa sprzedaży 100% udziałów spółki Budownictwo Hydro - Energetyka Dychów sp. z o.o. W dniu 21 lutego 2013 roku, na podstawie zawartej warunkowej umowy sprzedaży, nastąpiło przeniesienie prawa własności 100% udziałów spółki Budownictwo Hydro – Energetyka Dychów sp. z o.o. na rzecz spółki „BE-BETON” sp. z o.o.
- W dniu 21 grudnia 2012 roku PGE GiEK S.A. zawiązała spółkę MegaSerwis sp. z o.o. z siedzibą w Zgorzelcu. PGE GiEK S.A. objęła 100% udziałów w kapitale zakładowym tej spółki. Kapitał zakładowy spółki w wysokości 100.000 zł został opłacony w dniu 31 stycznia 2013 roku. W dniu 21 marca 2013 roku spółka została wpisana do KRS.

W dniu 26 marca 2013 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników MegaSerwis sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 100.000 zł do kwoty 2.100.000 zł, tj. o kwotę 2.000.000 zł, poprzez utworzenie 2.000 nowych udziałów o wartości nominalnej 1.000 zł każdy udział. Wszystkie nowoutworzone udziały objęła spółka PGE GiEK S.A. Z dniem 1 kwietnia 2013 roku spółka rozpoczęła działalność operacyjną.

- W dniu 25 marca 2013 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki ELBEST sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie zmiany Umowy spółki, polegającej na wykreśleniu niektórych przedmiotów działalności spółki. Powyższe zmiany zostały zarejestrowane w KRS w dniu 2 kwietnia 2013 roku. Z dniem 31 marca 2013 roku spółka wygasła działalność w zakresie usług serwisowych i przekazała do spółki MegaSerwis sp. z o.o., na podstawie art. 23¹ Kodeksu pracy, 891 pracowników.



- W dniu 25 kwietnia 2013 roku Sąd Rejonowy w Rzeszowie postanowił uchylić układ zawarty na Zgromadzeniu Wierzycieli spółki MEGA sp. z o.o. z siedzibą w Miłocinie w dniu 11 października 2011 roku, zatwierdzony postanowieniem z dnia 19 października 2011 roku oraz otworzyć postępowanie upadłościowe spółki MEGA sp. z o.o. obejmujące likwidację majątku upadłego.
- W dniu 3 czerwca 2013 roku Sąd Rejonowy we Wrocławiu dokonał rejestracji połączenia spółki „ELTUR-WAPORE” sp. z o.o. z siedzibą w Bogatyni (spółka przejmująca) ze spółką „EPO” sp. z o.o. z siedzibą w Opolu w trybie artykułu 492 § 1 pkt 1 Kodeksu spółek handlowych, to jest poprzez przeniesienie całego majątku EPO sp. z o.o. na „ELTUR-WAPORE” sp. z o.o.

Na skutek połączenia kapitał zakładowy spółki przejmującej wynoszący 22.631.500,00 zł podwyższony został o kwotę 9.350.000,00 zł to jest do kwoty 31.981.500,00 zł, poprzez utworzenie 18.700 nowych udziałów o wartości nominalnej 500,00 zł każdy udział.

Po połączeniu zmieniono firmę spółki przejmującej, tj. z Przedsiębiorstwa Produkcji Sorbentów i Rekultywacji „ELTUR-WAPORE” sp. z o.o. na EPORE sp. z o.o.

PGE GiEK S.A. posiada 54.613 udziałów spółki EPORE sp. z o.o. o wartości nominalnej 27.306.500,00 zł stanowiących 85,38% udziału w kapitale zakładowym.

W dniu 7 stycznia 2013 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki BESTGUM POLSKA sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie zmiany Aktu Założycielskiego spółki, polegającej na rozszerzeniu przedmiotu działalności o działalność związaną z rekultywacją i pozostałą działalnością usługową związaną z gospodarką odpadami. Powyższa zmiana została zarejestrowana w KRS w dniu 23 stycznia 2013 roku.

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2013 roku Grupa Kapitałowa PGE nie zaniechała żadnych istotnych obszarów swojej działalności.



1.2.2 Zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej po dniu bilansowym

W dniu 5 lipca 2013 roku PGE S.A. nabyła od akcjonariusza mniejszościowego 2.000 akcji spółki PGE GiEK S.A. (stanowiących 0,00029% udziału w kapitale zakładowym PGE GiEK S.A.) (por. pkt. 1.2.1 niniejszego sprawozdania).

W dniu 27 czerwca 2013 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie spółki PGE S.A. podjęło uchwałę w sprawie połączenia spółki PGE S.A. (spółka przejmująca) ze spółką PGE Energia Jądrowa S.A. (spółka przejmowana), wyrażenia zgody na plan połączenia oraz dokonania zmiany Statutu spółki przejmującej. Połączenie nastąpiło w trybie art. 492 § 1 pkt 1, art. 515 § 1 oraz art. 516 § 6 Ksh, tj. przez przeniesienie całego majątku spółki przejmowanej na spółkę przejmującą, bez podwyższenia kapitału zakładowego spółki przejmującej oraz bez wydawania nowych akcji spółki przejmującej w zamian za akcje spółki przejmowanej, na zasadach ustalonych w planie połączenia. W dniu 31 lipca 2013 roku połączenie spółek zostało zarejestrowane w KRS.

W dniu 31 lipca 2013 roku PGE S.A. wspólnie z Energa Hydro sp. z o.o. (spółka zależna Energa S.A.) zawarły z Iberdrola Renovables Energía, S.A.U. oraz Europejskim Bankiem Odbudowy i Rozwoju („EBOiR”) dwie umowy nabycia łącznie 100% udziałów w spółce Iberdrola Renewables Polska Sp. z o.o. W wyniku podpisanych umów PGE S.A. nabyła 32,7% udziałów w spółce Iberdrola Renewables Polska Sp. z o.o. obejmując portfel operacyjnych farm wiatrowych o łącznej mocy 70,5 MW z zabezpieczonym kontraktowo odbiorem energii i certyfikatów oraz pakiet projektów o planowanej mocy 36 MW będących w zaawansowanym stadium rozwoju (por. noty 3.1. oraz 3.2. skonsolidowanego sprawozdania finansowego).



2. Działalność Grupy Kapitałowej PGE

2.1. Czynniki i zdarzenia mające wpływ na osiągnięte wyniki

2.1.1 Sytuacja makroekonomiczna

Grupa PGE prowadzi działalność głównie w Polsce, dlatego też była i nadal będzie uzależniona od trendów makroekonomicznych w Polsce. Jednocześnie w związku z rosnącą integracją, krajowa gospodarka w coraz większym stopniu wrażliwa jest na zmiany koniunktury w Unii Europejskiej i na rynkach międzynarodowych. Sytuacja gospodarcza w Europie, konsekwencje decyzji regulacyjnych, które mają być podjęte w przyszłości oraz niestabilne otoczenie prawne powodują, że ocena perspektyw rozwoju rynku energetycznego w Europie jest obciążona dużymi ryzykami.

Co do zasady istnieje dodatnia korelacja pomiędzy wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną a wzrostem gospodarczym, dlatego sytuacja makroekonomiczna w kraju ma przełożenie na wyniki finansowe osiąmane przez Grupę PGE. Spadki cen energii elektrycznej w Polsce i Europie wynikające z osłabienia się popytu na energię elektryczną oraz dużego wzrostu udziału subsydiowanych źródeł energii odnawialnych w całości produkcji ograniczyły zyskowność konwencjonalnych źródeł wytwarzania energii elektrycznej, w niektórych przypadkach nawet likwidując ją całkowicie. Dotyczy to zwłaszcza elektrowni gazowych oraz najmniej efektywnych elektrowni węglowych.

Słabnąca koniunktura gospodarcza przyczyniła się w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2013 roku do **spadku zapotrzebowania na energię elektryczną** w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, które ukształtowało się w tym okresie na poziomie **o około 1,0% niższym** w porównaniu do okresu sześciu miesięcy zakończonego 30 czerwca 2012 roku.

Tabela: Kluczowe wskaźniki ekonomiczne związane z polską gospodarką.

Najważniejsze dane	I półrocze 2013	I półrocze 2012
Realny wzrost PKB (% wzrostu) ¹	0,7*	2,9
Wskaźnik wzrostu cen konsumpcyjnych (% wzrostu) ²	0,2	4,3
Krajowe zużycie energii elektrycznej (% wzrostu) ³	-1,0	0,3
Krajowe zużycie energii elektrycznej (TWh) ³	78,2	79,0

* dane szacunkowe Bank Handlowy w Warszawie S.A.

Źródło: ¹ Główny Urząd Statystyczny, Realny wzrost PKB w cenach stałych roku poprzedniego, przy podstawie analogiczny okres roku poprzedniego = 100; ² Główny Urząd Statystyczny, wskaźnik inflacji przy podstawie analogiczny okres roku poprzedniego = 100; ³ PSE S.A.



2.1.2 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 („OSD”);
- III. taryfy dla ciepła.

Sprzedaż energii elektrycznej

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2013 roku sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców grup taryfowych G, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., odbywała się na podstawie Taryfy zatwierdzonej decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 16 grudnia 2011 roku, której okres obowiązywania został wydłużony do dnia 30 czerwca 2013 roku decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 20 grudnia 2012 roku. Zatwierdzona Taryfa obowiązywała od 1 stycznia 2012 roku i w tym czasie nie dokonano zmian cen i stawek w niej ujętych. Od 1 lipca 2013 roku sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom z grup taryfowych G przyłączonych do sieci PGE Dystrybucja S.A. odbywa się w oparciu o ustaloną dla PGE Obrót S.A. z siedzibą w Rzeszowie Taryfę zatwierdzoną decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 11 czerwca 2013 roku.

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2013 roku sprzedaż energii do klientów korporacyjnych (kluczowych i biznesowych) oraz indywidualnych (innych niż z grup taryfowych G przyłączonych do sieci PGE Dystrybucja S.A.) odbywała się na podstawie Taryfy dla energii elektrycznej dla klientów z grup taryfowych A, B, C i R zatwierdzonej uchwałą Zarządu PGE Obrót S.A. i obowiązującej od 1 grudnia 2011 roku, publicznych ofert promocyjnych oraz indywidualnie negocjowanych warunków sprzedaży.



Dystrybucja energii elektrycznej

Metodologia ustalania taryf oraz założenia dotyczące ustalania taryf zostały przedstawione w dokumencie „Taryfy OSD na rok 2013”, który został przygotowany przez Prezesa URE oraz został przekazany operatorom systemów dystrybucyjnych.

Taryfa dla PGE Dystrybucja S.A. na 2013 rok została zatwierdzona przez Prezesa URE w dniu 19 grudnia 2012 roku. Taryfa na 2013 rok zgodnie z Uchwałą Zarządu PGE Dystrybucja S.A. z dnia 21 grudnia 2012 roku została wprowadzona do stosowania z dniem 3 stycznia 2013 roku za wyjątkiem stawek opłaty przejściowej (stawki opłaty przejściowej zgodnie z decyzją URE obowiązującą od 1 stycznia 2013 roku).

Stawki opłat za usługi dystrybucji zatwierdzone przez Prezesa URE na 2013 rok spowodowały zmiany średnich płatności dla klientów w poszczególnych grupach taryfowych w porównaniu z rokiem 2012:

- grupa taryfowa A – **spadek o 0,31%;**
- grupa taryfowa B – **wzrost o 1,42%;**
- grupa taryfowa C+R – **wzrost o 1,97%;**
- grupa taryfowa G – **wzrost o 1,39%.**

Średnia cena usług dystrybucji energii elektrycznej w porównaniu z ostatnimi obowiązującymi taryfami w 2012 roku zwiększyła się o około 1,10%.

W okresie sprawozdawczym zatwierdzone taryfy na stawki usług dystrybucyjnych nie podlegały zmianom.

Taryfa dla ciepła

Stosownie do art. 47 ust. 1 i 2 ustawy - Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje ustalają taryfy dla ciepła oraz proponują okres ich obowiązywania. Przedłożona taryfa podlega zatwierdzeniu przez Prezesa URE, o ile jest zgodna z zasadami i przepisami, o których mowa w art. 44-46 tej ustawy. Szczegółowe zasady ustalania taryf są określone w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 17 września 2010 r. 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.

Aktualnie poziom kosztów uznanych przez Prezesa URE za uzasadnione do kalkulacji taryf dla spółek z Grupy PGE jest niższy od kosztów faktycznie ponoszonych przez te spółki.



2.1.3 Ceny energii elektrycznej

Rynek energii elektrycznej w Polsce, w segmencie zorganizowanym, oparty jest na funkcjonowaniu giełd towarowych oraz platform obrotu. Po zaprzestaniu z dniem 31 marca 2013 roku organizowania obrotu towarami giełdowymi przez GPW, koncentracja giełdowego obrotu energią elektryczną odbywa się na Towarowej Giełdzie Energii („TGE”). Łączne obroty na TGE w I półroczu 2013 roku wyniosły około 73% obrotów rynku zorganizowanego. Pozostały handel odbywał się na platformach obrotu Tradition Financial Services („TFS”) (ok. 22% udziału w rynku) oraz GFI Brokers („GFI”) (ok. 5%).

Warunki handlu na hurtowym rynku energii elektrycznej ulegają ciągłym zmianom. Wprowadzenie tzw. „obligi giełdowego”, czyli nałożenia na wytwórców energii obowiązku sprzedaży energii na giełdzie towarowej lub rynkach regulowanych (art. 49a ust. 1 i 2 ustawy Prawo energetyczne), spowodowało wzrost obrotów na TGE, szczególnie w segmencie kontraktów terminowych. W I półroczu 2012 roku handel terminowy na TGE stanowił blisko 39% całego zorganizowanego, terminowego rynku, natomiast w I półroczu 2013 roku było to 70%.

Rynek SPOT na TGE opiera się na Rynku Dnia Następnego oraz Rynku Dnia Bieżącego, gdzie zawierane są transakcje dla kontraktów godzinowych oraz blokowych dla godzin pasmowych, szczytowych i pozaszczytowych.

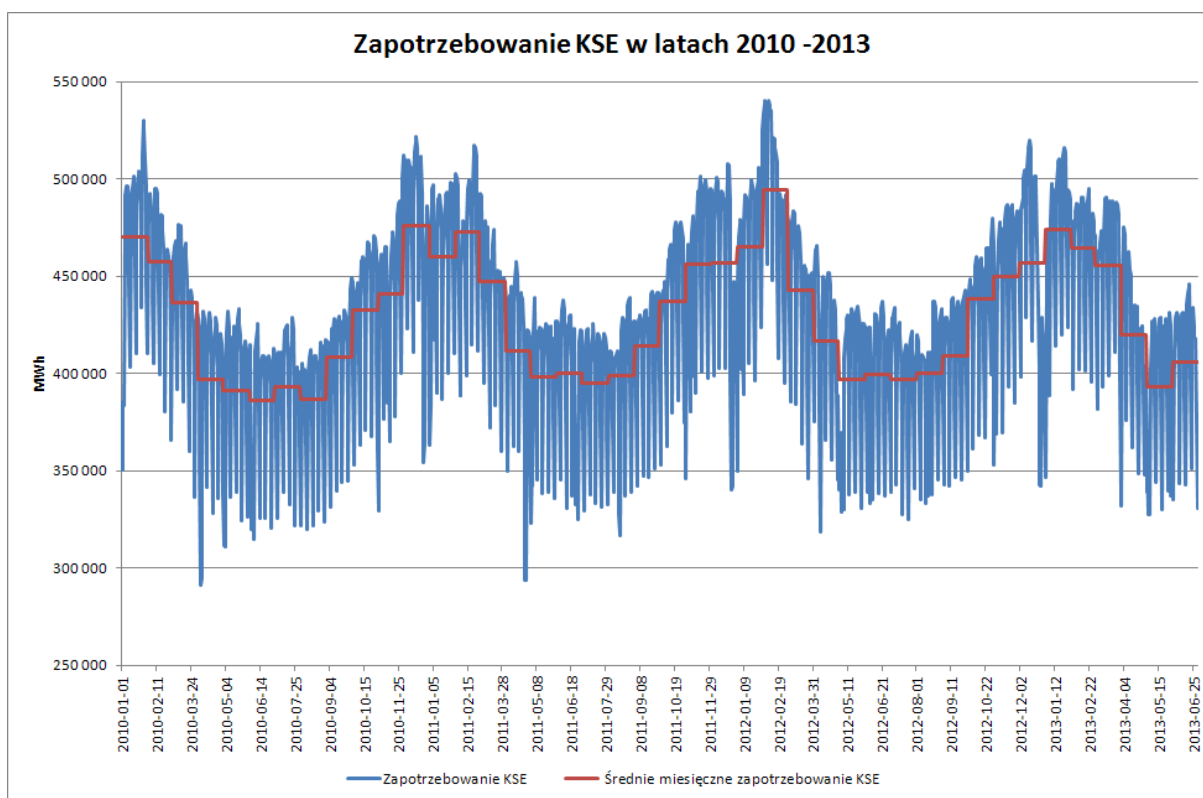
Rynek terminowy stanowi podstawę kontraktacji na zorganizowanym rynku energii. Uczestnicy rynku mają możliwość zawierania na TGE transakcji terminowych z dostawą w okresach dla całego roku, każdego kwartału, miesiąca i tygodnia. Platformy obrotu umożliwiają ponadto handel z dostawą w weekend i w poszczególne dni.

Tabela: Wolumen obrotu na poszczególnych rynkach w latach 2010-2013.

Wolumen obrotów	Jedn.	I półrocze 2013	I półrocze 2012	zmiana %	2012	2011	2010
Rynek SPOT w tym:	TWh	11,0	10,4	6%	21,3	21,6	13,3
TGE		10,6	9,7	9%	19,1	19,7	7,6
Rynek terminowy w tym:	TWh	88,2	63,6	39%	184,9	155,2	114,0
TGE		61,8	25,2	145%	112,9	106,9	74,1



Osobnym rynkiem jest Rynek Bilansujący („RB”), który jest rynkiem technicznym umożliwiającym fizyczną realizację zawartych przez uczestników umów kupna/sprzedaży energii oraz bilansowanie w czasie rzeczywistym zapotrzebowania na energię elektryczną z jej produkcją w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym („KSE”). Istnienie rynku bilansującego jest niezbędne dla funkcjonowania rynku energii, a udział w nim jednostek centralnie dysponowanych oraz pozostałych podmiotów uczestniczących w bilansowaniu energii jest obowiązkowy. W Polsce RB, poza dedykowaną funkcją techniczną, jest wykorzystywany przez jego uczestników również do sprzedaży lub zakupu energii. W I półroczu 2013 roku obrót na RB wyniósł 1,9 TWh i poziomem nieznacznie odbiegał od obrotu w analogicznym okresie roku poprzedniego. W 2012 roku wielkość energii, jaką dostarczono i odebrano na RB wyniosła 3,7 TWh.



Rynek krajowy

Ceny, jakie ukształtowały się na rynku energii elektrycznej w I półroczu 2013 roku, były zdecydowanie niższe niż w analogicznym okresie 2012 roku. Największe różnice zanotowano w lutym ze względu na skokowy wzrost cen w roku 2012, wynikający z wysokiego zapotrzebowania na energię. Spadek ten sięgał blisko 50 zł/MWh, a średnia miesięczna cena wyniosła 159,51 zł/MWh. W maju 2013 roku ceny energii elektrycznej osiągnęły najniższy poziom w I półroczu 2013 roku tj. 147,35 zł/MWh. Do spadkowego trendu obserwowanego na rynku bieżącym dopasowały się ceny kontraktów rynku



terminowego, które systematycznie traciły na wartości. Tym samym w I półroczu 2013 roku ceny na rynku hurtowym były najniższe w okresie kilku ostatnich lat.

Do podstawowych przyczyn istotnego spadku cen można zaliczyć:

- Zahamowanie wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, które zgodnie z informacją PSE S.A., w I półroczu 2013 roku zmniejszyło się w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego o prawie 1%.
- Wielkość rezerwy mocy w systemie, wynikająca z przyrostu mocy wytwórczych z odnawialnych źródeł energii, obniżająca zapotrzebowanie na energię z dużych jednostek konwencjonalnych. Zgodnie z informacją PSE S.A., łączna moc zainstalowana elektrowni wiatrowych na koniec czerwca 2013 roku to 2.931 MW, podczas gdy po I półroczu 2012 roku było to 2.214 MW (wzrost w ciągu roku o ok. 717 MW).
- Niższy poziom cen uprawnień do emisji CO₂, który spowodował, że cena zawartych transakcji na uprawnienia typu EUA z 8,03 EUR/t na koniec czerwca 2012 roku spadła do 4,33 EUR/t na koniec czerwca 2013 roku. Najniższy poziom 2,78 EUR/t, osiągnięty został w kwietniu 2013 roku.
- Spadek cen węgla na rynkach światowych, gdzie węgiel o indeksie API2 w portach ARA, na rynku SPOT, w okresie I półrocza 2013 roku obniżył się do poziomu 75 USD/t, co oznacza spadek o 15,4 USD/t (1,2 USD/GJ).

Rynek SPOT

Od początku 2013 roku na bieżącym rynku energii elektrycznej notowany był niski poziom cen, a średnia dla całego I półrocza wyniosła 154,09 zł/MWh (Indeks IRDN24). Był to najniższy poziom cen od 2009 roku. We wszystkich miesiącach tego okresu ceny energii elektrycznej były zdecydowanie poniżej cen z analogicznego okresu roku 2012. Spadek cen w I półroczu 2013 roku, w zależności od miesiąca, wahał się w przedziale od 6,32 zł/MWh (zmiana rok do roku) w styczniu, do 49,56 zł/MWh (zmiana rok do roku) w lutym. Znaczna różnica cen w lutym wynika z warunków atmosferycznych, jakie w ubiegłym roku występowały w tym miesiącu, które skutkowały wzrostem zapotrzebowania na energię o 7,3%. W 2013 roku krajowe zużycie energii elektrycznej ma tendencję zniżkową, co powoduje nadpodaż energii w systemie i spadek cen SPOT.

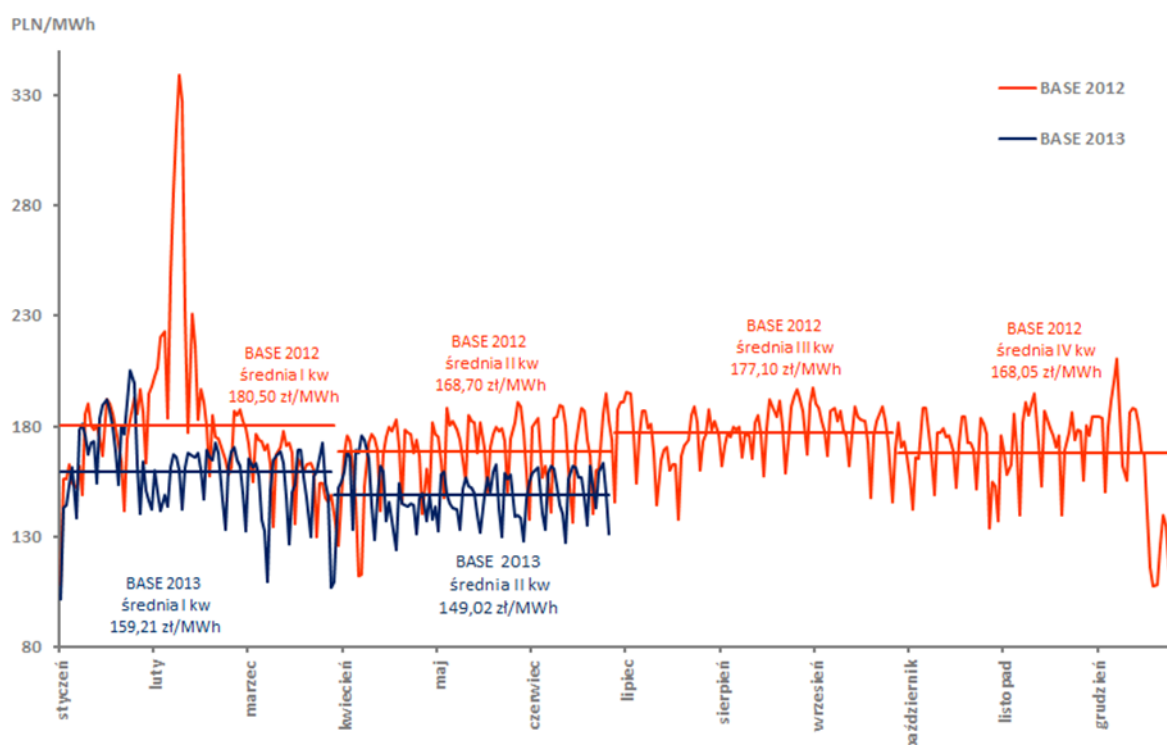


Duży wpływ na rynek bieżący ma generacja wiatrowa, której średnia moc godzinowa sięgnęła w I półroczu 2013 roku prawie 590 MW. Rekordowym miesiącem był marzec, kiedy średnie wykorzystanie mocy wynosiło blisko 800 MW z obecnych wówczas 2.650 MW mocy zainstalowanych. Maksymalna moc godzinowa, jaką zarejestrowano w I półroczu 2013 roku to 2.330 MW.

Wpływ na obserwowany spadek cen energii elektrycznej na rynku krajowym w I półroczu 2013 roku ma również spadek cen energii w Niemczech. Średnia cena EEX na rynku SPOT w tym okresie była niższa od ceny z analogicznego okresu roku poprzedniego o 5,34 EUR/MWh. Przyczyną spadku cen na rynku niemieckim był m. in. wysoki poziom generacji ze źródeł odnawialnych, w szczególności wiatrowych i słonecznych.

Niższy poziom cen w Polsce w 2013 roku wynikał również z ogólnej sytuacji na rynkach paliw i CO₂. Ceny węgla kamiennego w kontraktach terminowych z dostawą w 2014 roku, od grudnia 2012 roku, spadły na rynkach światowych o blisko 17 USD/t. Ceny uprawnień do emisji CO₂ (EUA) dla kontraktów forward na 2014 rok, w I półroczu 2013 roku straciły na wartości blisko 2,5 EUR/t, co bezpośrednio wpłynęło na ceny energii.

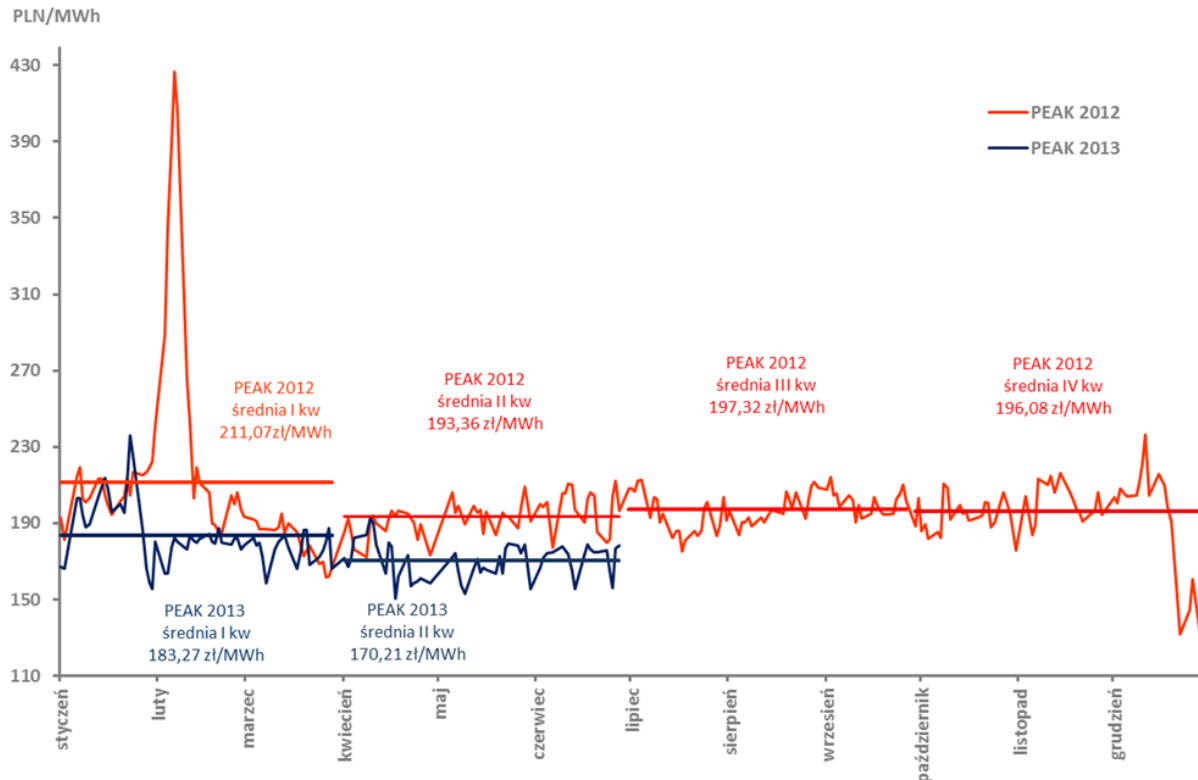
Rysunek: Dienne i kwartalne ceny energii w godzinach odpowiadających pasmu (base) w transakcjach SPOT w latach 2012–2013 (TGE)*.



* średnia cena arytmetyczna ze wszystkich transakcji na sesji giełdowej, liczona wg daty dostawy dla całej doby (indeks IRDN24)



Rysunek: Dienne i kwartalne ceny energii w godzinach szczytowych (peak) w transakcjach SPOT w latach 2012–2013 (TGE)*.



* średnia cena arytmetyczna ze wszystkich transakcji na sesji giełdowej, liczona wg daty dostawy dla całej doby (indeks IRDN24)

W I półroczu 2013 roku obroty na RB wzrosły o 4% w stosunku do analogicznego okresu roku 2012, a uczestnicy rynku zwiększyli wolumen odsprzedawanej na nim energii. Z tego względu ceny na tym rynku podobnie jak na rynku podstawowym kształtowały się na niskim, zbliżonym do ceny TGE poziomie.

Rynek terminowy

Rola rynku terminowego w Polsce z roku na rok wzrasta a obroty rejestrowane w produktach z dostawą w przyszłych okresach są coraz większe. Zwiększa się również liczba notowanych kontraktów, a kontraktacja poszczególnymi produktami rozpoczyna się wcześniej. W I półroczu 2013 roku na rynku terminowym sprzedaż energii na lata 2013-2015 (sumarycznie na TGE, TFS, GFI, POEE) wynosiła odpowiednio: 17,4 TWh - 2013, 62,5 TWh - 2014, 7,5 TWh - 2015. Dokonano również kilku transakcji produktem Base 2016, których łączna wielkość wynosi 0,3 TWh. Wraz z energią z rynku dobowo-godzinowego, wielkość obrotów w I półroczu 2013 roku wyniosła 99,2 TWh. Biorąc, przy tym pod uwagę obecne zużycie energii rzędu 157 TWh, już na obecnym etapie kontraktacja na rok 2013 dorównuje łącznemu zapotrzebowaniu na energię, gdyż wielkość obrotów energią tylko na rynku



zorganizowanym z dostawą w tym roku osiągnęła 155 TWh. Segment kontraktów terminowych w I półroczu 2013 roku stanowił blisko 89% łącznych obrotów na zorganizowanym rynku energii.

Poziom cen na rynku SPOT, jaki notowano w 2013 roku, miał zasadniczy wpływ na ceny rynku terminowego, który od lutego 2012 roku znajdował się w trendzie spadkowym. Wszystkie notowane w tym okresie produkty traciły na wartości a najbardziej spektakularne spadki zanotowały kontrakty roczne. Całkowita wielkość sprzedaży energii na rok 2014, w okresie do końca czerwca 2013 roku wyniosła 78,8 TWh, z czego na I półrocze 2013 roku przypada 62,5 TWh. Obroty te to przede wszystkim transakcje pasmowymi produktami rocznymi, których wielkość wyniosła 58,4 TWh (6.672 MW mocy). Notowania tego produktu odzwierciedlają zmieniającą się sytuację cenową na rynku. Od początku notowań produkt Cal14 stracił na wartości ok. 83 zł/MWh (spadek z 231 zł/MWh w lipcu 2011 roku do 148 zł/MWh na koniec czerwca 2013 roku). W samym 2013 roku utrata wartości kontraktu rocznego z dostawą w 2014 roku to 30 zł/MWh.

Rynek międzynarodowy

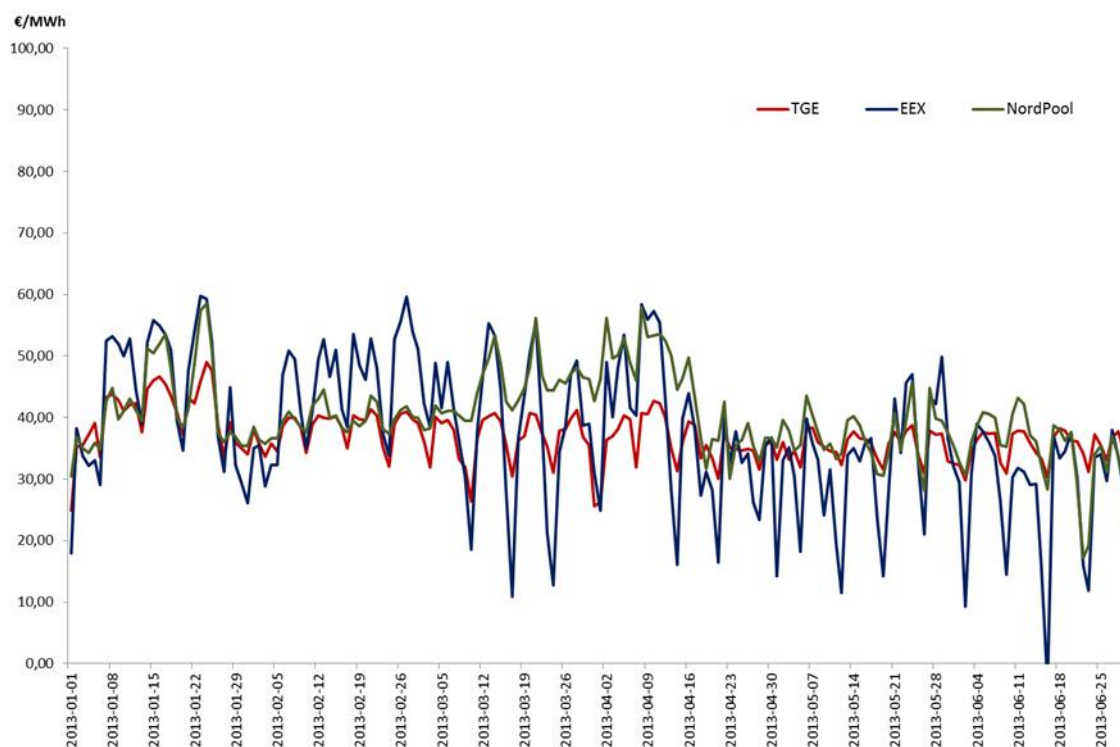
Sytuacja na rynkach energii elektrycznej w krajach połączonych przesyłowo z polskim systemem elektroenergetycznym, jak wskazują doświadczenia lat poprzednich, ma istotny wpływ na rynek energii elektrycznej w Polsce. Poziom cen, ich wzajemne relacje oraz możliwości wymiany często decydują o sytuacji cenowej na rynku krajowym. Funkcjonujące połączenia transgraniczne oddziałują zarówno na popyt jak i podaż energii w kraju. Poziom cen oraz zapotrzebowanie na energię z importu w krajach sąsiednich sprzyja wzrostowi cen w Polsce, szczególnie w okresach, gdy PSE S.A. udostępnia na granicy dużą ilość mocy transgranicznych w aukcjach dziennych. Z kolei import energii ze Szwecji i Ukrainy może skutecznie obniżyć ceny.

W I półroczu 2013 roku ceny na rynku niemieckim, podobnie jak w Polsce, znajdowały się na zdecydowanie niższym poziomie w odniesieniu do cen z analogicznego okresu 2012 roku. Słabnące zapotrzebowanie na energię, wzrost generacji ze źródeł odnawialnych oraz spadek cen uprawnień do emisji CO₂ były przyczyną tych zmian.

Na rynku skandynawskim spadek poziomu rezerwuarów wód oraz sucha i mroźna zima spowodowały, że ceny od początku roku znajdowały się w trendzie wzrostowym. Pod koniec II kwartału poziom rezerwuarów wód uległ wyraźnemu podniesieniu, co było przyczyną obserwowanej korekty. Ceny w I półroczu 2013 roku osiągnęły średnią wartość 40,33 EUR/MWh.



Rysunek: Porównanie cen SPOT na TGE oraz rynkach międzynarodowych.



Niższe ceny na rynku niemieckim, czeskim i słowackim spowodowały, że łączna wielkość eksportu w I półroczu 2013 roku wyniosła 2,8 TWh i była o 0,3 TWh (11%) niższa niż w I półroczu 2012 roku. W tym czasie, na połączeniu ze Szwecją zanotowano ośmiokrotny wzrost przepływów w kierunku północnym, w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego. Pozostałe połączenia transgraniczne zanotowały spadek eksportu, w tym o ponad 36% do Niemiec. W I półroczu 2013 roku wolumen eksportu obniżył się o 345,5 GWh. Wraz ze wzrostem cen w Skandynawii i wzrostem eksportu do Szwecji, w istotny sposób zmalał import energii z tego kierunku. W porównaniu do I półrocza 2012 roku import ze Szwecji obniżył się o 0,9 TWh (68%) i tylko kontynuacja importu z Ukrainy spowodowała, że łączny import energii do Polski był niższy o 0,6 TWh (36%).

2.1.4 Krajowy Plan Rozdziału Upwnień Emisyjnych na lata 2008-2012 (KPRU II) oraz na lata 2013-2020 (KPRU III)

Krajowy Plan Rozdziału Upwnień do emisji CO₂ („KPRU”), w odniesieniu do wspólnotowego systemu handlu upwńieniami do emisji, podlega notyfikacji Komisji Europejskiej. W związku z tym, iż Komisja Europejska w odniesieniu do dotychczasowych okresów rozliczeniowych ograniczyła ilość przyznanych Polsce upwńien do emisji CO₂ w stosunku do wnioskowanej w KPRU, przyznawane limity stanowią istotne ograniczenie dla sektora elektroenergetycznego.



Na okres rozliczeniowy, obejmujący lata 2008-2012, Polska starała się o przyznanie średniorocznego limitu w wysokości 284 mln ton CO₂. Decyzją Komisji Europejskiej przyznano Polsce średnioroczny limit w wysokości 208,5 mln ton.

Na okres rozliczeniowy 2013-2020 nadal nie są znane oficjalne przydziały uprawnień zatwierdzone przez Komisję Europejską. Na dzień tworzenia niniejszego raportu Komisja Europejska nadal weryfikuje przesłane przez stronę polską propozycje przydziałów dla poszczególnych instalacji objętych Krajowym Planem Rozdziału Uprawnień. Nie jest podana ostateczna data zatwierdzenia przez Komisję Europejską przydziałów całej UE.

Poniższa tabela przedstawia dane dotyczące emisji CO₂ z głównych instalacji Grupy w I półroczu 2013 roku (w porównaniu do szacunkowego przydziału uprawnień).

Tabela: Emisja CO₂ z głównych instalacji Grupy w I półroczu 2013 roku w porównaniu do szacunkowego przydziału uprawnień do emisji CO₂ na 2013 rok (w Mg).

Operator	Emisja CO ₂ w I półroczu 2013	Przydział uprawnień do emisji CO ₂ na 2013 rok*
PGE GiEK Oddział Elektrownia Bełchatów	18.093.008	17.304.686
PGE GiEK Oddział Elektrownia Turów	4.965.787	6.777.309
PGE GiEK Oddział Elektrownia Opole	3.197.381	3.926.986
PGE GiEK Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra	2.788.745	3.235.424
PGE GiEK Oddział Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz	489.215	768.277
PGE GiEK Oddział Elektrociepłownia Gorzów	229.247	333.957
PGE GiEK Oddział Elektrociepłownia Lublin Wrotków	258.851	434.576
PGE GiEK Oddział Elektrociepłownia Rzeszów	153.129	191.465
PGE GiEK Oddział Elektrociepłownia Kielce	127.810	154.343
PGE GiEK Oddział Elektrociepłownia Zgierz	58.740	69.347
RAZEM	30.361.913	33.196.370

* szacunkowe przydziały uprawnień dla poszczególnych instalacji nie zatwierdzone przez Komisję Europejską na dzień publikacji niniejszego raportu.

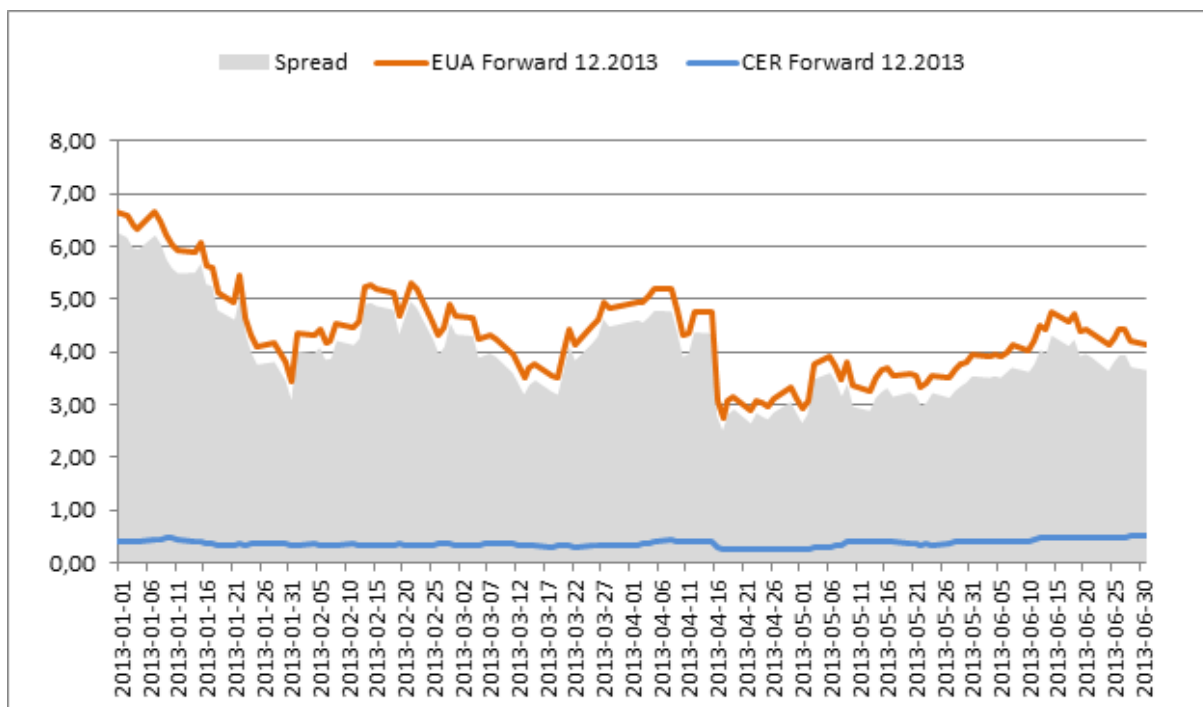


2.1.5 Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla

Na rynku dostępne są trzy rodzaje uprawnień do emisji – EUA (z ang. European Union Allowances), jednostki CER (z ang. Certified Emission Reductions) oraz jednostki ERU (Emission Reduction Units), uprawniające do emisji jednej tony dwutlenku węgla. Jednostki typu CER oraz ERU mogą być umarzane przez przedsiębiorstwa jedynie w ograniczonym zakresie, w okresie rozliczeniowym 2008-2012 do wysokości 10% przydziału uprawnień przyznanych w ramach KPRU i ich znaczenie dla sytuacji finansowej GK PGE nie jest istotne. W obecnym okresie rozliczeniowym (2013-2020) wytwórcy mogą również skorzystać z jednostek CER lub ERU, jednakże tylko i wyłącznie do wysokości 1% przydziału z lat 2008-2012.

Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla w istotny sposób wpływają na ceny energii elektrycznej. Ilość uprawnień przyznanych Polsce w ramach Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień do Emisji jest niższa niż poziom zapotrzebowania polskiego przemysłu. Różnicę pomiędzy zapotrzebowaniem na uprawnienia wynikającego z poziomu emisji CO₂ a bezpłatnie przyznanymi uprawnieniami przedsiębiorstwa zobowiązane są zakupić w ramach tzw. Europejskiego Systemu Handlu Emisjami (EU ETS). Koszt zakupu deficytowych uprawnień jest więc istotnym czynnikiem kształtującym osiągnięte przez Grupę PGE wyniki finansowe.

Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla kształtowały się następująco:





Ceny na rynku uprawnień do emisji w 2012 roku były istotnie niższe niż ceny obserwowane w 2011 roku. Notowania kontraktów EUA Dec 2012 straciły na wartości ponad 56% w okresie od stycznia 2011 roku do grudnia 2012. Podobny spadek został zanotowany w przypadku notowań kontraktów EUA Dec 2013. W I półroczu 2013 roku ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla znajdowały się w trendzie spadkowym. Uprawnienia do emisji EUA w I półroczu 2013 roku kształtowały się w przedziale cenowym 2,70-6,37 EUR/t, jednostki CER 0,08-0,56 EUR/t, natomiast jednostki ERU na poziomie 0,04-0,32 EUR/t.

Istotnymi czynnikami wpływającymi na poziom cen uprawnień w 2012 roku oraz w I półroczu 2013 roku były:

- nadpodaż uprawnień do emisji na rynku;
- zmniejszone zapotrzebowanie przemysłu na uprawnienia do emisji w wyniku spowolnienia gospodarczego;
- brak spójnego stanowiska Komisji Europejskiej w sprawie backloadingu, czyli przesunięcia części uprawnień do emisji z lat 2013-2015 na lata 2019-2020. Na dzień publikacji niniejszego sprawozdania kwestia ewentualnej interwencji Komisji Europejskiej na rynku uprawnień do emisji dwutlenku węgla jest nadal nierozstrzygnięta i w sposób istotny wpływa na zmienność cen uprawnień do emisji. Nadal oczekuje się na decyzję Rady Europejskiej w sprawie backloadingu, po wcześniejszym zaakceptowaniu go przez Komisję Europejską i Parlament Europejski.



2.1.6 Bilans energii GK PGE

Sprzedaż energii elektrycznej

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

Wolumen sprzedaży	I półrocze 2013	I półrocze 2012 **	zmiana %
Sprzedaż energii w TWh, z czego:	53,27	47,78	11%
Sprzedaż do odbiorców finalnych *	17,84	16,18	10%
Sprzedaż na rynku hurtowym, w tym:	34,67	30,86	12%
• Sprzedaż na krajowym rynku hurtowym giełda	26,43	27,00	-2%
• Sprzedaż na krajowym rynku hurtowym pozostała	7,65	3,29	133%
• Sprzedaż do klientów zagranicznych	0,59	0,57	4%
Sprzedaż na rynku bilansującym	0,76	0,74	3%

* po wyeliminowaniu sprzedaży wewnątrz Grupy PGE

** dane doprowadzone do porównywalności w zakresie podmiotów konsolidowanych

W I półroczu 2013 oraz 2012 roku Grupa sprzedała odpowiednio **53,27 TWh** oraz **47,78 TWh** energii elektrycznej. W I półroczu 2013 roku w porównaniu do analogicznego okresu roku poprzedniego nastąpił wzrost sprzedaży energii elektrycznej o 11%. Wynika to głównie ze wzrostu sprzedaży do odbiorców finalnych oraz sprzedaży na rynku hurtowym. Wzrost sprzedaży do odbiorców finalnych został zrealizowany na poziomie 10% pomimo spadku zapotrzebowania na energię elektryczną w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym o około 1%, co powoduje istotny wzrost udziału GK PGE w rynku. W ramach sprzedaży na rynku hurtowym znacząco wzrosła sprzedaż na rynku hurtowym pozostałym (pozagiełdowym) oraz spadła sprzedaż na giełdzie. Wzrost sprzedaży na rynku hurtowym wynika ze zwiększenia działalności handlowej. Wzrosła również sprzedaż na rynku bilansującym.



Zakup energii elektrycznej

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

Wolumen zakupu	I półrocze 2013	I półrocze 2012	zmiana %
Zakup energii w TWh, z czego:	27,36	20,67	32%
Zakupy na krajowym rynku hurtowym - giełda	22,65	16,94	34%
Zakupy na krajowym rynku hurtowym - pozostały	1,92	1,01	90%
Zakupy poza granicami kraju	0,23	0,26	-12%
Zakupy na rynku bilansującym	2,56	2,46	4%

W I półroczu 2013 oraz 2012 roku spółki z Grupy zakupiły odpowiednio **27,36 TWh** oraz **20,67 TWh** energii elektrycznej spoza Grupy PGE. W I półroczu 2013 roku w porównaniu analogicznego okresu 2012 roku nastąpił wzrost zakupu energii elektrycznej o 32%. Wynika to ze wzrostu zakupu na rynku giełdowym oraz na krajowym rynku hurtowym pozostałym, głównie w skutek zwiększania działalności handlowej i optymalizacji portfela zakupowego. Zanotowano natomiast spadek zakupu energii elektrycznej poza granicami kraju, dokonanego przez PGE Trading GmbH oraz wyższy zakup na rynku bilansującym.



Produkcja energii elektrycznej

Tabela: Zestawienie produkcji energii elektrycznej w Grupie Kapitałowej PGE (w TWh).

Wolumen produkcji	I półrocze 2013	I półrocze 2012	zmiana %
Produkcja energii ogółem w TWh, z czego:	28,24	29,38	-4%
Elektrownie opalane węglem brunatnym	20,16	20,71	-3%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	5,76	6,14	-6%
Elektrociepłownie węglowe	0,67	0,73	-8%
Elektrociepłownie gazowe	0,76	1,10	-31%
Elektrociepłownie biomasowe	0,23	0,20	15%
Elektrownie szczytowo-pompowe	0,21	0,17	24%
Elektrownie wodne	0,31	0,29	7%
Elektrownie wiatrowe	0,14	0,04	250%

W I półroczu 2013 oraz 2012 roku Grupa wyprodukowała odpowiednio **28,24 TWh** oraz **29,38 TWh** energii elektrycznej, co oznacza spadek produkcji o 1,14 TWh tj. o 4%.

Produkcja wzrosła w elektrociepłowniach biomasowych, elektrowniach szczytowo-pompowych, wodnych i wiatrowych. Zmniejszenie produkcji energii elektrycznej wystąpiło natomiast w elektrowniach opalanych węglem kamiennym i brunatnym oraz w elektrociepłowniach węglowych i gazowych.

Spadek produkcji energii elektrycznej w elektrowniach opalanych węglem brunatnym jest głównie wynikiem wyłączenia z eksploatacji 31 grudnia 2012 roku bloku nr 9 o mocy zainstalowanej 206 MW w Elektrowni Turów.

Spadek produkcji w elektrowniach opalanych węglem kamiennym jest wynikiem optymalizacji marży oraz postoju bloku nr 3 w Elektrowni Opole od marca do czerwca 2013 roku spowodowanego awarią.

Spadek produkcji w elektrociepłowniach gazowych jest wynikiem zaprzestania od 18 marca 2013 roku produkcji z bloków gazowo – parowych w Elektrociepłowni Rzeszów i Elektrociepłowni Lublin Wrotków w związku z sytuacją braku uregulowań prawnych dotyczących wsparcia produkcji energii elektrycznej w kogeneracji.



Spadek produkcji w elektrociepłowniach węglowych wynika głównie z niższej produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem w Elektrociepłowni Bydgoszcz. Niższa produkcja ciepła wynika głównie z mniejszego poboru ciepła przez kluczowego odbiorcę z powodu jego trudnej sytuacji ekonomicznej.

2.1.7 Sprzedaż ciepła

W I półroczu 2013 roku sprzedaż ciepła wyniosła w Grupie PGE **12,14 mln GJ** i była niższa w porównaniu z I półroczem 2012 roku o **1%**. Niższa sprzedaż ciepła wynika głównie z mniejszego poboru ciepła przez kluczowego odbiorcę Elektrociepłowni Bydgoszcz.

2.1.8 Rozwiązanie kontraktów długoterminowych KDT

W związku z rozwiązaniem KDT zgodnie z „Ustawą o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej” („Ustawa KDT”), wytwórcy będący wcześniej stronami tychże umów uzyskali prawo do otrzymywania rekompensat na pokrycie tzw. kosztów osieroconych (wydatki wytwórcy wynikające z nakładów poniesionych przez tego wytwórcę do dnia 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 zł w tym dla PGE GiEK S.A. przypada 6.317 mln zł.



Tabela: Podstawowe dane dotyczące wytwórców Grupy objętych Ustawą KDT.

Wytwórca	Czas obowiązywania KDT	Maksymalna kwota kosztów osieroconych i dodatkowych
PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Opole	do 2012	1.966 mln zł
PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Turów	do 2016	2.571 mln zł
PGE GiEK S.A. Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra	do 2010	633 mln zł
PGE GiEK S.A. Oddział Elektrociepłownia Gorzów	do 2009	108 mln zł
PGE GiEK S.A. Oddział Elektrociepłownia Lublin Wrotków	do 2010	617 mln zł
PGE GiEK S.A. Oddział Elektrociepłownia Rzeszów	do 2012	422 mln zł
RAZEM		6.317 mln zł

W założonym przepisami Ustawy KDT terminie, tj. do dnia 31 grudnia 2007 roku, spółka PGE S.A. podpisała umowy rozwiązujące 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 nocie nr 26.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.



2.1.9 Koszty zakupu paliw

Tabela: Ilość i koszt zakupu paliw od dostawców zewnętrznych w okresie zakończonym 30 czerwca 2013 oraz 2012 roku.

Rodzaj paliwa	Okres 6 m-cy		Okres 6 m-cy	
	zakończony 30 czerwca 2013		zakończony 30 czerwca 2012	
	Ilość (w tys. ton)	Koszt (mln zł)	Ilość (w tys. ton)	Koszt (mln zł)
Węgiel kamienny	2.585	728	3.351	966
Gaz (tys. m ³)	227.757	197	297.468	272
Biomasa	531	151	682	254
Olej opałowy (lekki i ciężki)	23	50	21	52
RAZEM		1.126		1.544

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2013 roku koszty zakupu głównych paliw od dostawców spoza Grupy wyniosły 1.126 mln zł i były niższe o około 27% w porównaniu z okresem sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2012 roku. Związane jest to głównie ze spadkiem wolumenu dostaw węgla kamiennego o około 23%, spadkiem zużycia gazu oraz spadkiem zużycia i cen biomasy.

Na ograniczenie zakupu biomasy jako paliwa miała wpływ sytuacja na rynku praw majątkowych i uprawnień do emisji CO₂, których ceny istotnie spadły w porównaniu z 2012 rokiem, co spowodowało mniejszą efektywność produkcji energii elektrycznej na bazie biomasy.

W okresie zakończonym 30 czerwca 2013 roku około 71% energii elektrycznej zostało wyprodukowane z węgla brunatnego pochodzącego z kopalń wchodzących w skład Grupy, którego koszt jest w całości kontrolowany przez Grupę PGE w przeciwieństwie do kosztów innych paliw.



2.2. Wyniki finansowe GK PGE

Skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów

W I półroczu 2013 roku Grupa wykazała przychody ze sprzedaży na poziomie 15.100,8 mln zł w porównaniu do 14.914,1 mln zł w I półroczu 2012 roku, co oznacza wzrost o 1%. Największy wzrost przychodów nastąpił w pozycji przychody z tytułu rekompensat KDT. Jednocześnie pozycja przychody ze sprzedaży towarów i produktów wzrosła o 78,4 mln zł głównie w wyniku wzrostu przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej.

Wzrost przychodów we wskazanych pozycjach został częściowo zniwelowany zmniejszeniem przychodów ze sprzedaży świadectw pochodzenia energii.

Koszt własny sprzedaży w I półroczu 2013 roku wyniósł 11.240,8 mln zł, co oznacza wzrost o około 6% w porównaniu do I półrocza 2012 roku. Wzrost kosztu własnego sprzedaży był spowodowany przede wszystkim:

- I. wzrostem wartości sprzedanych towarów i materiałów;
- II. wzrostem kosztów opłat za emisję CO₂.

Wzrost ten został częściowo zniwelowany przez:

- I. spadek kosztów zużycia paliw produkcyjnych;
- II. spadek kosztów usług przesyłowych;
- III. spadek kosztów osobowych.

Zysk brutto ze sprzedaży w I półroczu 2013 roku wyniósł 3.860,0 mln zł w porównaniu do 4.335,7 mln zł w I półroczu 2012 roku, co oznacza spadek o około 11%.

W I półroczu 2013 roku koszty sprzedaży i dystrybucji Grupy PGE wyniosły 491,2 mln zł i były niższe o około 41% w porównaniu do I półrocza 2012 roku. Spadek kosztów sprzedaży i dystrybucji wynikał głównie z niższych kosztów umorzenia praw majątkowych przez PGE Obrót S.A.

W I półroczu 2013 roku koszty ogólnego zarządu wyniosły 365,8 mln zł, co oznacza wzrost o około 2% w porównaniu do I półrocza 2012 roku.

Wynik na pozostałej działalności operacyjnej w I półroczu 2013 roku wyniósł 164,3 mln zł w porównaniu do wyniku w wysokości 225,0 mln zł w I półroczu 2012 roku.



Pozostałe przychody operacyjne Grupy w I półroczu 2013 roku wyniosły 366,9 mln zł, co oznacza spadek o około 1% w stosunku do kwoty 372,2 mln zł osiągniętej w I półroczu 2012 roku. Zmniejszenie pozostałych przychodów operacyjnych wynika głównie z faktu, iż w I półroczu 2013 roku pozycje: otrzymane kary, grzywny, odszkodowania oraz rzeczowe aktywa trwałe otrzymane nieodpłatnie są w niższej wysokości niż w I półroczu 2012 roku odpowiednio o (-) 33,8 mln zł oraz (-) 13,2 mln zł. Spadek w tych pozycjach został częściowo skompensowany wzrostem pozycji: korekta rozrachunków z tytułu rekompensat KDT o 17,9 mln zł, rozwiązanie rezerw bilansowych o 11,8 mln zł oraz rozwiązanie odpisów aktualizujących wartość pozostałych aktywów o 8,5 mln zł.

Pozostałe koszty operacyjne w I półroczu 2013 roku wyniosły 202,6 mln zł w porównaniu do 147,2 mln zł w I półroczu 2012 roku, co oznacza wzrost o około 38%. Wzrost ten nastąpił przede wszystkim w wyniku zwiększenia o 56,2 mln zł pozycji utworzenie odpisów aktualizujących wartość pozostałych aktywów. W I półroczu 2013 roku ujęto między innymi 56,0 mln zł odpisu aktualizującego wartość rzeczowych aktywów trwałych w budowie.

W I półroczu 2013 roku wynik na działalności finansowej był ujemny i wyniósł (-) 50,6 mln zł, w porównaniu do dodatniego wyniku w wysokości 122,9 mln zł w I półroczu 2012 roku.

Przychody finansowe Grupy w I półroczu 2013 roku wyniosły 180,2 mln zł, co oznacza spadek o około 40% w stosunku do kwoty 301,8 mln zł osiągniętej w I półroczu 2012 roku. Spadek ten spowodowany jest głównie :

- I. spadkiem o 103,3 mln zł przychodów z tytułu odsetek od instrumentów finansowych;
- II. spadkiem o 41,7 mln zł wyniku na zbyciu inwestycji.

Koszty finansowe Grupy w I półroczu 2013 roku wyniosły 230,8 mln zł, co oznacza wzrost o około 29% w stosunku do kwoty 178,9 mln zł osiągniętej w I półroczu 2012 roku.

W efekcie powyższych zdarzeń zysk brutto Grupy w I półroczu 2013 roku ukształtował się na poziomie 3.116,3 mln zł w porównaniu do 3.491,6 mln zł w I półroczu 2012 roku.

W I półroczu 2013 roku marża zysku brutto Grupy (zysk brutto w stosunku do przychodów ze sprzedaży ogółem) zmniejszyła się do 21% z 23% w I półroczu 2012 roku.

Zysk netto GK PGE w I półroczu 2013 roku wyniósł 2.525,0 mln zł w porównaniu do 2.736,6 mln zł w I półroczu 2012 roku. Zysk netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej w I półroczu 2013 roku zmniejszył się o 192,4 mln zł w porównaniu do I półrocza 2012 roku i wyniósł 2.511,2 mln zł.



Łączne całkowite dochody Grupy w I półroczu 2013 roku wyniosły 2.526,6 mln zł, w porównaniu do 2.736,1 mln zł w I półroczu 2012 roku.

Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej

Według stanu na dzień 30 czerwca 2013 roku oraz na dzień 31 grudnia 2012 roku, aktywa trwałe Grupy wynosiły odpowiednio 46.297,3 mln zł oraz 45.406,4 mln zł.

Zwiększenie wartości aktywów trwałych o 890,9 mln zł w okresie zakończonym dnia 30 czerwca 2013 roku w stosunku do roku zakończonego dnia 31 grudnia 2012 roku było spowodowane przede wszystkim wzrostem pozycji rzeczowe aktywa trwałe o 510,1 mln zł oraz pozycji wartości niematerialne o 323,6 mln zł. Zmiany wymienionych pozycji związane były głównie z nabyciem akcji i udziałów w spółkach operujących farmami wiatrowymi (por. pkt. 1.2.1 niniejszego sprawozdania).

Aktywa obrotowe Grupy według stanu na dzień 30 czerwca 2013 roku oraz na dzień 31 grudnia 2012 roku wyniosły odpowiednio 14.005,6 mln zł oraz 13.396,6 mln zł.

Zwiększenie wartości aktywów obrotowych Grupy o 609,0 mln zł w okresie zakończonym dnia 30 czerwca 2013 roku w stosunku do roku zakończonego dnia 31 grudnia 2012 roku było spowodowane głównie wzrostem stanu środków pieniężnych i ich ekwiwalentów o 1.243,0 mln zł, należności z tytułu dostaw i usług o 266,0 mln zł, pozycji pożyczki i należności finansowe o 192,7 mln zł, pozycji krótkoterminowe aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy o 127,2 mln zł oraz pozycji pozostałe aktywa krótkoterminowe o 119,1 mln zł.

Wzrost pozycji pożyczki i należności finansowe wynika głównie ze wzrostu należności z tytułu KDT.

Wzrost pozycji krótkoterminowe aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy dotyczy instrumentów finansowych związanych z handlem prawami do emisji gazów cieplarnianych (forwardy towarowe i walutowe).

Wzrost pozycji pozostałe aktywa krótkoterminowe wynika z rozliczania w czasie kosztów ZFŚS, podatku od nieruchomości oraz wzrostu naliczonego podatku VAT.

Stan środków pieniężnych i ich ekwiwalentów został opisany w części dotyczącej sprawozdania z przepływów pieniężnych.

Na stan pozycji aktywów obrotowych wpływ miał również spadek pozycji uprawnienia do emisji gazów cieplarnianych o 772,3 mln zł oraz spadek stanu zapasów o 568,6 mln zł.



Spadek pozycji uprawnienia do emisji gazów cieplarnianych wynika z dokonania w kwietniu 2013 roku umorzenia uprawnień za rok 2012.

Spadek pozycji zapasy wynika głównie z niższej wartości świadectw pochodzenia energii, materiałów remontowo-eksploatacyjnych oraz uprawnień do emisji gazów cieplarnianych.

Według stanu na dzień 30 czerwca 2013 roku oraz na dzień 31 grudnia 2012 roku kapitał własny ogółem Grupy wyniósł odpowiednio 42.043,0 mln zł oraz 41.116,6 mln zł. Kapitał własny przypisany udziałom niekontrolującym według stanu na dzień 30 czerwca 2013 roku oraz na dzień 31 grudnia 2012 roku wyniósł odpowiednio 317,8 mln zł oraz 295,9 mln zł.

Wzrost kapitału własnego ogółem o 926,4 mln zł był spowodowany głównie ujęciem wypracowanego w okresie zakończonym dnia 30 czerwca 2013 roku zysku netto w wysokości 2.525,0 mln zł. Ujemnie na poziom kapitału własnego Grupy wpłynęło ujęcie podziału zysku za 2012 rok i przeznaczenie części zysku netto tj. 1.608,0 mln zł na wypłatę dywidendy.

Zobowiązania długoterminowe na dzień 30 czerwca 2013 roku wyniosły 9.751,3 mln zł i były wyższe o 1.251,7 mln zł od stanu na dzień 31 grudnia 2012 roku. Zmiana stanu zobowiązań długoterminowych wynika głównie ze wzrostu pozycji oprocentowane kredyty bankowe, pożyczki obligacje i leasing o 984,6 mln zł, wzrostu poziomu rezerw długoterminowych o 145,6 mln zł oraz wyższej o 118,6 mln zł rezerwy z tytułu odroczonego podatku dochodowego.

Wzrost pozycji oprocentowane kredyty bankowe, pożyczki obligacje i leasing związany jest z emisją obligacji na kwotę 1.000,0 mln zł.

Wzrostu poziomu rezerw długoterminowych wynika głównie ze wzrostu wartości rezerwy na koszty rekultywacji o 116,1 mln zł oraz rezerw aktuarialnych o 26,4 mln zł.

Zobowiązania krótkoterminowe spadły z 9.186,9 mln zł według stanu na dzień 31 grudnia 2012 roku do 8.508,6 mln zł na dzień 30 czerwca 2013 roku przede wszystkim w związku ze spadkiem pozycji rezerwy krótkoterminowe o 1.761,0 mln zł, pozycji zobowiązania z tytułu dostaw i usług o 425,6 mln zł, pozycji pozostałe zobowiązania finansowe o 381,8 mln zł, pozycji bieżąca część oprocentowanych kredytów bankowych, pożyczek, obligacji i leasingu o 175,0 mln zł oraz pozycji zobowiązania z tytułu podatku dochodowego o 110,5 mln zł.

Spadek pozycji rezerwy krótkoterminowe wynika głównie z wykorzystania rezerwy na zakup uprawnień do emisji CO₂ oraz wykorzystania rezerwy na prawa majątkowe.



Spadek pozycji pozostałe zobowiązania finansowe wynika z niższej wartości zobowiązań z tytułu rzeczowych aktywów trwałych oraz KDT.

Spadek bieżącej części oprocentowanych kredytów bankowych, pożyczek, obligacji i leasingu wynika z niższej wartości kredytów w rachunkach bieżących spółek Grupy.

Dodatnio na pozycję zobowiązania krótkoterminowe wpływa wzrost pozycji pozostałe zobowiązania niefinansowe (wzrost o 1.608,6 mln zł zobowiązań z tytułu dywidendy) oraz wzrost o 436,9 mln zł pozycji rozliczenia międzyokresowe przychodów i dotacji rządowych, co związane jest przede wszystkim z ujęciem rozliczanych w ciągu roku uprawnień do emisji gazów cieplarnianych otrzymywanych w ramach Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień.

Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych

Stan środków pieniężnych na dzień 30 czerwca 2013 roku wyniósł 6.029,7 mln zł i był niższy niż na koniec analogicznego okresu 2012 roku o 1.994,3 mln zł.

Całkowite przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej za okres sześciu miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2013 roku wyniosły 3.264,5 mln zł w porównaniu do 4.396,7 mln zł w okresie sześciu miesięcy zakończonym dnia 30 czerwca 2012 roku.

Ujemne przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej za okres sześciu miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2013 roku wyniosły 2.772,0 mln zł w porównaniu do ujemnych przepływów pieniężnych netto w wysokości 100,2 mln zł za okres sześciu miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2012 roku.

Na poziom przepływów pieniężnych z działalności inwestycyjnej za okres sześciu miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2013 roku wpływ miały przede wszystkim wydatki na nabycie rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych w kwocie (-) 2.091,1 mln zł oraz nabycie jednostek zależnych po potrąceniu przejętych środków pieniężnych w kwocie (-) 700,0 mln zł.

Na poziom przepływów pieniężnych z działalności inwestycyjnej za okres sześciu miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2012 roku wpływ miały przede wszystkim wydatki na nabycie rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych w wysokości (-) 2.306,1 mln zł, które zostały częściowo skompensowane przez sprzedaż aktywów finansowych w kwocie 2.151,4 mln zł (głównie rozwiązanie lokat powyżej 3 miesięcy).

Dodatknie przepływy pieniężne netto z działalności finansowej za okres sześciu miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2013 roku wyniosły 747,3 mln zł w porównaniu do ujemnych przepływów



pieniężnych netto w wysokości 313,3 mln zł za okres sześciu miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2012 roku. Na saldo przepływów pieniężnych z działalności finansowej za okres sześciu miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2013 roku wpłynęła przede wszystkim emisja obligacji w wysokości 1,0 mld zł.

2.3. Segmenty działalności

Tabela: Kluczowe wielkości operacyjne.

Kluczowe wielkości	Jednostka	I półrocze 2013	I półrocze 2012	zmiana %
Wydobycie węgla brunatnego	mln ton	25,08	25,90	-3%
Produkcja energii elektrycznej netto, w tym:	TWh	28,24	29,38	-4%
Produkcja z biomasy	TWh	0,47	0,72	-35%
Sprzedaż ciepła	mln GJ	12,14	12,25	-1%
Sprzedaż energii do Odbiorców Finalnych *	TWh	17,85	16,19	10%
Dystrybucja energii elektrycznej**	TWh	15,60	15,62	0%

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

** z doszacowaniem

Tabela: Przychody Grupy (łącznie z przepływami międzysegmentowymi), w podziale na segmenty działalności, za I półrocze 2013 oraz 2012 roku.

w mln zł	Przychody ogółem				
	I półrocze 2013	udział %	I półrocze 2012	udział %	zmiana %
Energetyka Konwencjonalna	6.281,7	27%	7.206,2	32%	-13%
Energetyka Odnawialna	375,8	2%	287,5	1%	31%
Obrót Hurtowy	6.172,9	27%	5.101,6	23%	21%
Dystrybucja	2.786,2	12%	2.763,5	12%	1%
Sprzedaż Detaliczna	6.486,4	28%	6.398,9	28%	1%
Pozostała Działalność	801,4	4%	815,5	4%	-2%
Ogółem	22.904,4	100%	22.573,2	100%	1%
Korekty konsolidacyjne	-7.803,6		-7.659,1		2%
Przychody netto	15.100,8		14.914,1		1%



Tabela: Kluczowe wielkości w poszczególnych segmentach za I półrocze 2013 roku.

w mln PLN	EBITDA	EBIT	Nakłady inwestycyjne	Nabycie RAT* netto w ramach zakupu nowych spółek	Aktywa segmentu**
I półrocze 2013					
Energetyka Konwencjonalna	2.318,6	1.469,9	1.107,7	0,0	31.176,4
Energetyka Odnawialna	217,1	127,4	61,5	411,2	3.004,2
Obrót Hurtowy	486,0	478,8	5,3	0,0	2.534,5
Dystrybucja	1.136,0	648,6	467,3	0,0	14.895,7
Sprzedaż Detaliczna	418,1	413,9	3,8	0,0	2.898,3
Pozostała działalność	59,1	2,4	59,9	0,0	1.309,7
Razem	4.634,9	3.141,0	1.705,5	411,2	55.818,8
Korekty konsolidacyjne	8,9	26,3	-45,9	311,8	-3.408,6
Razem po korektach	4.643,8	3.167,3	1.659,6	723,0	52.410,2

Tabela: Kluczowe wielkości w poszczególnych segmentach za I półrocze 2012 roku.

w mln PLN	EBITDA	EBIT	Nakłady inwestycyjne	Aktywa segmentu**
I półrocze 2012***				
Energetyka Konwencjonalna	3.334,5	2.487,0	1.287,3	31.750,9
Energetyka Odnawialna	146,2	78,9	23,4	1.994,1
Obrót Hurtowy	163,1	153,2	1,5	1.066,4
Dystrybucja	1.072,1	607,3	504,5	14.597,6
Sprzedaż Detaliczna	62,6	58,3	2,2	1.975,8
Pozostała działalność	52,1	-2,5	55,5	1.426,4
Razem	4.830,6	3.382,2	1.874,4	52.811,2
Korekty konsolidacyjne	-32,1	-16,9	-59,6	-1.852,3
Razem po korektach	4.798,5	3.365,3	1.814,8	50.958,9

* RAT - rzeczowe aktywa trwałe

** por. nota 10 skonsolidowanego sprawozdania finansowego

*** dane przekształcone



2.3.1 Segment Energetyka Konwencjonalna

W I półroczu 2013 roku **przychody ze sprzedaży ogółem** w segmencie Energetyka Konwencjonalna wyniosły **6.281,7 mln zł**, co oznacza spadek o około 13% w porównaniu z I półroczem 2012 roku. Wynik operacyjny (**EBIT**) segmentu w I półroczu 2013 roku wyniósł **1.469,9 mln zł**, a wynik operacyjny powiększony o amortyzację (**EBITDA**) **2.318,6 mln zł**. W analogicznym okresie roku poprzedniego EBIT wyniósł 2.487,0 mln zł, natomiast EBITDA 3.334,5 mln zł. Spadek EBIT w I półroczu 2013 roku w porównaniu do I półrocza 2012 roku jest spowodowany głównie:

- I. niższymi przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej;
- II. niższymi przychodami z tytułu sprzedaży świadectw pochodzenia energii;
- III. wyższymi kosztami uprawnień do emisji CO₂.

Niższy poziom przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej wynikał głównie ze spadku cen sprzedaży energii oraz niższego wolumenu sprzedanej energii. Spadek przychodów ze sprzedaży świadectw pochodzenia energii wynika głównie z braku wsparcia dla kogeneracji opartej na żółtych i czerwonych certyfikatach.

Wyższe koszty uprawnień do emisji CO₂ wynikają ze znacznego obniżenia limitów darmowych uprawnień CO₂. Dodatkowo negatywny wpływ na wynik segmentu miały wyższe koszty umowy o Zarządzanie Handlowe Zdolnościami Wytwórczymi zawartej z PGE S.A. w maju 2012 roku. Spadek EBIT został częściowo skompensowany wzrostem przychodów z tytułu KDT, Regulacyjnych Usług Systemowych, niższymi kosztami zużycia materiałów (w tym zużycia paliwa produkcyjnego) oraz niższymi kosztami osobowymi.



W I półroczu 2013 roku nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Konwencjonalna wyniosły 1.107,7 mln zł w porównaniu do 1.287,3 mln zł w I półroczu 2012 roku.

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Konwencjonalna w podziale na poszczególne zadania inwestycyjne za I półrocze 2013 i 2012 roku.

w mln zł	Nakłady inwestycyjne		
	I półrocze 2013	I półrocze 2012	zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	415,7	868,4	-52%
• Rozwojowe	367,6	580,8	-37%
• Modernizacyjno-odtworzeniowe	48,1	287,6	-83%
Zakupy gotowych dóbr inwestycyjnych	13,9	45,7	-70%
Teleinformatyka	6,1	5,5	11%
Środki transportu	2,7	5,1	-47%
Pozostałe	379,2	101,7	273%
RAZEM	817,6	1.026,4	-20%
Aktywowane koszty usuwania nadkładu w kopalniach	290,1	260,9	11%
RAZEM z nabyciem RAT i aktywowanymi kosztami usuwania nadkładu	1.107,7	1.287,3	-14%

W I półroczu 2013 roku najwyższe nakłady zostały poniesione na następujące projekty:

- I. modernizacja bloków 7-12 w Elektrowni Bełchatów (308,1 mln zł);
- II. zmiana technologii składowania odpadów paleniskowych (27,9 mln zł);
- III. modernizacja IOS bloków 3-12 w ELB (17,8 mln zł);
- IV. zabudowa turbozespołu upustowo – kondensacyjnego wraz z kotłem rezerwowo – szczytowym w EC Zgierz (14,7 mln zł);
- V. budowa instalacji do ograniczenia emisji tlenków azotu na blokach 1-3 w Elektrowni Turów (14,3 mln zł).

Dodatkowo w I półroczu 2013 roku w ciężar nakładów inwestycyjnych zaliczono kwotę 290,1 mln zł, stanowiącą wartość kosztów aktywowanych z tytułu zdejmowania nadkładu w kopalniach węgla brunatnego.



2.3.2 Segment Energetyka Odnawialna

W I półroczu 2013 roku **przychody ze sprzedaży ogółem** w segmencie Energetyki Odnawialnej wyniosły **375,8 mln zł** w porównaniu do 287,5 mln zł w I półroczu 2012 roku. **EBIT** segmentu w I półroczu 2013 roku wyniósł **127,4 mln zł**, a **EBITDA 217,1 mln zł**. W analogicznym okresie roku poprzedniego EBIT wyniósł 78,9 mln zł, natomiast EBITDA 146,2 mln zł. Wzrost EBIT związany jest przede wszystkim z:

- I. wyższymi przychodami z tytułu sprzedaży świadectw pochodzenia energii;
- II. wyższymi przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej wyprodukowanej w odnawialnych źródłach energii.

Wyższy poziom przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej oraz świadectw pochodzenia energii wynikał głównie z wyższej produkcji energii w związku z zakupem farm wiatrowych Pelplin i Żuromin.

W I półroczu 2013 roku nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyki Odnawialnej wyniosły 472,7 mln zł w porównaniu do 23,4 mln zł w I półroczu 2012 roku.

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Odnawialna w I półroczu 2013 i 2012 roku.

w mln zł	Nakłady inwestycyjne		
	I półrocze 2013	I półrocze 2012	zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	56,7	21,7	161%
• Rozwojowe	45,5	4,9	829%
• Modernizacyjno-odtworzeniowe	11,2	16,8	-33%
Zakupy gotowych dóbr inwestycyjnych	0,1	0,1	0%
Teleinformatyka	0,7	0,5	40%
Środki transportu	1,7	0,0	-
Pozostałe	2,3	1,1	109%
RAZEM	61,5	23,4	163%
Nabycie RAT netto w ramach zakupu nowych spółek	411,2	0,0	-
RAZEM z nabyciem RAT	472,7	23,4	1.920%



W I półroczu 2013 roku najwyższe nakłady zostały poniesione na projekt związany z budową farmy wiatrowej Resko I o mocy 14 MW (33,5 mln zł) oraz budową elektrowni wodnej Oława o mocy 3,2 MW (7,6 mln zł).

Dodatkowo, jako nabycie rzeczowych aktywów trwałych netto w ramach zakupu nowych spółek w obszarze energetyki odnawialnej, wykazane zostały wydatki w kwocie 400,4 mln zł związane z nabyciem aktywów spółki DONG Energy Wind Power A/S przez PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. W pozycji tej wykazywane są również wydatki na zakup udziałów w spółce Eolica Wojciechowo sp. z o.o. w wysokości 10,8 mln zł.

2.3.3 Segment Obrotu Hurtowego

W I półroczu 2013 roku **przychody ze sprzedaży ogółem** w segmencie Obrotu Hurtowego wyniosły **6.172,9 mln zł**, co oznacza wzrost o około 21% w porównaniu z I półroczem 2012 roku. **EBIT** segmentu w I półroczu 2013 roku wyniósł **478,8 mln zł**, a **EBITDA 486,0 mln zł**. W analogicznym okresie roku poprzedniego EBIT wyniósł 153,2 mln zł, natomiast EBITDA 163,1 mln zł. Wzrost EBIT w I półroczu 2013 roku w porównaniu z I półroczem 2012 roku w segmencie Obrotu Hurtowego spowodowany był przede wszystkim osiągnięciem:

- I. wyższego wyniku na sprzedaży energii elektrycznej;
- II. wyższych przychodów z tytułu umowy o Zarządzanie Handlowe Zdolnościami Wytwórczymi.

Wyższy wynik na sprzedaży energii elektrycznej wynika ze wzrostu wolumenu sprzedanej energii oraz wyższej marży na obrocie energią. Pozytywny wpływ na EBIT został częściowo skompensowany niższym wynikiem na pozostałej działalności operacyjnej, co wynika głównie z niższych przychodów z tytułu otrzymanych kar, grzywien i odszkodowań.

W I półroczu 2013 roku nakłady inwestycyjne w segmencie Obrotu Hurtowego wyniosły 5,3 mln zł wobec 1,5 mln zł w I półroczu 2012 roku i dotyczyły głównie modernizacji infrastruktury budynku, w którym znajduje się siedziba spółki PGE S.A.

2.3.4 Segment Dystrybucja

W I półroczu 2013 roku **przychody ze sprzedaży ogółem** w segmencie Dystrybucji wyniosły **2.786,2 mln zł**, w porównaniu z 2.763,5 mln zł w I półroczu 2012 roku. **EBIT** segmentu w I półroczu 2013 roku wyniósł **648,6 mln zł**, a **EBITDA 1.136,0 mln zł**. W analogicznym okresie roku poprzedniego EBIT wyniósł 607,3 mln zł, natomiast EBITDA 1.072,1 mln zł.



Wzrost EBIT w I półroczu 2013 roku w porównaniu z I półroczem 2012 roku w segmencie Dystrybucji spowodowany był przede wszystkim osiągnięciem:

- I. niższych kosztów operacyjnych;
- II. wyższych przychodów z tytułu usługi dystrybucyjnej.

Spadek kosztów wynikał z realizacji programów w obszarze redukcji zatrudnienia („PDO”) oraz poprawy wskaźnika strat sieciowych.

Wzrost przychodów z tytułu usługi dystrybucyjnej wynika ze wzrostu wartości stawek w Taryfie zatwierdzonej na 2013 rok.

Negatywnie na poziom EBIT wpływa niższy wynik na pozostałej działalności operacyjnej.

W I półroczu 2013 roku nakłady inwestycyjne w segmencie Dystrybucji wyniosły 467,3 mln zł i były niższe o 37,2 mln zł, tj. o ok. 7%, w porównaniu do analogicznego okresu roku poprzedniego.

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Dystrybucji w I półroczu 2013 oraz 2012 roku.

w mln zł	Nakłady inwestycyjne		
	I półrocze 2013	I półrocze 2012	zmiana %
Sieci elektroenergetyczne WN, SN i NN	156,2	158,8	-2%
Łączność, telemechanika i układy pomiarowe	45,4	46,8	-3%
Teleinformatyka	4,6	3,3	39%
Przyłączenie odbiorców	206,7	235,9	-12%
Zakupy gotowych dóbr inwestycyjnych	46,2	52,7	-12%
Środki transportu	5,2	1,9	174%
Pozostałe	3,0	5,1	-41%
RAZEM	467,3	504,5	-7%

W I półroczu 2013 roku największe nakłady poniesione zostały na przyłączanie nowych odbiorców (206,7 mln zł) oraz modernizację i rozbudowę sieci elektroenergetycznych WN, SN i NN (156,2 mln zł).



2.3.5 Segment Sprzedaż Detaliczna

W I półroczu 2013 roku **przychody ze sprzedaży ogółem** w segmencie Sprzedaży Detalicznej wyniosły **6.486,4 mln zł**, natomiast w I półroczu 2012 roku wynosiły 6.398,9 mln zł. **EBIT** segmentu w I półroczu 2013 roku wyniósł **413,9 mln zł**, a **EBITDA 418,1 mln zł**. W analogicznym okresie roku poprzedniego EBIT wyniósł 58,3 mln zł, natomiast EBITDA 62,6 mln zł. Wyższy wynik EBIT związany jest z niższymi niż w analogicznym okresie roku poprzedniego kosztami umorzenia praw majątkowych, co wynika ze spadku cen praw majątkowych oraz ze zwiększenia wolumenu sprzedaży do odbiorców finalnych.

Nakłady inwestycyjne w segmencie Sprzedaży Detalicznej wyniosły w I półroczu 2013 roku 3,8 mln zł wobec 2,2 mln zł w I półroczu 2012 roku i dotyczyły głównie nakładów na nowe lokalizacje i standaryzację biur obsługi klienta, teleinformatykę oraz zakup gotowych dóbr inwestycyjnych.

2.3.6 Pozostała Działalność

W I półroczu 2013 roku **przychody ze sprzedaży ogółem** dla Pozostałej Działalności wyniosły **801,4 mln zł**, w porównaniu z 815,5 mln zł w I półroczu 2012 roku. **EBIT** segmentu w I półroczu 2013 roku wyniósł **2,4 mln zł**, a **EBITDA 59,1 mln zł**. W analogicznym okresie roku poprzedniego EBIT wyniósł (-) 2,5 mln zł, natomiast EBITDA 52,1 mln zł. Wzrost EBIT w porównaniu z rokiem poprzednim wynika głównie z:

- I. wyższego wyniku wypracowanego przez spółkę ELTUR-SERWIS sp. z o.o. w związku z usługami serwisowymi i remontowymi świadczonymi dla PGE GiEK S.A.;
- II. wyższego wyniku osiągniętego przez spółkę ENESTA sp. z o.o. na usługach obrotu energią elektryczną.

Wzrost EBIT został częściowo skompensowany niższymi wynikami spółki Exatel S.A. na skutek obniżenia cen usług świadczonych kluczowym klientom oraz wyższymi kosztami osobowymi z tytułu odpraw pracowniczych.

Nakłady inwestycyjne w ramach Pozostałej Działalności w I półroczu 2013 roku wyniosły 59,9 mln zł. W ramach powyższej kwoty nakłady poniesione zostały m.in. przez spółki PGE Systemy S.A. (21,2 mln zł) na rozwój infrastruktury teleinformatycznej oraz Exatel S.A. (8,3 mln zł) na rozwój infrastruktury telekomunikacyjnej. Pozostałe nakłady inwestycyjne dotyczyły głównie działalności pomocniczej.



W okresie objętym niniejszym raportem PGE S.A. oraz GK PGE nie odnotowała żadnych istotnych niepowodzeń w swojej działalności, które miałyby wpływ na osiągnięte wyniki.

2.4. Publikacja prognoz wyników finansowych

PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. nie publikowała prognoz wyników finansowych.

2.5. Pozostałe istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego oraz zdarzenia następujące po dniu bilansowym

2.5.1 Kwestie prawne

Program Konsolidacji

W ramach Programu Konsolidacja w dniach 3 i 16 sierpnia 2010 roku nadzwyczajne walne zgromadzenia spółek Grupy Kapitałowej PGE podjęły uchwały o połączeniu (uchwały połączeniowe). Do przedmiotowych uchwał nieliczni akcjonariusze spółek wnieśli pozwy o stwierdzenie ich nieważności wraz z ewentualnym żądaniem o ich uchylenie. Przedmiotowe pozwy dotyczyły uchwały połączeniowej PGE Elektrownia Opole S.A. oraz uchwał połączeniowych niektórych spółek połączonych w ramach linii biznesowej górnictwo i energetyka konwencjonalna (sprawy prowadzone przez PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.) oraz uchwały połączeniowej podjętej przez akcjonariuszy PGE Górnictwo i Energetyka S.A. (sprawa prowadzona przez PGE S.A.).

Wszystkie postępowania zostały prawomocnie zakończone, a Sądy orzekły o oddaleniu w całości wniesionych powództw, przychylając się do stanowiska pozwanych spółek, iż zarzuty akcjonariuszy są pozorne a ich celem jest zakwestionowanie parytetu wymiany akcji, co jest niedopuszczalne.

Akcjonariusze wykorzystując przysługujące im uprawnienia procesowe, wnieśli skargi kasacyjne w sprawach przeciwko PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A., PGE Elektrownia Opole S.A. oraz PGE S.A. W sprawie przeciwko PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A., Sąd Najwyższy odmówił przyjęcia do rozpoznania skargi kasacyjnej, a w pozostałych sprawach wydał wyroki oddalające skargi kasacyjne akcjonariuszy.

Ponadto w ostatniej ze spraw w przedmiocie stwierdzenia nieważności (ewentualnie uchylenia) uchwały połączeniowej, istnieje ryzyko wniesienia skargi kasacyjnej na wyrok sądu II instancji oddalający apelację akcjonariusza mniejszościowego.



Spór pomiędzy PGE S.A. a ATEL (obecnie Alpiq)

Od 2009 roku PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. była stroną postępowania arbitrażowego ze spółką Alpiq. Postępowanie toczyło się przed Trybunałem Arbitrażowym w Wiedniu. Przedmiotem sporu były roszczenia Alpiq podnoszone przeciwko PGE, a wynikające z braku realizacji umowy na dostawę energii elektrycznej, która zawarta była między stronami 28 października 1997 roku. Roszczenia zgłoszone przez Alpiq w uzupełnionym (zmienionym) pozwie z dnia 4 października 2010 roku opiewały łącznie na kwotę około 155 mln euro. Po wymianie ostatnich pism procesowych (tzw. post-hearing briefs) ostatecznie Alpiq zażądał kwoty około 168 mln euro plus odsetki. Postępowanie arbitrażowe odbywało się w formie pisemnej i polegało na wymianie pism procesowych między stronami i przedstawianiu Trybunałowi dowodów w postaci pisemnych oświadczeń świadków, biegłych oraz samych stron.

W dniu 12 września 2012 roku Trybunał wydał orzeczenie w przedmiotowej sprawie, na mocy którego PGE zobowiązano do zapłaty na rzecz Alpiq kwoty 43.204 tys. euro, powiększonej o należne odsetki.

Spółka i Alpiq osiągnęły porozumienie dotyczące wykonania ww. wyroku. Zgodnie z tym porozumieniem Spółka ma zapłacić zasądzoną kwotę główną wraz z odsetkami do dnia wydania wyroku, pomniejszoną o koszty postępowania arbitrażowego zasądzone od Alpiq na rzecz PGE S.A., w dwóch ratach. Pierwsza część w wysokości 22.898 tys. euro została zapłacona w dniu 15 kwietnia 2013 roku a pozostała kwota ma być zapłacona do końca 2013 roku.

Informacja dot. zawiadomienia o nabyciu wierzytelności wraz z wezwaniem do zapłaty

W dniach 20 czerwca 2013 roku i 12 sierpnia 2013 roku do PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. wpłynęły zawiadomienia Socrates Investment S.A. o nabyciu od byłych akcjonariuszy PGE Górnictwo i Energetyka S.A. wierzytelności wobec PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. o odszkodowanie za szkodę poniesioną w związku z nieprawidłowym ustaleniem stosunku wymiany akcji w procesie połączenia spółki PGE Górnictwo i Energetyka S.A. z PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. wraz z wezwaniem do zapłaty łącznej kwoty 294,7 mln zł.

PGE S.A. uznaje żądania Socrates Investment S.A. za nieudokumentowane i całkowicie bezzasadne, co wskazała w odpowiedzi na wezwanie do Socrates Investment S.A. Istnieje jednak ryzyko wystąpienia przez Socrates Investment S.A. z pozwem o zapłatę przez PGE ww. kwoty.



2.5.2 Projekt WEKTOR

W dniu 15 stycznia 2013 roku Zarząd PGE S.A. podjął decyzję o uruchomieniu Projektu WEKTOR. Zakresem działań Projektu objętych zostało kilkadziesiąt podmiotów, których właścicielami są spółki z Grupy Kapitałowej PGE. Projekt WEKTOR zastąpił projekt Non-Core realizowany w Grupie PGE od 2009 roku, którego celem było transparentne rozdzielenie działalności podstawowej od pozostałej oraz zbywanie i restrukturyzacja aktywów pozaenergetycznych.

Zakres działań Projektu WEKTOR ukierunkowany jest na poprawę efektywności funkcjonowania Grupy PGE oraz na poprawę konkurencyjności wynikającą z koncentracji na strategicznych obszarach działalności.

W ramach prac w Projekcie w I półroczu 2013 roku przeprowadzono następujące działania (por. pkt. 1.2.1 niniejszego sprawozdania):

- I.** sprzedano inwestorowi zewnętrznemu 100% udziałów w spółce Budownictwo Hydro – Energetyka Dychów sp. z o.o.;
- II.** sprzedano w ramach Grupy Kapitałowej PGE 100% udziałów w spółce „PGE Gubin” sp. z o.o.;
- III.** sprzedano akcje kilku spółek spoza podstawowego obszaru działalności Grupy PGE;
- IV.** uzyskano 100% własności akcji PGE Obrót S.A.;
- V.** realizowano działania mające na celu uzyskanie przez PGE S.A. własności 100% akcji PGE GiEK S.A.;
- VI.** zrealizowano połączenie spółek EPO sp. z o.o. z „ELTUR-WAPORE” sp. z o.o. pod nową firmą – EPORE sp. z o.o.;
- VII.** ze spółki ELBEST sp. z o.o. wyodrębniono i przeniesiono do spółki MEGA-SERWIS sp. z o.o. działalność serwisową.

W ramach prac w Projekcie WEKTOR w III kwartale 2013 roku planowana jest kontynuacja prac wdrożeniowych zgodnie z zatwierdzonymi harmonogramami.



2.5.3 Działania związane z energetyką jądrową

Badania lokalizacyjne i środowiskowe

W dniu 7 lutego 2013 roku PGE EJ 1 sp. z o.o. podpisała umowę z konsorcjum firm WorleyParsons. Przedmiotem umowy są badania środowiskowe, badania lokalizacji oraz usług związanych z uzyskaniem pozwoleń i uprawnień niezbędnych w procesie inwestycyjnym. W dniu 8 marca 2013 roku wykonawca otrzymał upoważnienie do rozpoczęcia realizacji prac wraz ze wskazaniem lokalizacji Choczewo i Żarnowiec, które zostaną objęte badaniami.

Wybór inżyniera kontraktu

W I półroczu 2013 roku, w ramach postępowania przetargowego na wybór Inżyniera Kontraktu, wysłano zaproszenie do składania ofert do czterech oferentów. W tym okresie odbywała się także bieżąca komunikacja w projekcie. Etap ten zakończy się w III kwartale 2013 roku wraz ze złożeniem ostatecznych ofert.

Wybór technologii, postępowanie zintegrowane

W 2012 roku została podjęta decyzja o przyjęciu zintegrowanego modelu przeprowadzenia postępowania przetargowego obejmującego kluczowe dostawy i usługi dla projektu jądrowego.

Obecnie realizowana jest I faza postępowania – Dialog wstępny.

2.5.4 Projekt inwestycyjny Opole II

W dniu 4 kwietnia 2013 roku Zarząd PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. działając w oparciu o przeprowadzone analizy zmian na rynku energetycznym oraz w otoczeniu podjął uchwałę o zamknięciu zadania inwestycyjnego „Budowa Elektrowni Opole 5 i 6 o mocy 2x(800-900) MW” realizowanego w PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. – Oddział Elektrownia Opole polegającego na budowie nowych bloków energetycznych opalanych węglem kamiennym.

Analizy ekonomiczne dla Projektu nie potwierdzają zwrotu z kapitału i wykazują negatywny NPV dla każdego z rozpatrywanych scenariuszy rozwoju.

W związku z realizacją tej inwestycji PGE Elektrownia Opole S.A. (obecnie PGE GiEK S.A. – Oddział Elektrownia Opole) zawarła szereg umów w tym:

- Umowę Konsorcjum Rafako S.A., Polimex-Mostostal S.A. oraz Mostostal Warszawa S.A. („Generalny Wykonawca”) na budowę dwóch bloków energetycznych o łącznej mocy 1800 MW, której wartość netto wynosi 9.397 mln zł;



- Umowę z PSE Operator S.A. (obecnie PSE S.A.) o przyłączenie do KSE bloków 5 i 6 w Elektrowni Opole.

W związku z podjętą decyzją o zamknięciu powyższego zadania inwestycyjnego w pozostałych kosztach operacyjnych PGE GiEK S.A. w I kwartale 2013 roku ujęto odpis aktualizujący wartość rzeczowych aktywów trwałych w budowie w kwocie 71,4 mln zł. Wpływ na pozostałe koszty operacyjne Grupy PGE wyniósł 56,0 mln zł.

Ponadto dokonano zawiązania rezerwy na przyszłe zobowiązania wynikające z konieczności ewentualnego rozliczenia umów w toku, towarzyszących realizacji Umowy z Generalnym Wykonawcą budowy bloków 5 i 6. Wiarygodny szacunek rezerwy z tego tytułu wynosi 3,5 mln zł. Powyższe kwoty nie uwzględniają możliwych roszczeń Generalnego Wykonawcy oraz PSE S.A., które mogą się pojawić w przypadku wypowiedzenia umów z tymi kontrahentami. Szczegółowy opis utworzonych odpisów aktualizujących wartość rzeczowych aktywów trwałych związanych z „Projektem Opole II” oraz ujętych rezerw znajduje się w notce 26.5 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

W dniu 14 maja 2013 roku zawarto z Generalnym Wykonawcą Aneks nr 2 do Umowy. Zapisy aneksu obejmują zabezpieczenie interesów Zamawiającego związane z zabezpieczeniem zwrotu zaliczki wypłaconej po zawarciu Umowy oraz przewidują, że zawiadomienie o zamiarze wystawienia Polecenia Rozpoczęcia Prac może nastąpić nie później niż w okresie do 3 miesięcy od daty podpisania Aneksu, czyli do dnia 15 sierpnia 2013 roku.

W dniu 18 czerwca 2013 roku Zarząd PGE GiEK S.A. podjął uchwałę w sprawie wyrażenia zgody na podjęcie prac analitycznych w zakresie dodatkowych rozwiązań poprawiających rentowność Projektu i umożliwiających jego ewentualną realizację.

W czerwcu 2013 roku doszło do spotkania pomiędzy Generalnym Wykonawcą i Zamawiającym na którym została omówiona możliwość kontynuacji Projektu, w tym zostały przedstawione propozycje zapisów do Aneksu nr 3 do umowy, umożliwiające prowadzenie działań związanych z realizacją Projektu.

W dniu 27 czerwca 2013 roku podpisano list intencyjny pomiędzy Kompanią Węglową S.A. a PGE S.A. dotyczący współpracy przy rozbudowie Elektrowni Opole o dwa nowe bloki, w którym strony zobowiązały się m.in. do przeanalizowania ekonomicznych i prawnych możliwości zawarcia umowy długoterminowej na dostawę węgla kamiennego dla Elektrowni Opole.



W dniu 13 sierpnia 2013 roku został podpisany przez PGE GiEK S.A. Aneks nr 3 do umowy z Generalnym Wykonawcą na budowę bloków 5 i 6 w Elektrowni Opole.

Na mocy aneksu warunkiem wydania Polecenia Rozpoczęcia Prac jest uzgodnienie i wdrożenie warunków regulujących relacje pomiędzy Zamawiającym, Generalnym Wykonawcą i/lub Podwykonawcą a PKO Bankiem Polskim S.A., obejmujące m.in. zasady finansowe, warunki i zabezpieczenie płatności, gwarancje wykonania umowy. Polecenie Rozpoczęcia Prac może zostać wydane nie wcześniej niż 120 dni od daty wystawienia przez Zamawiającego powiadomienia o planowanym wystawieniu Polecenia Rozpoczęcia Prac. W tym czasie będą kontynuowane prace mające na celu wprowadzenie mechanizmów ograniczających ryzyko inwestycyjne i poprawiających rentowność zadania inwestycyjnego Opole II.

W dniu 13 sierpnia 2013 roku Rada Nadzorcza PGE GiEK S.A. wyraziła zgodę Zarządowi PGE GiEK S.A. na zmianę uchwały z dnia 4 kwietnia 2013 roku poprzez wznowienie zadania inwestycyjnego Opole II.

Zarząd PGE GiEK S.A. wystawił Generalnemu Wykonawcy powiadomienie o planowanym wystawieniu Polecenia Rozpoczęcia Prac w dniu 13 sierpnia 2013 roku.

W dniu 13 sierpnia 2013 roku PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. zawarła umowę ze spółką Kompania Węglowa S.A. na dostawy węgla kamiennego („Umowa”). Szczegółowy opis Umowy znajduje się w pkt. 2.5.10 niniejszego sprawozdania.



2.5.5 Umowa dotycząca poszukiwania i wydobywania węglowodorów z łupków

W dniu 4 lipca 2012 roku PGE S.A. zawarła ramową umowę w sprawie poszukiwania i wydobywania węglowodorów z łupków („Umowa”). Stronami Umowy są PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. („PGNiG”), ENEA S.A., KGHM Polska Miedź S.A. oraz TAURON Polska Energia S.A.

Przedmiotem umowy jest poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie węglowodorów w utworach geologicznych objętych koncesją na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego dotyczącą obszaru Wejherowo, którą posiada PGNiG („Koncesja Wejherowo”). W ramach Koncesji Wejherowo ścisła współpraca dotyczy powierzchni około 160 km² („Obszar Współpracy”). Umowa przewiduje ponadto preferencje dla Stron w możliwości współpracy na pozostałym obszarze Koncesji Wejherowo (z wyjątkiem sytuacji, gdy PGNiG dokonuje samodzielnego poszukiwania, rozpoznawania lub wydobywania węglowodorów oraz z wyjątkiem obszaru, na którym PGNiG już prowadzi prace poszukiwawcze w rejonie miejscowości Opalino i Lubocino).

Szacowane nakłady na poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie w ramach pierwszych trzech lokalizacji (padów Kochanowo, Częstkowo i Tępcz) w ramach Obszaru Współpracy są przewidziane na kwotę 1,72 mld zł. Zgodnie z Umową oraz aneksami szczegółowe warunki współpracy, w tym: szczegółowy budżet i harmonogram projektu, udziały Stron w finansowaniu wydatków wynikających z uzgodnionego budżetu, udziały w zyskach z projektu oraz zasady odpowiedzialności, w tym kary umowne, na wypadek niewykonania, w szczególności przez PGNiG, niektórych zobowiązań wynikających z umowy, miały zostać ustalone do dnia 4 maja 2013 roku. Umowa przewiduje, iż gdy w terminie do dnia 4 maja 2013 roku Strony Umowy nie uzgodnią szczegółowych warunków współpracy, może ona zostać wypowiedziana przez każdą ze Stron. Do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania żadna ze Stron nie wypowiedziała Umowy ramowej z dnia 4 lipca 2012 roku. Obecnie trwają prace związane z uzgodnieniem warunków współpracy.



2.5.6 List intencyjny w sprawie wspólnego uczestnictwa w przygotowaniu, budowie i eksploatacji pierwszej polskiej elektrowni jądrowej.

W dniu 5 września 2012 roku PGE S.A. podpisała List Intencyjny dotyczący uczestnictwa w przygotowaniu, budowie i eksploatacji elektrowni jądrowej („Projekt”). Stronami Listu Intencyjnego są PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., KGHM Polska Miedź S.A., Tauron Polska Energia S.A. oraz ENEA S.A. (dalej łącznie „Strony”).

Na podstawie podpisanego Listu Intencyjnego Strony podejmą prace nad wypracowaniem projektu umowy nabycia udziałów w spółce celowej PGE EJ1 sp. z o.o. („Spółka Celowa”), która odpowiada za bezpośrednie przygotowanie procesu inwestycyjnego budowy i eksploatacji pierwszej polskiej elektrowni jądrowej. Projekt umowy uwzględnił będzie prawa i obowiązki każdej ze Stron przy realizacji Projektu, przy założeniu że PGE będzie pełnić, bezpośrednio lub poprzez podmiot zależny rolę wiodącą w procesie realizacji Projektu. Warunki nabycia udziałów w Spółce Celowej uwzględniać będą poniesione dotychczas przez PGE i jej spółki zależne nakłady finansowe związane z dotychczasową realizacją Projektu.

W dniu 28 grudnia 2012 roku Strony Listu Intencyjnego dotyczącego uczestnictwa w przygotowaniu, budowie i eksploatacji elektrowni jądrowej z dnia 5 września 2012 roku, przedłużyły termin jego obowiązywania do dnia 31 marca 2013 roku.

W dniu 25 czerwca 2013 roku Strony Listu Intencyjnego zawarły Porozumienie w sprawie kontynuowania prac związanych z wypracowaniem projektu umowy nabycia udziałów w spółce celowej do budowy i eksploatacji elektrowni jądrowej. Porozumienie obowiązuje do dnia 30 września 2013 roku z możliwością przedłużenia okresu jego obowiązywania o jeden kwartał za zgodą wszystkich stron Porozumienia.

2.5.7 Decyzje Prezesa URE w ramach realizacji Ustawy KDT

Jak opisano w poprzednich sprawozdaniach, niektórzy wytwórcy wchodzący obecnie w skład koncernu PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. („PGE GiEK S.A.”) otrzymali prawo do środków na pokrycie kosztów osieroconych (tzw. „rekompensat”) w myśl ustawy 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.) („Ustawa 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 2008-2012. W większości 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.

Poniżej przedstawiono podsumowanie kwestii KDT na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania:

- W zakresie ustalenia wysokości korekt rocznych kosztów osieroconych należnych PGE GiEK S.A. za rok 2008 o wartości przedmiotu sporu w wysokości 434,7 mln zł trzy z sześciu postępowań (dotyczących PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Turów, Oddział Elektrociepłownia Rzeszów, Oddział Elektrociepłownia Gorzów) o wartości przedmiotu sporu w wysokości 186,8 mln zł można uznać za zakończone. Pozostałe są nadal na drodze sądowej, w tym jedna z nich o wartości przedmiotu sporu w wysokości 178,8 mln zł zakończyła się prawomocnym wyrokiem Sądu Apelacyjnego, w którym oddalona została apelacja Prezesa URE.
- W zakresie ustalenia wysokości korekt rocznych kosztów osieroconych i korekt rocznych kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym, należnych PGE GiEK S.A. za rok 2009 o wartości przedmiotu sporu w wysokości 672,9 mln zł. W okresie od stycznia do czerwca 2013 roku odbyło się sześć rozpraw dotyczących korekty rocznych kosztów osieroconych o wartości przedmiotu sporu w wysokości 662,1 mln zł. Cztery z nich przed SOKiK a dwie przed Sądem Apelacyjnym. Wszystkie wyroki uwzględniały odwołanie oddziałów PGE GiEK S.A. i zmieniały decyzje Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w sprawie ustalenia wysokości korekt rocznych kosztów osieroconych należnych PGE GiEK S.A. W jednej ze spraw Prezes Urzędu Regulacji Energetyki złożył skargę kasacyjną od wyroku Sądu Apelacyjnego, na którą spółka już odpowiedziała.



W zakresie ustalenia wysokości korekty rocznych kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym należnych PGE GiEK S.A. jedna ze spraw została odroczone przez SOKiK a w drugiej SOKiK sąd częściowo uwzględnił odwołanie spółki.

- W zakresie ustalenia wysokości korekt rocznych kosztów osieroconych i korekt rocznych kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym należnych PGE GiEK S.A. za rok 2010 i 2011 o wartości przedmiotu sporu w wysokości 545,3 mln zł, w dniu 10 czerwca 2013 roku pozytywnie zostało rozstrzygnięte przez SOKiK odwołanie spółki PGE GiEK S.A. w sprawie rocznych kosztów osieroconych na kwotę 393,5 mln zł.
- W zakresie ustalenia wysokości korekt rocznych kosztów osieroconych i korekt rocznych kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym, należnych PGE GiEK S.A. za rok 2012, PGE GiEK S.A. (jako następcą prawny PGE Elektrociepłownia Rzeszów S.A. obecnie PGE GiEK S.A. Oddział Elektrociepłownia Rzeszów) złożyła odwołanie od decyzji Prezesa URE.

Rozstrzygnięcie dwóch spraw z prawomocnymi wyrokami Sądu Apelacyjnego spowodowało ujęcie pozostałych przychodów operacyjnych w wysokości 148,2 mln zł.

2.5.8 Zmiany w składzie Zarządu PGE S.A.

W dniu 17 lipca 2013 roku Pan Paweł Smoleń złożył rezygnację z pełnienia funkcji Wiceprezesa Zarządu z dniem 19 lipca 2013 roku.

W skład Zarządu na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania wchodził:

- Pan Krzysztof Kilian – Prezes Zarządu;
- Pani Bogusława Matuszewska – Wiceprezes Zarządu;
- Pan Wojciech Ostrowski – Wiceprezes Zarządu;
- Pan Piotr Szymanek – Wiceprezes Zarządu.



2.5.9 Zawarcie umowy znaczącej na dostawy węgla w latach 2014-2018

W dniu 12 sierpnia 2013 roku PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. zawarła umowę ze spółką Kompania Węglowa S.A. na dostawy węgla kamiennego. Przedmiotem umowy ("Umowa") jest dostawa węgla kamiennego przez Kompanię Węglową S.A. dla elektrowni należących do Grupy PGE w latach 2014-2018. Wartość netto Umowy wynosi ok. 5,6 mld złotych.

Cena węgla na kolejne lata obowiązywania Umowy wyznaczana jest w oparciu o wskaźniki dotyczące średnich cen energii elektrycznej oraz średnich rynkowych cen węgla.

Łączny limit kar umownych nie przekroczy 10% wartości niezrealizowanej dostawy według Umowy. PGE GiEK S.A. może dochodzić odszkodowania, na zasadach ogólnych, przewyższającego należne kary umowne.

2.5.10 Zawarcie umowy znaczącej na dostawy węgla dla Zadania Inwestycyjnego Opole II

W dniu 13 sierpnia 2013 roku PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A., zawarła umowę ze spółką Kompania Węglowa S.A. na dostawy węgla kamiennego, w latach 2018 - 2038. Przedmiotem umowy ("Umowa") jest dostawa węgla kamiennego przez Kompanię Węglową S.A. na potrzeby bloków 5 i 6 Elektrowni Opole, w przypadku realizacji Zadania Inwestycyjnego Opole II.

Zawarcie Umowy ma na celu ograniczenie niektórych ryzyk związanych z Zadaniem Inwestycyjnym Opole II. Szacunkowa wartość netto Umowy wynosi od ok. 16 mld zł do ok. 22 mld zł, w zależności od wolumenu dostawy.

Cena węgla na kolejne lata obowiązywania Umowy wyznaczana jest w oparciu o wskaźniki dotyczące średnich cen energii elektrycznej, średnich rynkowych cen węgla oraz średnich kosztów uprawnień do emisji CO₂.

Uruchomienie dostaw węgla uzależnione jest od terminu zakończenia Zadania Inwestycyjnego Opole II. Istnieje możliwość odstąpienia od Umowy przez PGE GiEK S.A. do dnia 30 września 2020 roku.

Łączny limit kar umownych nie przekroczy 10 proc. wartości niezrealizowanych dostaw według Umowy. PGE GiEK S.A. może dochodzić odszkodowania na zasadach ogólnych przewyższającego należne kary umowne.



3. Ryzyka i zagrożenia Grupy Kapitałowej PGE

Działalność głównych spółek z Grupy Kapitałowej PGE, podobnie jak innych podmiotów działających w sektorze elektroenergetycznym, narażona jest na szereg ryzyk i zagrożeń zarówno zewnętrznych związanych z otoczeniem rynkowym, regulacyjno-prawnym, jak i wewnętrznych związanych z prowadzeniem działalności operacyjnej.

Poniżej przedstawiono najważniejsze ryzyka i zagrożenia, na które narażona jest działalność Grupy PGE.

Poniższa lista nie wyczerpuje wszystkich czynników ryzyka w działalności Grupy PGE, które mogą powstać w przyszłości.

3.1. Czynniki ryzyka związane z otoczeniem rynkowym oraz ogólną sytuacją makroekonomiczną w kraju i na świecie

3.1.1 Ryzyko związane z sytuacją makroekonomiczną

Na działalność Grupy PGE mają wpływ głównie czynniki makroekonomiczne dotyczące polskiej gospodarki, w szczególności poziom i zmienność cen energii elektrycznej, uprawnień do emisji CO₂, paliw oraz dostępność surowców niezbędnych do produkcji energii elektrycznej i ciepła, jak również wysokość stóp procentowych, kurs złotego do innych walut, wysokość inflacji, stopa bezrobocia, poziom polskiego PKB oraz zmiany kierunków polityki gospodarczej i podatkowej państwa. Oprócz czynników dotyczących polskiej gospodarki na działalność Grupy wpływają również czynniki makroekonomiczne dotyczące gospodarek innych krajów, w szczególności pozostałych państw członkowskich Unii Europejskiej. Pogorszenie się ogólnej sytuacji gospodarczej w Polsce lub na świecie może mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

3.1.2 Ryzyko rosnącej konkurencji

W związku z postępującym rozwojem rynku detalicznego, narastającą aktywnością sprzedawców energii oraz wzrostem liczby klientów zmieniających sprzedawcę energii, Grupa PGE jest narażona na ryzyko utraty dotychczasowych klientów na rynku detalicznym oraz na ryzyko zmniejszenia marży realizowanej na sprzedaży dotychczasowym odbiorcom. Dodatkowo, w związku ze zwiększającą się produkcją energii ze źródeł odnawialnych oraz preferencji w systemie dla wyprodukowanej w ten sposób energii, zwiększa się presja na rentowność konwencjonalnych źródeł energii.



3.1.3 Ryzyko spadku zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło

Przychody Grupy PGE w istotny sposób uzależnione są od poziomu zużycia energii elektrycznej i ciepła przez odbiorców. W perspektywie długoterminowej zakładany jest wzrost zużycia energii elektrycznej. Nie ma jednak gwarancji, że wzrost ten nastąpi oraz czy jego dynamika osiągnie zakładany poziom.

Powodem spadku zapotrzebowania na energię elektryczną może być w szczególności:

- spowolnienie tempa wzrostu gospodarczego,
- możliwość ograniczenia zużycia energii przez odbiorców słabych ekonomicznie,
- rozwój nowych energooszczędnych technologii po stronie odbiorców,
- warunki atmosferyczne.

Zmniejszenie się tempa wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną oraz ograniczony dostęp do mocy przesyłowych na połączeniach transgranicznych, limitujący możliwości wyeksportowania wytworzonej przez Grupę energii elektrycznej za granicę, mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność i wyniki finansowe spółek z Grupy.

Niepewność co do przyszłej koniunktury w gospodarce światowej, wzmacniana przez kryzys finansowy w krajach Europy, może wpłynąć negatywnie na wielkość konsumpcji i inwestycji w kraju, a w ślad za tym na zmniejszenie zapotrzebowania na energię oraz spadek jej cen, co dało się zaobserwować w roku 2012 oraz w I półroczu 2013 roku.

3.2. Czynniki ryzyka związane z otoczeniem regulacyjno-prawnym

3.2.1 Ryzyko polityczne

Działalność Grupy PGE w jej podstawowych obszarach działalności, tj. w wytwarzaniu, wydobywaniu węgla brunatnego, dystrybucji oraz sprzedaży energii elektrycznej i ciepła, podlega kierunkom polityki przyjmowanym przez władze i organy polskie, organy Wspólnoty Europejskiej i Unii Europejskiej oraz innych państw. Czynniki polityczne mogą wywierać wpływ na zmiany tych przepisów, regulacji i polityki, co z kolei może wpływać na działalność Grupy, m.in. w zakresie kształtowania cen energii elektrycznej, ciepła i usług dystrybucyjnych stosowanych wobec odbiorców, w szczególności gospodarstw domowych. Szczególnie istotne jest to w przypadku inwestycji w segmencie wytwarzania, które cechują się wysokimi nakładami i długim okresem realizacji (w przypadku elektrowni jądrowych wraz z etapem przygotowawczym okres ten wynosi ponad 10 lat). Stabilna, jasna polityka energetyczna oparta o bilans mocy i wspierająca zakładany, docelowy



mix paliwowy, zawierająca jednocześnie mechanizmy umożliwiające realizację inwestycji wymaganych dla zabezpieczenia bezpieczeństwa energetycznego państwa, może prowadzić do realizacji potrzebnych projektów inwestycyjnych w segmencie wytwarzania.

3.2.2 Ryzyko niestabilności otoczenia prawnego

Działalność Grupy PGE podlega licznym przepisom i regulacjom polskim, europejskim oraz prawu międzynarodowemu. Przepisy prawa, regulacje, decyzje, stanowiska, opinie oraz działania właściwych organów istotne dla działalności Grupy, podlegają zmianom. W szczególności, Prawo energetyczne podlegało wielokrotnym nowelizacjom, a część z tych nowelizacji wprowadzała zasadnicze zmiany w zakresie regulacji podstawowych obszarów działalności. Rodzaje, kierunki i zakresy takich zmian mogą mieć trudny do przewidzenia wpływ na działalność Grupy.

Ponadto regulacje dotyczące ochrony środowiska naturalnego stają się coraz bardziej rygorystyczne, a dostosowanie się do zmian w tym zakresie wiązać się może z poniesieniem dodatkowych znacznych nakładów. Nieprzestrzeganie wymogów ochrony środowiska może prowadzić do ponoszenia przez Grupę PGE odpowiedzialności, w tym sankcji finansowych lub konieczności okresowego wstrzymania bądź zaprzestania eksploatacji niektórych instalacji.

3.2.3 Ryzyko zmian w systemie wsparcia źródeł kogeneracyjnych i odnawialnych

Jednostki wytwórcze Grupy produkujące energię elektryczną w skojarzeniu z ciepłem (kogeneracja) korzystały z funkcjonującego w latach poprzednich systemu wsparcia wysokosprawnych jednostek wytwórczych. Zgodnie z obowiązującymi regulacjami system wsparcia wysokosprawnej kogeneracji oparty na świadectwach pochodzenia (tzw. żółtych certyfikatach - dla instalacji opalanych paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW oraz czerwonych certyfikatach - dla jednostek opalanych paliwami innymi niż gazowe o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła powyżej 1 MW) funkcjonował do 31 grudnia 2012 roku (energia wyprodukowana w 2012 roku rozliczana była do 31 marca 2013 roku). Wsparcie to wygasło z dniem 31 grudnia 2012 roku.

Prowadzone obecnie prace nad nowelizacją ustawy Prawo energetyczne przewidują możliwość odnowienia systemu wsparcia dla źródeł kogeneracyjnych, ale nie jest ostatecznie przesądzone w jakim kształcie i przez jaki okres funkcjonowałby nowy system wsparcia, ani od jakiego momentu. Każda zmiana przez Ustawodawcę regulacji prawnych mających wpływ na uzyskanie świadectw pochodzenia, zazwyczaj wiąże się z koniecznością dostosowania infrastruktury technicznej lub



czynności wykonywanych w procesie uzyskiwania świadectw pochodzenia, do wymagań określonych w nowych przepisach.

W świetle projektowanych zmian istnieje zagrożenie, że system wsparcia dla jednostek kogeneracyjnych nie zostanie przedłużony lub zostanie przedłużony bez rozwiązania kwestii strukturalnej nadpodaży świadectw pochodzenia, co będzie miało negatywny wpływ na przychody i rentowność jednostek kogeneracyjnych Grupy korzystających z systemów wsparcia.

Podobnie, jednostki wytwórcze Grupy produkujące energię elektryczną w odnawialnych źródłach energii korzystają z systemu wsparcia. Obecnie prowadzone są prace legislacyjne nad projektem nowej ustawy o OZE, zgodnie z którym dotychczasowy system wsparcia dla jednostek generujących energię elektryczną z OZE przewidziany w Prawie energetycznym ulegnie zmianie. Procedowany od grudnia 2011 roku projekt ustawy został wycofany a prace nad nowymi regulacjami wróciły do etapu założeń do ustawy. W związku z tym nie wiadomo jaki będzie finalny kształt nowego systemu wsparcia. W obecnym systemie wsparcia odnawialnych źródeł energii obserwujemy znaczącą nadpodaż praw majątkowych w stosunku do obowiązku ich umorzenia. Powoduje to znaczną zmienność cen praw majątkowych pochodzących ze źródeł odnawialnych, co wpływa na opłacalność produkcji energii elektrycznej, zwłaszcza w instalacjach opartych na spalaniu i współspalaniu biomasy.

3.2.4 Ryzyko związane z wymogiem posiadania koncesji

Główna działalność Grupy wymaga posiadania szeregu koncesji, w szczególności na wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła, dystrybucję energii elektrycznej i ciepła oraz obrót energią elektryczną i ciepłem, a także wydobywanie węgla brunatnego i obrót paliwami gazowymi. Utrzymywanie posiadanych koncesji oraz przedłużanie ich ważności jest czynnikiem warunkującym kontynuację działalności Grupy w obecnym zakresie. Cofnięcie, ograniczenie koncesji lub nałożenie w koncesji na spółki z Grupy obowiązku spełnienia dodatkowych warunków, może uniemożliwić prowadzenie działalności, znacząco ją ograniczyć lub w inny sposób znacząco wpłynąć na działalność spółek z Grupy.

3.2.5 Ryzyko związane z potencjalnym naruszeniem przepisów antymonopolowych

Spółka dystrybucyjna Grupy PGE jest naturalnym monopolistą w zakresie świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej. Ponadto Grupa PGE jest głównym producentem energii elektrycznej w Polsce (około 40% udziału w rynku wytwarzania) oraz jest jednym z największych sprzedawców energii elektrycznej w kraju. W związku z monopolistyczną lub dominującą pozycją na odpowiednich



rynkach, Grupa PGE podlega ograniczeniom w zakresie zakazu nadużywania pozycji dominującej, wynikającym z przepisów antymonopolowych prawa polskiego i prawa europejskiego. W przypadku stwierdzenia naruszeń w tym zakresie organy antymonopolowe (Prezes UOKiK, Komisja Europejska) mogą nakazać podjęcie określonych działań lub wymierzać sankcje w postaci kar finansowych. Ograniczenia wynikające z przepisów antymonopolowych lub ich niekorzystna interpretacja przez organy administracji publicznej mogą ograniczyć potencjał nieorganicznego rozwoju Grupy PGE.

3.2.6 Ryzyko związane z programem redukcji emisji CO₂

Od 1 stycznia 2013 roku uprawnienia do emisji CO₂ nie są już przyznawane poprzez Krajowy Plan Rozdziału Uprawnień z puli przyznanej Polsce przez Komisję Europejską („KE”) jak to miało miejsce w II okresie rozliczeniowym ETS (2008-2012). W kolejnym, III okresie rozliczeniowym (2013-2020), co do zasady, wszystkie uprawnienia powinny zostać zakupione na aukcjach. Wyjątkiem od tej reguły są bezpłatne uprawnienia dla producentów przemysłowych i producentów ciepła oraz wytwórców energii elektrycznej (odpowiednio artykuł 10a i 10c dyrektywy ETS) zwane derogacjami. Wielkość i zakres derogacji dla poszczególnych instalacji jest określana i proponowana przez Krajowe Środki Wykonawcze („NIMs”) na podstawie wytycznych KE. Rząd Polski złożył do KE dokumenty uprawniające do otrzymania bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂. Powyższy wniosek został warunkowo zaakceptowany przez KE jednakże nadal brakuje finalnej decyzji w tej sprawie. Wedle informacji opublikowanych przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE) decyzje w tej sprawie mogą zapaść ze wrześniu 2013 roku i mogą dotyczyć także zmian w wielkościach pułapów przydzielenia darmowych uprawnień w III okresie EU ETS. Przewiduje się, że prace potrwać kilka miesięcy. Na dzień publikacji niniejszego sprawozdania Grupa PGE nie otrzymała jeszcze potwierdzonego przydziału darmowych uprawnień na okres rozliczeniowy 2013-2020. Jednakże wiadomo, że bezpłatne uprawnienia do emisji CO₂ tylko częściowo pokryją zapotrzebowanie sektora energetycznego. Ponadto przewiduje się stopniowe zmniejszanie przydziału bezpłatnych uprawnień dla instalacji wytwarzających energię elektryczną, aż do całkowitego zaprzestania ich przyznawania w 2020 roku. Opóźniają się również rządowe prace nad implementacją dyrektywy ETS do prawa krajowego, w związku z czym istnieje ryzyko opóźnienia w uzyskaniu bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂ co skutkować może ich brakiem na moment rozliczenia rzeczywistej emisji z 2013 roku tj. do końca kwietnia 2014 roku.

Poza tym na forum europejskim istnieje silne lobby postulujące podniesienie unijnego celu redukcji CO₂, w szczególności po 2020 roku. W myśl obowiązującego pakietu klimatycznego z 2008 roku, do 2020 roku Unia Europejska i kraje członkowskie zobowiązały się obniżyć swoje emisje CO₂ o 20%



(Polska o 15%) w stosunku do roku bazowego (1990), redukcja zaś emisji CO₂ po tym okresie, jest aktualnie przedmiotem negocjacji. Polska nie popiera proponowanego przez KE planu dochodzenia do niemal bezemisyjnej produkcji energii (Energy Roadmap 2050) i dotychczas wetowała ścieżkę obniżania emisji CO₂ w gospodarce UE o 80% w 2050 roku. W świetle obecnych tendencji spodziewać się należy kolejnych propozycji ze strony KE w kierunku podniesienia celów redukcyjnych emisji CO₂ oraz wpływania na wzrost cen tych uprawnień. Ponadto, wśród czynników ryzyka należy również wymienić tzw. *backloading*, czyli przesunięcie części uprawnień do emisji dwutlenku węgla z lat 2013-2015 na lata 2019-2020 oraz tzw. *setaside*, czyli wycofanie z rynku części uprawnień. Na dzień publikacji niniejszego sprawozdania, kwestia ewentualnej interwencji Komisji Europejskiej na rynku uprawnień jest nadal nierozstrzygnięta, a ewentualne decyzje, w sposób istotny mogą wpływać na zmienność cen uprawnień do emisji.

3.2.7 Ryzyko ograniczeń w zakresie emisji innych niż CO₂ substancji do środowiska oraz zaostrzania standardów BAT

Działalność prowadzona przez spółki z Grupy, w szczególności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, wiąże się z emisją do środowiska naturalnego nie tylko CO₂, ale także NO_x, SO₂, pyłów i innych substancji. W celu minimalizacji ich wpływu na środowisko naturalne oraz dla jego ochrony, UE i władze krajowe wprowadzają odpowiednie uregulowania prawne, do których przestrzegania zobligowane są również energetyka i górnictwo. Kwestie dotyczące ochrony środowiska i obowiązków z tym związanych zawarte są w tzw. „pozwoleniach zintegrowanych” lub pozwoleniach sektorowych, a instalacje wymagające takich pozwoleń, muszą spełniać wymogi najlepszych dostępnych technik („Best Available Techniques”, „BAT”), co wiąże się z koniecznością ponoszenia istotnych nakładów inwestycyjnych. Oprócz ogólnych warunków emisji zanieczyszczeń pozwolenia takie regulują kwestie wielkości emisji gazów lub pyłów wprowadzanych do powietrza, dopuszczalnych poziomów hałasu, warunków poboru wód, ilości ścieków i odpadów stałych oraz określają ogólne zasady wytwarzania odpadów i sposoby postępowania z nimi.

Regulacje dotyczące ochrony środowiska podlegają bardzo częstym zmianom. W perspektywie roku 2016, z uwagi na przyjęcie w 2010 roku dyrektywy o emisjach przemysłowych (dyrektywa IED), zaostrzeniu ulegną wymogi dotyczące emisji właśnie NO_x, SO₂, pyłów. Obecnie trwa implementacja ww. przepisów do prawa polskiego poprzez nowelizację ustawy Prawo Ochrony Środowiska. Dyrektywa IED nie tylko wprowadza zaostrzone wymagania w zakresie limitów emisji zanieczyszczeń w stosunku do uprzednio obowiązujących regulacji (m.in. Dyrektywy LCP) lecz również zwiększa rolę dokumentów referencyjnych BAT (tzw. BREF-ów). Na forum unijnym trwa obecnie rewizja BREF, które w postaci konkluzji Komisji Europejskiej w sprawie BAT będą prawnie obowiązujące.



Wynikające z nich normy emisyjne nałożone na producentów energii mogą zatem ulec dalszemu zaostrzeniu w stosunku do dyrektywy IED około roku 2019. Na dzień dzisiejszy nie można jednakże określić skali tego zaostrzenia z uwagi na trwające w UE prace.

Aktualnie w ramach KE prowadzone są również prace nad zmianą tzw. dyrektywy ramowej oraz decyzji Komisji 2000/532/WE z dnia 3 maja 2000 roku ustalającej tzw. listę odpadów niebezpiecznych. Obecnie niektóre z ubocznych produktów spalania („UPS”), jakimi w szczególności są żużle, popioły paleniskowe i pyły z kotłów, nie są klasyfikowane jako odpady niebezpieczne. Po zmianach mogą zostać za takie uznane. Zmiana ich kwalifikacji może spowodować istotne negatywne konsekwencje finansowe dla podmiotów je wytwarzających powodując np. wzrost opłaty za składowanie odpadów, wzrost kosztów rekultywacji składowisk UPS, brak możliwości sprzedaży odpadów paleniskowych do odbiorców zewnętrznych, a w konsekwencji powodować konieczność całkowitego składowania UPS.

Zaostrzenie standardów emisyjnych powoduje, że Grupa PGE może być zmuszona do ponoszenia znacznych nakładów w zakresie dostosowania się do nowych wymogów, przy czym istnieje ryzyko, że niektóre z posiadanych przez nas urządzeń, składowisk lub instalacji nie zostaną przystosowane do obowiązujących wymogów lub zostaną przystosowane do obowiązujących wymogów po wymaganym terminie, co może mieć niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki, sytuację finansową lub perspektywy rozwoju.

3.3. Czynniki ryzyka związane z działalnością operacyjną Grupy Kapitałowej PGE

3.3.1 Ryzyko przerwania dostaw paliw oraz niewystarczających zapasów paliw

Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła przez elektrownie, elektrociepłownie i ciepłownie z Grupy PGE jest uzależnione od dostaw paliw, w tym węgla brunatnego, węgla kamiennego i gazu. Istnieje ryzyko przerwania dostaw paliw do jednostek wytwórczych, w szczególności z powodów technicznych (w tym awarie), naturalnych (katastrofy, trudne warunki atmosferyczne), społecznych (strajki), gospodarczo-politycznych (ograniczona podaż paliw lub usług transportowych, narzucanie niekorzystnych warunków dostaw i transportu) i innych. Przerwanie lub ograniczenie dostaw paliw może spowodować przerwanie lub znaczące ograniczenie wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła.

Ponadto Prawo energetyczne nakłada na każde przedsiębiorstwo zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła obowiązek utrzymywania zapasów paliw w ilościach zapewniających ciągłość dostaw energii elektrycznej lub ciepła. Za niedotrzymanie wymaganego poziomu zapasów



paliw Prezes URE może nałożyć na przedsiębiorstwo karę finansową (do 15% przychodu). Brak zapasów paliw na odpowiednim poziomie może również prowadzić do przerwania lub ograniczenia produkcji energii elektrycznej oraz ciepła.

3.3.2 Ryzyko związane z kosztami rekultywacji terenów górniczych

Kopalnie węgla brunatnego wchodzące w skład Grupy PGE są zobowiązane do dokonywania rekultywacji terenów, na których prowadzone były prace wydobywcze. Prawo Geologiczne i Górnicze oraz przepisy wykonawcze do tej ustawy nakładają na spółki wydobywcze obowiązek dokonywania odpisów na fundusz likwidacji zakładu górniczego w wysokości 10% należnej opłaty eksploatacyjnej. Środki z funduszu mogą zostać wykorzystane jedynie na pokrycie kosztów likwidacji zakładu górniczego, w tym kosztów rekultywacji. Zebrane środki funduszu oraz rezerwy spółek wydobywczych przeznaczone na ten cel mogą nie zapewnić pokrycia rzeczywistych kosztów rekultywacji, jakie w przyszłości spółki będą musiały ponieść. Może to spowodować konieczność zwiększenia środków na fundusz rekultywacji, tworzenie innych rezerw oraz finansowania kosztów rekultywacji terenów ze źródeł zewnętrznych.

3.3.3 Ryzyko związane z czynnikami atmosferycznymi

Czynniki atmosferyczne mają wpływ na techniczne i ekonomiczne warunki wytwarzania i dystrybucji energii i ciepła oraz powodują sezonowość zapotrzebowania na energię. Czynniki te mogą prowadzić do ograniczeń w wytwarzaniu energii głównie w wyniku nagrzewania się lub obniżenia poziomu wody w zbiornikach, którą chłodzone są instalacje wytwórcze oraz ograniczeń zdolności przesyłowych systemu. Ponadto niekorzystny wpływ warunków atmosferycznych, w szczególności siła wiatru w przypadku farm wiatrowych oraz poziom wód w przypadku elektrowni wodnych, mają również istotny wpływ na wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych. Z kolei znaczne opady deszczu skutkują problemami z odwodnieniem kopalń odkrywkowych węgla brunatnego. Ekstremalne zjawiska pogodowe bardzo często powodują zerwania linii lub zniszczenia urządzeń elektroenergetycznych, co w konsekwencji prowadzi do przerw i ograniczeń w zasilaniu odbiorców. Należy dodać, że wszystkie wyżej opisane zjawiska są w dużej mierze nieprzewidywalne, a w konsekwencji mogą spowodować obniżenie przychodów Grupy PGE oraz roszczenia ze strony odbiorców energii o zapłatę odszkodowań lub udzielenie bonifikat. Usuwanie zniszczeń w sieci wiąże się ponadto z ponoszeniem dodatkowych kosztów związanych z odbudową uszkodzonych elementów sieciowych.



3.3.4 Ryzyko związane z przeglądami, remontami, modernizacjami i inwestycjami

Działalność spółek Grupy PGE w zakresie wydobycia węgla brunatnego oraz wytwarzania i dystrybucji energii wymaga prawidłowo prowadzonych przeglądów, remontów, eksploatacji i modernizacji posiadanego majątku. Działania te powinny zapewniać optymalny czas życia urządzeń i wymaganą dyspozycyjność kluczowych składników majątku z jednoczesną minimalizacją kosztów.

Działania inwestycyjne polegające na odtworzeniu i zmodernizowaniu majątku, jak również inwestycje w nowe aktywa, wymagają znaczących nakładów. Terminowość realizacji takich projektów ma kluczowe znaczenie dla ich rentowności. Opóźnienia wynikające z przedłużających się procesów uzyskiwania zgód administracyjnych, i ich ewentualnym oprotestowaniem wprowadzają ryzyko zaniechania realizacji poszczególnych projektów inwestycyjnych. Jednocześnie nie można wykluczyć opóźnień na poszczególnych etapach prac, bądź nowych przedsięwzięciach inwestycyjnych spowodowanych m.in. niepewnością w zakresie pozyskania wystarczających środków finansowych, utrudnieniami w uzyskaniu wymaganych zezwoleń, utrudnieniami w pozyskiwaniu gruntów dla nowych inwestycji, protestami organizacji ekologicznych, strajkami, wzrostem planowanych kosztów inwestycyjnych, ograniczoną podażą dóbr inwestycyjnych i sprzętu budowlanego, opóźnieniami wykonawców w realizacji zamówień, upadłością wykonawców lub podwykonawców, nieszczęśliwymi wypadkami, niekorzystnymi warunkami pogodowymi lub innymi nieprzewidzianymi trudnościami. Wystąpienie powyższych okoliczności może mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki, sytuację finansową lub perspektywę rozwoju Grupy.

3.3.5 Ryzyko nieuregulowanych stanów prawnych nieruchomości

W stosunku do znacznej liczby nieruchomości należących do Grupy PGE, a zwłaszcza wykorzystywanych przez operatora systemu dystrybucyjnego, istnieją wątpliwości co do tytułu prawnego do korzystania z tych nieruchomości. Bardzo często inwestycje, w szczególności liniowe, były prowadzone na cudzych nieruchomościach bez wyraźnego porozumienia z właścicielami. Krajowe regulacje prawne z tym związane są niejasne, a orzecznictwo sądowe w sprawach dotyczących takich sytuacji podlegało w ostatnich latach zmianom. Sytuacja taka wiąże się z ryzykiem zgłaszanych w stosunku do spółek Grupy PGE roszczeń, co obecnie ma miejsce w odniesieniu do operatora systemu dystrybucyjnego. Nie można wykluczyć dalszych takich przypadków i związanej z tym konieczności poniesienia dodatkowych kosztów lub nawet konieczności zaprzestania korzystania z niektórych nieruchomości.



3.3.6 Ryzyko związane z pozyskiwaniem i kosztami finansowania zewnętrznego (obniżenia lub wycofania ratingu PGE)

Część działalności Grupy PGE jest finansowana w formie finansowania dłużnego ze źródeł zewnętrznych (kredyty bankowe, obligacje i inne). PGE S.A. jak i spółki Grupy są stronami wielu umów finansowych o skomplikowanej strukturze prawnej. Nie można wykluczyć, iż w przyszłości pozyskanie nowego finansowania w pożądaną przez Grupę wysokość lub na pożądanym warunkach może być utrudnione. Może to być spowodowane niestabilną sytuacją na rynkach finansowych i kapitałowych w Polsce lub za granicą, pogarszającą się ogólną koniunkturą gospodarczą w Polsce lub za granicą lub innymi przyczynami, które trudno aktualnie przewidzieć. Okoliczności te mogą niekorzystnie wpływać na warunki pozyskiwanego finansowania, w szczególności mogą prowadzić do zwiększenia kosztów takiego finansowania (podwyższone oprocentowanie, prowizje, itp.). Zwiększone koszty finansowania będą negatywnie wpływać na wyniki Grupy.

PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. otrzymała pozytywne oceny agencji ratingowych potwierdzające wysoką wiarygodność związaną z inwestowaniem w jej papiery dłużne. Agencje ratingowe mogą jednak w każdym czasie obniżyć lub poinformować o swoim zamiarze obniżenia ratingu. Agencje ratingowe mogą również całkowicie wycofać swoje ratingi, co może mieć takie same konsekwencje jak obniżenie ratingu PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. Każde obniżenie ratingu PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. może podwyższyć koszty finansowania zewnętrznego, ograniczyć dostęp do rynków kapitałowych oraz ujemnie wpłynąć na zdolność spółek należących do Grupy PGE do sprzedaży ich produktów lub zawierania transakcji gospodarczych, zwłaszcza długoterminowych. To z kolei może obniżyć płynność PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. i wywrzeć negatywny wpływ na wyniki działalności oraz sytuację finansową Grupy.

3.3.7 Ryzyko związane z decyzjami Prezesa URE w ramach realizacji Ustawy KDT

Przepisy Ustawy KDT regulujące w szczególności obliczanie, sposób wypłaty i korygowanie wysokości środków finansowych na pokrycie kosztów osieroconych, obliczanie i wypłatę tych środków wytwórcom wchodzącym w skład grup kapitałowych (w tym Grupy PGE), konsekwencje podatkowe rozwiązania KDT i wypłaty tych środków oraz inne kwestie, są skomplikowane i nie ma w Polsce ustalonej praktyki ich stosowania. Wytwórcy, którzy rozwiązali KDT i są uprawnieni do otrzymywania środków finansowych na pokrycie kosztów osieroconych, w tym wytwórcy należący do Grupy PGE, narażeni są na ryzyko zwrotu otrzymanych środków w wypadku ujemnej korekty kosztów osieroconych (rocznej lub końcowej).



3.3.8 Ryzyko cen transferowych

PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. i spółki zależne dokonywały i nadal dokonują wielu transakcji z innymi podmiotami z Grupy PGE. Transakcje te dotyczą w szczególności sprzedaży paliw, energii elektrycznej, uprawnień do emisji, świadectw pochodzenia oraz świadczenia szeregu usług. Pomimo dbałości Spółki oraz spółek z Grupy o zachowanie warunków rynkowych w przypadku transakcji z podmiotami powiązanymi oraz wdrożenia zunifikowanych standardów w zakresie sporządzania dokumentacji i procedur w tym zakresie, nie można wykluczyć potencjalnych sporów z organami podatkowymi na tym tle.

3.3.9 Ryzyko niewystarczającej ochrony ubezpieczeniowej

Działalność prowadzona przez Grupę PGE narażona jest na szereg ryzyk związanych z żywiołami oraz awariami i uszkodzeniami. Prowadzona przez Grupę działalność gospodarcza związana jest również z odpowiedzialnością cywilną wobec osób trzecich za ewentualne szkody na osobie, w mieniu bądź na skutek tzw. czystych strat finansowych. Grupa posiada polisy ubezpieczeniowe pokrywające tylko niektóre rodzaje szkód i istnieje ryzyko braku wystarczającej ochrony ubezpieczeniowej. Ponadto istnieją obszary ryzyk, dla których brak jest jakiegokolwiek ochrony ubezpieczeniowej bądź wysokość ewentualnych odszkodowań może nie zaspokoić roszczeń lub strat. W przypadku takich zdarzeń konsekwencje ich wystąpienia obciążą koszty poszczególnych podmiotów z Grupy, co może negatywnie wpłynąć na osiągnięte wyniki spółek z Grupy.

3.3.10 Ryzyko związane z postępowaniami sądowymi, arbitrażowymi i administracyjnymi oraz roszczeniami pracowniczymi

PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. oraz spółki z Grupy PGE są stronami postępowań sądowych, arbitrażowych lub administracyjnych istotnych dla działalności Grupy. W Grupie podejmowane są działania zmierzające do rozstrzygnięcia tych spraw na korzyść spółek z Grupy, ale istnieje ryzyko, że zakończą się one niekorzystnie. Istnieje również ryzyko wszczęcia przeciwko PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. oraz innym spółkom z Grupy PGE innych postępowań w przyszłości, których rozstrzygnięcie może być dla nas niekorzystne, co może mieć negatywny wpływ na działalność i wyniki finansowe Grupy.

W PGE S.A. oraz w spółkach z Grupy działa ponad 100 zakładowych i międzyzakładowych organizacji związkowych, do których należy ponad 24 tys. pracowników. Na mocy obowiązujących przepisów prawa związki zawodowe mają zagwarantowany wpływ na proces stanowienia prawa. Dysponują również różnymi instrumentami wywierania wpływu na pracodawców, w tym w formie sporów zbiorowych. Spółki z Grupy PGE są stronami zakładowych i ponadzakładowych układów zbiorowych



pracy. Ponadto, zarządy wielu spółek z Grupy PGE zawarły tzw. umowy społeczne z organizacjami związkowymi. Umowy te przyznają pracownikom i związkom zawodowym liczne uprawnienia. Konieczność konsultowania lub uzgadniania niektórych działań ze związkami zawodowymi może opóźniać, a nawet uniemożliwiać ich przeprowadzenie oraz stanowić przyczynę występowania sporów zbiorowych, w tym strajków lub innych form protestu pracowników. Ponadto, w przypadku wystąpienia w przyszłości konieczności dokonywania istotnych redukcji zatrudnienia w Grupie, obowiązek wypłaty pracownikom wysokich odpraw może opóźniać lub istotnie ograniczać zdolność Grupy do dokonywania takich działań lub zwiększać ich koszty.

Ryzyka związane z postępowaniami sądowymi, arbitrażowymi i administracyjnymi oraz roszczeniami pracowniczymi, istotne dla działalności Grupy zostały opisane w nocie nr 20 oraz 25 skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz w pkt. 2.5.1 oraz 9 niniejszego sprawozdania.

3.3.11 Ryzyko utraty wartości aktywów

Obserwowany spadek cen energii oraz prognozy długoterminowego utrzymywania się ich na niskim poziomie mogą prowadzić do konieczności dokonywania odpisów aktualizujących wartość aktywów wytwórczych Grupy. Sytuacja taka miała już miejsce w przypadku Elektrowni Dolna Odra, gdzie w 2012 roku dokonano odpisu aktualizującego wartość rzeczowych aktywów trwałych.

3.4. Czynniki ryzyka dotyczące ryzyka zmiany cen oraz ryzyka kredytowego

W toku zwykłej działalności biznesowej, działania Grupy, jej wyniki finansowe oraz przepływy gotówkowe są narażone na różnego typu ryzyka rynkowe i finansowe, w tym ryzyko cen towarów, ryzyko stopy procentowej, ryzyko walutowe, ryzyko płynności, a także ryzyko kredytowe. Każde z tych ryzyk mogłoby niekorzystnie wpłynąć na działalność biznesową, stan finansowy oraz rezultaty przeprowadzonych operacji.

3.4.1 Ryzyko cen towarów

Spółki z Grupy PGE z racji prowadzonej działalności narażone są na zmienność przepływów pieniężnych oraz wyników finansowych z tytułu zmian cen następujących czynników ryzyka:

- energii elektrycznej;
- energii cieplnej;
- węgla kamiennego;
- gazu ziemnego;



- uprawnień do emisji CO₂;
- praw majątkowych do świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii („zielone certyfikaty”) lub z kogeneracji („czerwone/żółte certyfikaty”).

3.4.2 Ryzyko stopy procentowej

Spółki Grupy PGE są narażone na ryzyko stopy procentowej na skutek finansowania swojej działalności operacyjnej oraz inwestycyjnej poprzez pozyskiwanie zadłużenia oprocentowanego według zmiennej stopy procentowej lub poprzez inwestycje w aktywa finansowe oprocentowane według zmiennej lub stałej stopy procentowej. Z drugiej strony finansowanie działalności poprzez pozyskiwanie zadłużenia według stałej stopy procentowej wiąże się z ryzykiem utraconych korzyści w przypadku spadku stóp procentowych.

Oprocentowanie instrumentów finansowych o zmiennym oprocentowaniu jest aktualizowane w okresach krótszych niż jeden rok. Odsetki od instrumentów finansowych o stałym oprocentowaniu są stałe przez cały okres do upływu terminu zapadalności/wymagalności tych instrumentów.

Środki pieniężne prezentowane są w grupie oprocentowania według zmiennej stopy procentowej. Większość środków pieniężnych stanowią lokaty krótkoterminowe (poniżej 3 miesięcy) o stałym oprocentowaniu, ze względu na ryzyko zmian stop procentowych przy negocjowaniu warunków oprocentowania w następnych okresach, Grupa prezentuje je w grupie większego ryzyka.

Grupa narażona jest także na ryzyko zmiany wartości godziwej instrumentów pochodnych typu SWAP, wynikające ze zmian stóp procentowych.

3.4.3 Ryzyko walutowe

W spółkach Grupy PGE można zidentyfikować dwie kategorie ekspozycji na ryzyko walutowe:

Ekspozycja na ryzyko transakcyjne

Wynika z faktu, iż część przepływów pieniężnych związanych z podstawową działalnością biznesową spółek jest denominowana lub indeksowana do kursów walut obcych. Ekspozycja na ryzyko transakcyjne powstaje również na skutek realizacji inwestycji kapitałowych oraz finansowania działalności w walutach obcych. Ryzyko walutowe odnosi się do zmienności przyszłych przepływów pieniężnych denominowanych/ indeksowanych do walut obcych na skutek zmian kursów walutowych.



Ekspozycja na ryzyko translacyjne

Powstaje na skutek przeliczania pozycji bilansowych wyrażonych w walutach obcych na walutę sprawozdań finansowych spółek, tj. polskie złote. Analogicznie jak w przypadku ryzyka transakcyjnego brak pewności, co do przyszłego kształtowania się kursów walutowych, według których dokonywane będzie przeliczenie sprawozdań finansowych na dzień bilansowy powoduje niepewność, co do wartości tych pozycji w złotych na dzień bilansowy oraz związanych z nimi przychodów i kosztów finansowych z tytułu różnic kursowych wykazywanych w sprawozdaniu z całkowitych dochodów.

Poniżej przedstawione zostały główne elementy stanowiące źródła ekspozycji na ryzyko walutowe Grupy:

- wydatki inwestycyjne denominowane/indeksowane do kursów walut obcych;
- zadłużenie spółek należących do Grupy denominowane w walutach obcych;
- transakcje sprzedaży energii elektrycznej w eksporcie denominowane w walutach obcych;
- transakcje zakupu energii elektrycznej denominowane w walutach obcych oraz transakcje zakupu energii elektrycznej, dla których część ceny zakupu indeksowana jest do kursu walutowego;
- opłaty denominowane/indeksowane do kursów walut obcych z tytułu zakupu mocy przesyłowych;
- transakcje sprzedaży uprawnień do emisji CO₂ denominowane/indeksowane do kursów walut obcych;
- transakcje zakupu uprawnień do emisji CO₂ denominowane/indeksowane do kursów walut obcych;
- wydatki związane z bieżącą eksploatacją środków produkcji denominowane/indeksowane do kursów walut obcych;
- aktywa finansowe o charakterze lokacyjnym denominowane w walutach obcych.



3.4.4 Ryzyko płynności

Spółki Grupy PGE prowadzą aktywną politykę inwestowania środków pieniężnych. Oznacza to, że jednostki monitorują stan nadwyżki finansowej oraz dokonują prognoz przyszłych przepływów pieniężnych i na tej podstawie realizują strategię inwestycyjną.

Spółki Grupy PGE są indywidualnie odpowiedzialne za utrzymanie płynności bieżącej, która regulowana jest głównie przy pomocy kredytów w rachunku bieżącym. W Grupie wprowadzono proces centralnego finansowania. PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. emituje obligacje, które obejmowane są m.in. przez podmioty posiadające nadwyżki finansowe. Środki z emisji służą następnie do objęcia obligacji emitowanych przez te spółki z Grupy PGE, które zgłaszają zapotrzebowanie na finansowanie zewnętrzne.

3.4.5 Ryzyko kredytowe

Ryzyko kredytowe jest związane z potencjalnym zdarzeniem kredytowym, które może mieć formę niewypłacalności kontrahenta, częściowej spłaty należności, istotnego opóźnienia w spłacie należności lub innego odstąpienia od warunków kontraktowych, w szczególności braku realizacji dostawy i odbioru uzgodnionego towaru zgodnie z zawartą umową i ewentualnego braku płatności odszkodowań i kar umownych.

Spółki Grupy PGE narażone są na ryzyko kredytowe powstające w obszarze:

- podstawowej działalności spółek – źródłem ryzyka kredytowego są transakcje sprzedaży i zakupu energii elektrycznej oraz innych produktów energetycznych oraz niepewność dotycząca realizacji przez drugą stronę transakcji, zarówno jej zobowiązań pieniężnych wobec spółki Grupy PGE jak i zobowiązań niepieniężnych do dostawy lub odbioru przedmiotu transakcji, co w sytuacji braku realizacji transakcji powoduje konieczność zawarcia transakcji zastępczej na bieżących warunkach rynkowych;
- działalności inwestycyjnej spółek – ryzyko kredytowe generowane jest przez transakcje wynikające z realizacji projektów inwestycyjnych, których powodzenie jest uzależnione od pozycji finansowej dostawców Grupy;
- działalności finansowej spółek m. in. lokowania wolnych środków pieniężnych spółek – ryzyko kredytowe powstaje na skutek lokowania wolnych środków pieniężnych przez spółki Grupy PGE w instrumenty finansowe obciążone ryzykiem kredytowym tj. inne instrumenty finansowe niż emitowane przez Skarb Państwa.



Klasy instrumentów finansowych, w których powstaje ekspozycja na ryzyko kredytowe, mające odmienną charakterystykę ryzyka kredytowego, to:

- lokaty i depozyty;
- nabyte obligacje, weksle, bony;
- należności z tytułu dostaw i usług;
- pożyczki udzielone;
- pozostałe należności finansowe;
- środki pieniężne i ich ekwiwalenty;
- instrumenty pochodne;
- udzielone gwarancje i poręczenia.

Maksymalna ekspozycja na ryzyko kredytowe wynikająca z aktywów finansowych Grupy jest równa wartościom bilansowym tych pozycji.

Nadrzędnym celem zarządzania ryzykiem kredytowym jest akceptacja i kontrola ryzyka kredytowego na ustalonym poziomie, który bezpośrednio wynika z głównych celów biznesowych przyjętych w zakresie obrotu energią elektryczną oraz produktami powiązanymi. Zarządzanie ryzykiem kredytowym kontrahenta w PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. i jednostkach Grupy PGE narażonych w największym stopniu na straty z powodu występowania ryzyka kredytowego kontrahenta odbywa się na podstawie przyjętej w tym zakresie polityki i procedury. W celu ograniczenia ryzyka kredytowego kontrahenta, handel z klientami charakteryzującymi się wysoką potencjalną ekspozycją kredytową prowadzony jest w ramach limitów przyznanych na podstawie oceny wiarygodności kredytowej. W przypadku klientów charakteryzujących się słabszą kondycją finansową, handel może być uzależniony od dostarczenia zabezpieczenia. Preferowane są zabezpieczenia o wysokiej stopie odzysku. Płatności od kontrahentów i ekspozycja kredytowa są na bieżąco monitorowane. W celu minimalizowania strat związanych z brakiem terminowej zapłaty od kontrahenta, stosowane są procedury i procesy windykacyjne.



4. Czynniki, które w ocenie Spółki będą miały wpływ na osiągnięte przez nią wyniki w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału.

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

- wielkość zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło;
- ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym i detalicznym;
- ceny praw majątkowych;
- dostępność i ceny paliw wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej oraz ciepła, w szczególności ceny węgla kamiennego, gazu ziemnego oraz biomasy;
- dostępność transgranicznych mocy (zdolności) przesyłowych;
- przyrost mocy energetycznych w krajowym systemie elektroenergetycznym, w tym w obszarze odnawialnych źródeł energii;
- zmiana otoczenia makroekonomicznego Grupy, w tym w szczególności stóp procentowych oraz kursów walutowych, których wartość ma wpływ na wycenę wykazywanych przez Grupę aktywów i zobowiązań;
- ceny uprawnień do emisji CO₂;
- zakończenie procesu przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji na lata 2013-2020 dla wytwórców energii elektrycznej z GK PGE;
- decyzja Komisji Europejskiej o przeniesieniu sprzedaży części uprawnień do emisji z okresu 2013-2015 na lata 2019-2020 (tzw. „backloading”) lub wycofaniu części puli uprawnień do emisji z rynku (tzw. „setaside”);
- nowelizacja Prawa energetycznego i innych ustaw;
- aktualizacja polityki energetycznej Państwa;
- wyniki postępowania wyjaśniającego toczącego się przed Prezesem URE w zakresie wydania świadectw pochodzenia energii wytworzonej z biomasy dla niektórych oddziałów z 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 2008 rok oraz korekt rocznych kosztów osieroconych i korekt rocznych kosztów powstałych



w jednostkach opalanych gazem ziemnym za lata 2009, 2010 i 2011 (por. nota nr 26.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego);

- realizacja projektów operacjonalizujących działania w ramach GK PGE;
- sezonowość i warunki pogodowe;
- możliwe odmienne rozstrzygnięcie sporów prawnych, podatkowych lub innych zobowiązań warunkowych, z których najbardziej istotne przedstawiono w nocie 20 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

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

Według stanu na dzień publikacji niniejszego skonsolidowanego raportu półrocznego, zgodnie z informacjami posiadanymi przez Spółkę, jedynym akcjonariuszem posiadającym co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. był Skarb Państwa, który posiadał 1.157.124.546 akcji Spółki, co stanowi 61,89% kapitału zakładowego Spółki i daje prawo do takiej samej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu Spółki.

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

Akcjonariusz	Liczba akcji (szt.)	Liczba głosów (szt.)	Udział w ogólnej liczbie głosów na WZ (%)
Skarb Państwa	1.157.124.546	1.157.124.546	61,89%
Pozostali	712.636.283	712.636.283	38,11%
Razem	1.869.760.829	1.869.760.829	100,00%



6. Zestawienie stanu posiadania akcji Spółki lub uprawnień do nich przez osoby zarządzające i nadzorujące Spółkę na dzień przekazania raportu półrocznego

Wedle najlepszej wiedzy Zarządu Spółki, osoby zarządzające i nadzorujące Spółkę na dzień przekazania niniejszego skonsolidowanego raportu półrocznego oraz na dzień publikacji skonsolidowanego raportu kwartalnego za I kwartał 2013 roku posiadały następującą liczbę akcji:

Akcjonariusz	Liczba akcji na dzień publikacji raportu za I kwartał (tj. 15.05.2013 roku) (szt.)	Zmiana liczby posiadanych akcji Spółki (szt.)	Liczba akcji na dzień przekazania niniejszego raportu (szt.)	Wartość nominalna akcji na dzień przekazania niniejszego raportu (zł)
Zarząd	0	bez zmian	0	0
Rada Nadzorcza	628	-278	350	3.500
Grzegorz Krystek	350	bez zmian	350	3.500
Katarzyna Prus*	278	-	-	-

* Pani Katarzyna Prus została odwołana z funkcji Członka Rady Nadzorczej PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. w dniu 27 czerwca 2013 roku, Uchwałą nr 27 Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki.

Członkowie Zarządu Spółki oraz pozostali Członkowie Rady Nadzorczej nie posiadali akcji.

7. 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 nocie nr 21 skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz w punkcie 1.2. niniejszego sprawozdania.



8. Informacje o udzieleniu przez Spółkę lub przez jednostkę od niej zależną poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji - łącznie jednemu podmiotowi lub jednostce zależnej od tego podmiotu, jeżeli łączna wartość istniejących poręczeń lub gwarancji stanowi równowartość co najmniej 10% kapitałów własnych Spółki.

W ramach Grupy w I półroczu 2013 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.

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

Na dzień 30 czerwca 2013 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 za wyjątkiem wystąpienia przez spółki wytwórcze wchodzące w skład Grupy PGE z wnioskami o stwierdzenie nadpłaty w podatku akcyzowym oraz zwrot podatku wraz z odsetkami za lata 2006-2008 oraz pierwsze dwa miesiące 2009 roku. Łączna wysokość nadpłaty podlegającej zwrotowi na rzecz spółek z Grupy PGE może wynieść około 3,4 mld zł, przy czym kwota ta nie zawiera odsetek (spółkom wytwórczym należą się odsetki od nadpłaconego podatku akcyzowego liczone od dnia uiszczenia nienależnego podatku). Postępowanie to zostało omówione w nocie nr 25.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Istotne postępowania toczące się przed sądami, organami właściwymi dla postępowań arbitrażowych oraz organami administracji publicznej zostały omówione w nocie nr 20 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.



10. Oświadczenia Zarządu

10.1. Oświadczenie w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego

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

Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGE zawiera prawdziwy obraz rozwoju i osiągnięć oraz sytuacji Grupy Kapitałowej, w tym opis podstawowych ryzyk i zagrożeń.

10.2. Oświadczenie w sprawie podmiotu uprawnionego do badania sprawozdania finansowego

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

Warszawa, 27 sierpnia 2013 roku

Podpisy Członków Zarządu PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

Krzysztof Kilian
Prezes Zarządu

Bogusława Matuszewska
Wiceprezes Zarządu

Wojciech Ostrowski
Wiceprezes Zarządu

Piotr Szymanek
Wiceprezes Zarządu